

第 6 章

パイロット配電指令センターの実施計画

第6章 パイロット配電指令センターの実施計画

6-1 パイロット配電指令センターの必要性

自動配電指令システムはP E Aにとって最初の試みであるため、次の理由からパイロット配電指令センターとトレーニングユニットの設置を計画した。

- (1) 配電指令システムの検証とシステム改善ならびに将来における最適システムの検討
- (2) 配電指令システムの運転およびメンテナンス技術の習得
- (3) 配電指令システムの評価、計画、設計および建設に関する研修
- (4) 技術者のトレーニング

6-2 パイロット配電指令センターサイトの選定

本配電指令システムは全Regionに対し同一システムを適用できるため、パイロット配電指令センターは1箇所とした。

サイト選定にあたっては、システム検証およびトレーニングのための地理的条件、電力需要の量および質からみた重要度、指令センター用建物、制御所の設置状況等を考慮し、Central Region 3を選定した。

6-3 監視制御対象設備

監視制御対象設備は、変電所新增設計画および高圧ファイター新增設計画等にもとづいて、変電所12カ所、しゃ断器86台、リクローザー19台、自動開閉器95台（ケース1）、127台（ケース2）、179台（ケース3）と計画した。Fig.6-1に当支店管内の配電系統図を示す。

6-4 配電指令システムの機能と構成

配電指令システムの機能および構成はClause5-4 および5-5 のとおりとし、指令センターは支店新社屋の4階に設置することとした。Fig.6-2に当指令センターの機器配置図（案）を示す。

6-5 データ伝送システム

Fig.6-3 に当支店管内の無線ルート図を示す。現地調査の際はKanchanaburiの西方約18kmに位置するKhao Phu Liab (TOTが中継局を建設中) から伝搬試験を実施したが、この地点に中継局を設置するとSuphauburiの周辺に中継局を追加する必要があるため、中継局はKhao Rang Kapoetに選定した。

データ伝送システムに必要な無線局数および送受信機組数は、配電指令センター1局/3セット、中継局1局/3セット、変電所子局12局/12セット、フィーダー子局114局/114セット(ケース1)、146局/146セット(ケース2)、198局/198セット(ケース3)と計画した。

6-6 教育訓練計画および設備

本プロジェクトを円滑に推進し、かつ本配電指令システムを適正に運用するため、教育訓練は不可欠でしかも重要な役割をになうものである。教育訓練は、トレーナーの訓練、パイロットプロジェクトのための訓練、マスタープロジェクトのための訓練に分け、次により実施するものとする。

(1) トレーナーの訓練

システムエンジニア2名、オペレーションエンジニア2名、通信エンジニア1名を対象として日本において行う。訓練期間は3ヵ月程度とする。

(2) パイロットプロジェクトのための訓練

中央配電指令センターのスタッフ、Central Region 3の指令センターオペレーターおよび関係スタッフを対象とし、トレーニングセンターおよびパイロット指令センターにおいて、トレーナーが実施する。実施時期はパイロット指令センターの運転開始前3ヵ月間程度となろう。また、運転開始後はOn the Job Trainingまたはフォローアップが必要である。Table6-1に配電指令システム訓練コースのカリキュラム(案)を示す。

(3) マスタープロジェクトのための訓練

各Regionの指令センターオペレーターおよび関係スタッフを対象とし、トレーニングセンターおよびパイロット指令センターにおいて、トレーナーが実施する。この段階では実施時期および期間の制約がないので年間を通じ計画的に

実施が可能である。

パイロット指令センターは実系統で運転されているため運転およびメンテナンスの実技訓練の実施にはおのずから限度がある。しかも本プロジェクトの場合は訓練対象者数が多数にのぼるため、実技訓練の充実をはかるにはトレーニングユニットによる訓練が必要となる。そのため、トレーニングセンターにコンピューター、親局、操作卓等運転およびメンテナンスの模擬訓練が出来る最小限のユニットを計画した。

Table 6-1 DISTRIBUTION DISPATCHING SYSTEM TRAINING COURSE (DRAFT)

1. Objective

To promote the working knowledge of PEA's personnel concerning the distribution dispatching system operations and maintenances.

2. Training Subjects

2.1 Structure and equipments of dispatching system

- (1) Data transmission devices
 - . Master terminal unit
 - . Substation terminal unit
 - . Feeder remote terminal unit
- (2) Man-machine interface devices
 - . Dispatching console
 - . CRT
 - . Typewriter, etc.
- (3) Computer
- (4) Communication system
 - . Transmitter and receiver
 - . communication control unit
- (5) Power source
- (6) Circuit breaker
- (7) Recloser
- (8) Sectionalizer

2.2 Functions of dispatching system

- (1) Data acquisition
- (2) Data processing
- (3) Data logging
- (4) Display
- (5) Supervisory control
- (6) Fault detection and isolation
- (7) Service restoration

2.3 Operation procedure

2.4 Maintenance procedure

3. Training Methodologies

3.1 Lecture in the classroom with texts, manuals and visual aids such as

- Overhead projector
- Slide projector
- Video tape

3.2 Practice

- at training center by means of training unit
- at pilot dispatching center
- at control station
- at working site

4. Trainees

Engineers and technicians

5. Number of trainees per course

about 30 persons

6. Duration of training

Ten (10) days

Fig 6-1 DISTRIBUTION SYSTEM DIAGRAM (C3)

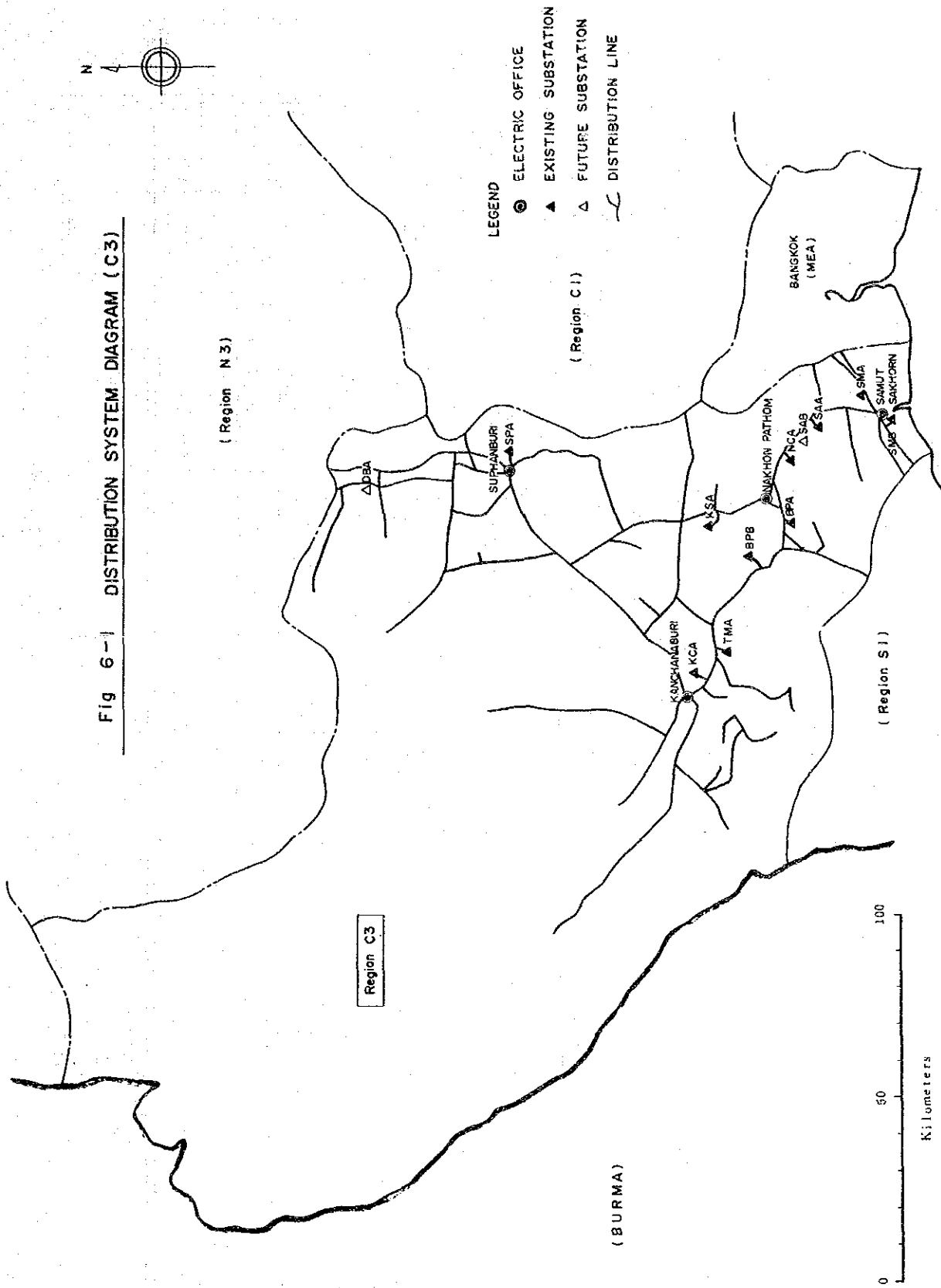


Fig 6 - 2 TENTATIVE LAYOUT OF DISTRIBUTION DISPATCHING CENTER (03)

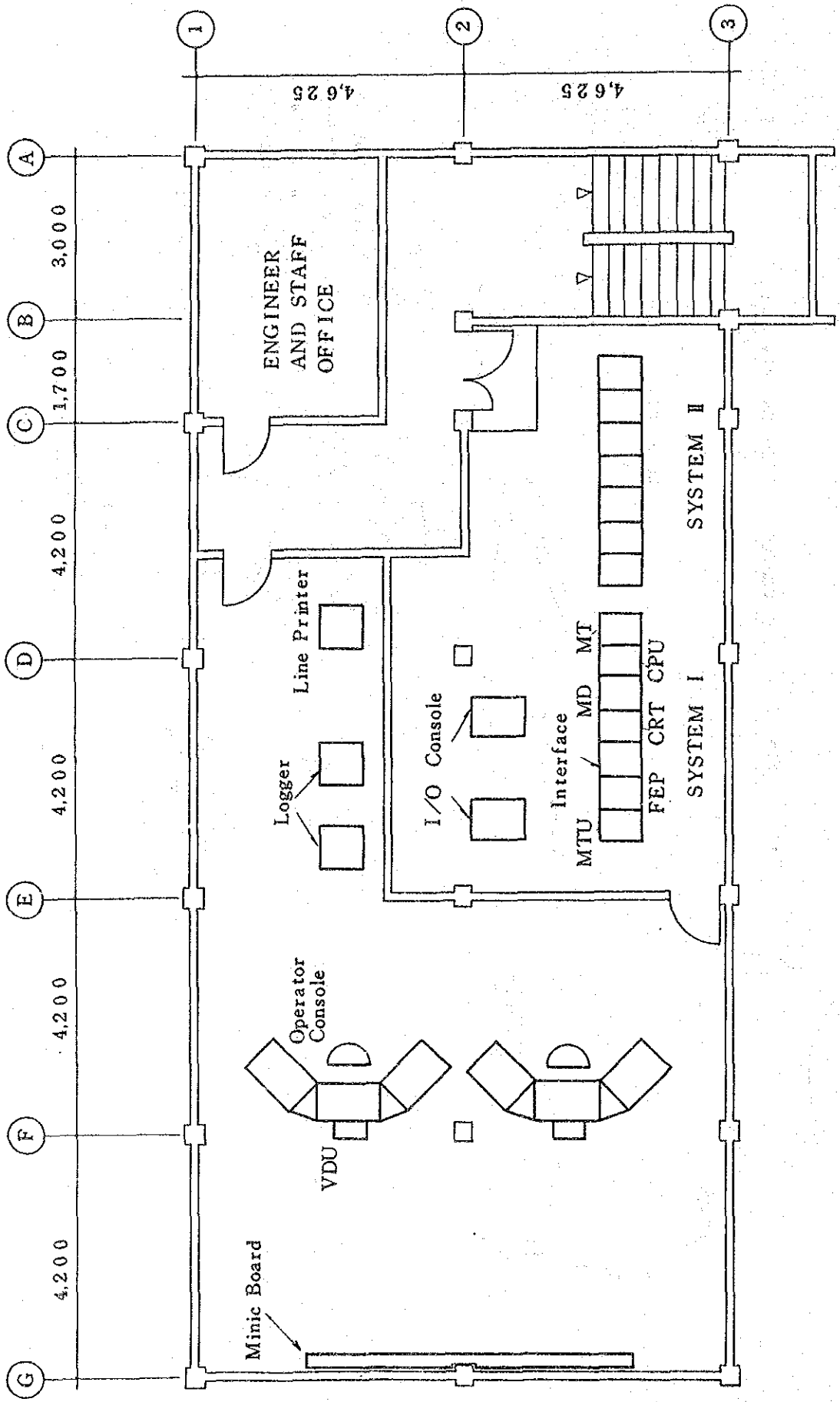
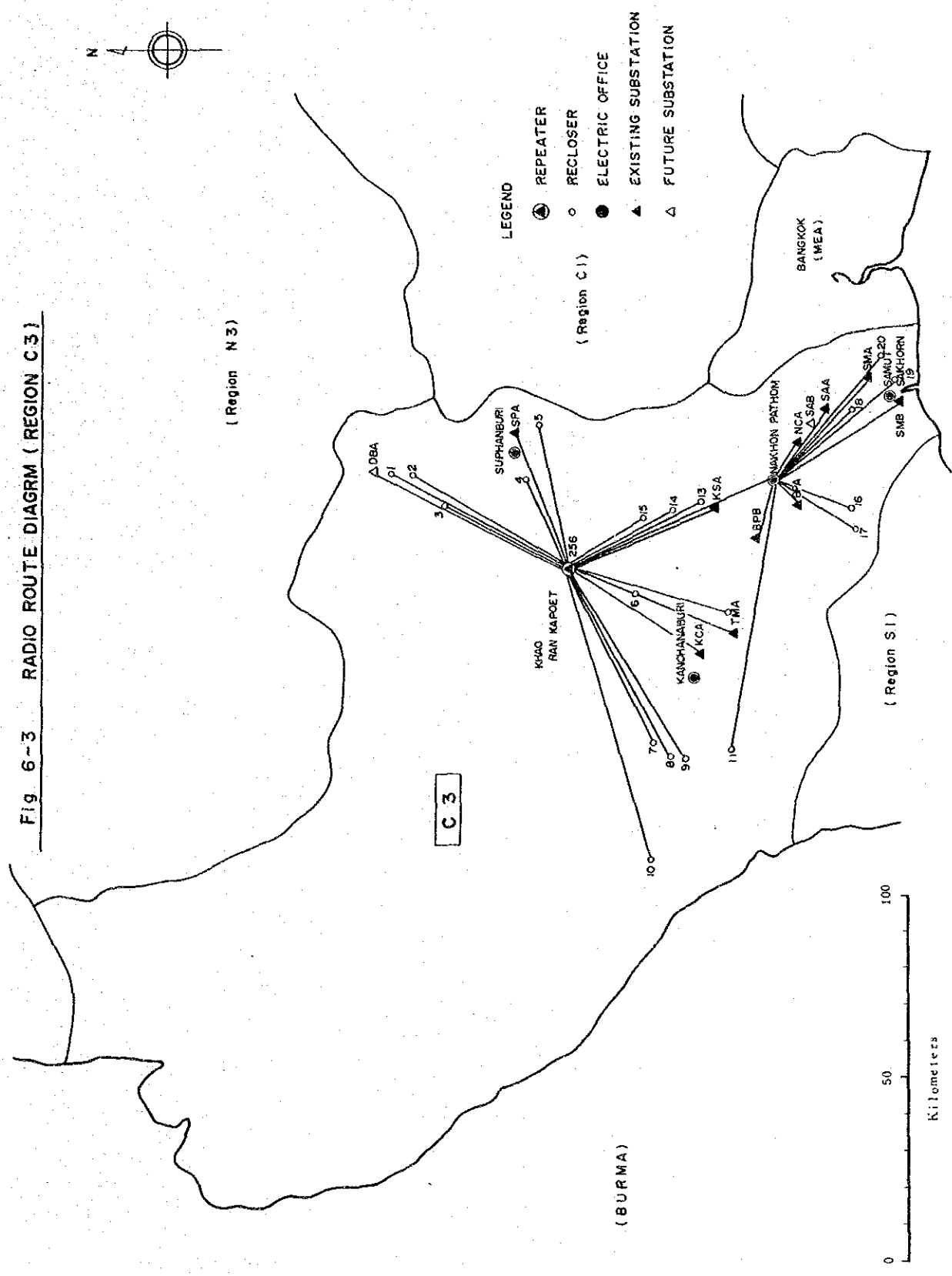


Fig 6-3 RADIO ROUTE DIAGRM (REGION C 3)



第 7 章

建設コスト

第7章 建設コスト

Table7-1に本プロジェクトの建設コストを、Table7-2にパイロットプロジェクトの建設コストをそれぞれ示す。パイロットプロジェクトのコストはTable7-1の建設コストに含まれている。

為替レートは1 US\$ = 25.936Baht, 1 US\$ = 153.80円 (1986年 9月22日現在) を用いた。

Table7-3-1~7-3-3 にRegion毎の内訳を示す。

Table 7-1 CONSTRUCTION COST OF THE PROJECT

(Unit: 1,000 US\$)

Item	Case 1			Case 2			Case 3					
	F.C.	L.C.		F.C.	L.C.		F.C.	L.C.		Total		
		Duties	Others		Duties	Others		Duties	Others			
Center Terminal Unit	20,417	8,062	1,899	30,378	20,417	8,062	1,899	30,378	20,417	8,062	1,899	30,378
Substation Remote Terminal Unit	6,920	3,598	147	10,665	6,920	3,598	147	10,665	6,920	3,598	147	10,665
Feeder Remote Terminal Unit	11,972	6,228	581	18,781	14,510	7,543	741	22,794	21,967	11,423	1,015	34,405
Data Transmission System	17,348	5,206	1,064	23,618	18,687	5,606	1,154	25,447	22,615	6,785	1,416	30,816
Sub-total (CIF)	56,657	23,094	3,691	83,422	60,534	24,809	3,941	89,284	71,919	29,868	4,477	106,264
Contingency (incl. Eng. Fee)	5,666	2,309	369	8,344	6,053	2,481	394	8,928	7,192	2,987	448	10,627
Total	62,323	25,403	4,060	91,786	66,587	27,290	4,335	98,212	79,111	32,855	4,925	116,891

Table 7-2 CONSTRUCTION COST OF THE PILOT PROJECT

(Unit: 1,000 US\$)

Item	Case 1			Case 2			Case 3					
	F.C.	L.C.		F.C.	L.C.		F.C.	L.C.		Total		
		Duties	Others		Duties	Others		Duties	Others			
Pilot Distribution Dispatching Center	6,275	2,562	328	9,165	6,964	2,867	373	10,204	8,083	3,364	426	11,873
Training Unit	575	219	1	795	575	219	1	795	575	219	1	795
Sub-total (CIF)	6,850	2,781	329	9,960	7,539	3,086	374	10,999	8,658	3,583	427	12,668
Contingency (incl. Eng. Fee)	685	278	33	996	754	309	37	1,100	866	358	43	1,267
Total	7,535	3,059	362	10,956	8,293	3,395	411	12,099	9,524	3,941	470	13,935

Table 7-3-1 CONSTRUCTION COST BY REGION (CASE 1)
(Unit: 1,000 US\$)

Region	Center Terminal Unit		Substation Remote Terminal Unit		Feeder Remote Terminal Unit		Data Transmission System			Total		
	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.		
										Duties	Others	
N1	1,419	146	545	12	984	50	1,393	61	4,341	1,777	269	
N2	1,419	146	543	11	817	40	1,529	88	4,308	1,730	285	
N3	1,419	146	546	12	894	44	1,375	109	4,234	1,726	311	
NE1	1,419	146	633	13	1,017	50	1,857	131	4,926	1,979	340	
NE2	1,419	146	451	10	638	32	1,299	107	3,807	1,521	295	
NE3	1,419	146	483	10	857	40	1,336	86	4,095	1,662	282	
C1	1,419	146	904	19	1,851	90	1,832	85	6,006	2,547	340	
C2	1,419	146	678	14	1,326	60	1,447	93	4,870	2,041	313	
C3	2,814	146	598	13	1,440	73	1,423	96	6,275	2,562	328	
S1	2,838	292	523	11	744	38	1,440	85	5,545	2,219	426	
S2	1,419	146	517	11	610	28	1,174	71	3,720	1,502	256	
S3	1,419	146	499	11	794	36	1,243	52	3,955	1,609	245	
Training Center	575	1	-	-	-	-	-	-	575	219	1	
Total	20,417	1,899	6,920	147	11,972	581	17,348	1,064	56,657	23,094	3,691	

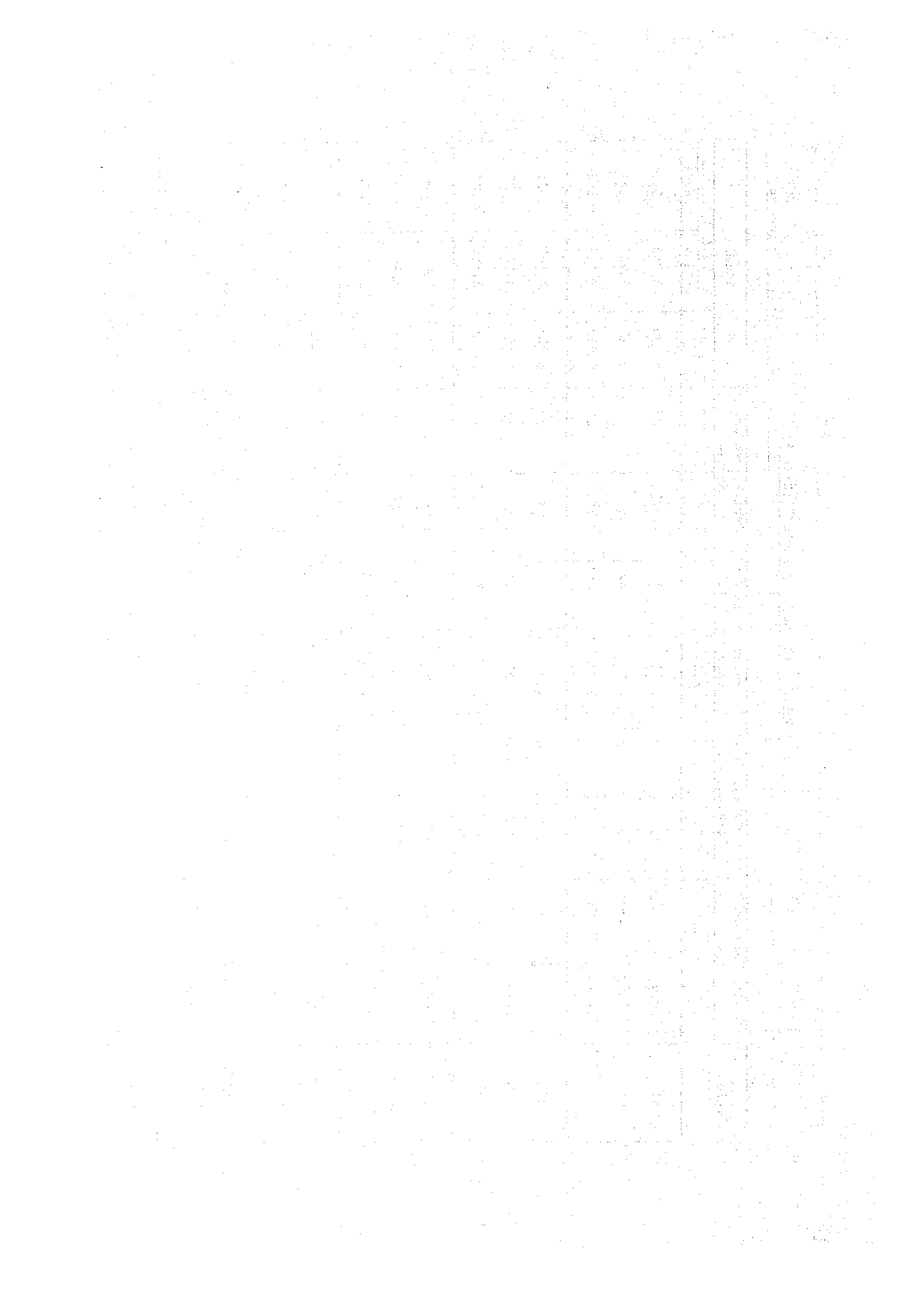
Table 7-3-2 CONSTRUCTION COST BY REGION (CASE 2)
(Unit: 1,000 US\$)

Region	Center Terminal Unit		Substation Remote Terminal Unit		Feeder Remote Terminal Unit		Data Transmission System		Total		
	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	
										Duties	Others
N1	1,419	146	545	12	1,266	69	1,541	71	4,771	1,967	298
N2	1,419	146	543	11	958	48	1,603	93	4,523	1,825	298
N3	1,419	146	546	12	1,091	57	1,479	116	4,535	1,859	331
NE1	1,419	146	633	13	1,158	59	1,932	136	5,142	2,075	354
NE2	1,419	146	451	10	723	38	1,343	110	3,936	1,578	304
NE3	1,419	146	483	10	970	47	1,396	90	4,268	1,738	293
C1	1,419	146	904	19	2,358	122	2,100	103	6,781	2,890	390
C2	1,419	146	678	14	1,552	74	1,566	101	5,215	2,194	335
C3	2,814	146	598	13	1,891	102	1,661	112	6,964	2,867	373
S1	2,838	292	523	11	941	50	1,544	92	5,846	2,352	445
S2	1,419	146	517	11	723	35	1,234	75	3,893	1,579	267
S3	1,419	146	499	11	879	40	1,288	55	4,085	1,666	252
Training Center	575	1	-	-	-	-	-	-	575	219	1
Total	20,417	1,899	6,920	147	14,510	741	18,687	1,154	60,534	24,809	3,941

Table 7-3-3 CONSTRUCTION COST BY REGION (CASE 3)

(Unit: 1,000 US\$)

Region	Center Terminal Unit		Substation Remote Terminal Unit		Feeder Remote Terminal Unit		Data Transmission System		Total		
	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	
										Duties	Others
N1	1,419	146	545	12	1,703	85	1,772	86	5,439	2,265	329
N2	1,419	146	543	11	1,550	70	1,915	114	5,427	2,227	341
N3	1,419	146	546	12	1,613	76	1,754	134	5,332	2,213	368
NE1	1,419	146	633	13	1,736	80	2,236	156	6,024	2,467	395
NE2	1,419	146	451	10	1,146	52	1,566	125	4,582	1,865	333
NE3	1,419	146	483	10	1,590	69	1,723	112	5,215	2,159	337
C1	1,419	146	904	19	3,415	161	2,657	140	8,395	3,607	466
C2	1,419	146	678	14	2,581	111	2,108	137	6,786	2,891	408
C3	2,814	146	598	13	2,624	129	2,047	138	8,083	3,364	426
S1	2,838	292	523	11	1,364	66	1,766	107	6,491	2,639	476
S2	1,419	146	517	11	1,174	53	1,471	91	4,581	1,884	301
S3	1,419	146	499	11	1,471	63	1,600	76	4,989	2,068	296
Training Center	575	1	-	-	-	-	-	-	575	219	1
Total	20,417	1,899	6,920	147	21,967	1,015	22,615	1,416	71,919	29,868	4,477



第 8 章

プロジェクトの実施計画

第8章 プロジェクトの実施計画

8-1 プロジェクト実施の考え方

本プロジェクトはClause5-1で述べたとおり、早急に実施する必要があり、しかも、第6章で述べたとおり、パイロットプロジェクトを必要とするため出来るだけ早期に着手することが望ましい。

本プロジェクトの実施は、パイロットプロジェクトと残り11Regionに対するマスタープロジェクトとに分けられる。マスタープロジェクトについては次の2案を検討した。

(1) 第 1 案

Region毎に実施する。実施順位はTable8-1に示すとおりとする。

(2) 第 2 案

各RegionをA-Zone（都市部および工業地帯）とB-Zone（農村部）の2つのZoneに分け、まずA-Zoneを実施し、A-Zone終了後B-Zoneを実施する。

8-2 実 施 計 画

実施計画の検討は、最適案として選定したケース2について行った。Table8-2に年度毎の実施Region/Zoneおよび建設コストを示す。またTable8-3、8-4はそれぞれRegion毎、Zone毎の監視制御対象設備および建設コストを示す。

プロジェクトの実施面からみると第1案が優れている。すなわち、第1案の場合は実施計画の作成、工事施工およびソフトウェアの適用等が一度で実施できるのに対し、第2案の場合はそれぞれを分割して実施することとなる。一方、指令システムの運用面からみると、第2案の場合は3ヵ年で全Regionに指令センターが設置され、しかも都市部および工業地帯を優先して実施出来るので、第2案が優れている。

本調査では、自動配電指令システムがPEAにとって最初の経験であるため、プロジェクトの効率的実施を優先して第1案を採用することとした。

以上にもとづき本プロジェクトは次の3段階に別けて実施するものとする。

- (1) 第1段階 (1987年～1989年)
パイロット配電指令センター (C3 Region)およびトレーニングユニット
(トレーニングセンター)
- (2) 第2段階 (1990年～1992年)
6 Region (C1, C2, S1, S2, S3, NE3)の配電指令センター
- (3) 第3段階 (1993年～1994年)
5 Region (N1, N2, N3, NE1, NE2)の配電指令センター

各実施段階においては、無線中継局サイトおよび無線ルートの詳細な調査・検討、将来の配電系統計画を考慮した自動開閉器の適正配置、詳細設計、各機器の詳細仕様の作成、教育訓練の実施等が必要となる。これ等の業務を含め本プロジェクトを効率的に推進するためにはプロジェクト実施体制を確立するとともに、経験豊富なコンサルタントの協力が必要と考えられる。

本指令システムにおける各機器は、指令センターから無線中継局、変電所、配電線の各機器にいたるまで、総合システムとして設計、製作が行われる必要があるため機材調達に際しては一括発注方式が是非必要である。

8-3 実 施 工 程

本プロジェクトの実施工程をTable8-5に示す。

Table 8-1 IMPLEMENTATION RANKING BY REGIONS

Region	Construction Cost A (1,000 US\$)	Benefit (1995)							Total B (1,000 US\$)	B/A (%)	Supply Energy (1995) (Gwh)	Ranking
		Reduction of Interruption Energy		Reduction of C/S Operators		Reduction of Big Customer's Losses						
		Energy (MWh)	Amount (1,000 US\$)	Operators	Amount (1,000 US\$)	Energy (MWh)	Amount (1,000 US\$)	Amount (1,000 US\$)				
N1	7,740	924.1	15	12	34	14.1	30	79	1.0	1,448	9	
N2	7,311	632.2	10	16	46	20.7	43	99	1.4	1,049	11	
N3	7,397	636.5	10	9	26	18.0	38	74	1.0	993	12	
NE1	8,327	2,071.8	33	14	40	230.5	485	558	6.7	1,229	8	
NE2	6,400	765.7	12	10	28	31.4	66	106	1.7	957	10	
NE3	6,929	538.7	9	21	60	212.6	448	517	7.5	1,262	7	
C1	11,067	1,925.7	31	23	65	1,567.3	3,301	3,397	30.7	4,042	2	
C2	8,518	1,187.0	19	17	48	363.7	766	833	9.8	2,939	3	
C3	11,224	1,491.4	24	20	57	851.2	1,793	1,874	16.7	3,134	1	
S1	9,508	1,693.5	27	13	37	402.0	847	911	9.6	1,277	5	
S2	6,313	1,489.6	24	8	23	372.9	785	832	13.2	1,182	4	
S3	6,603	2,058.6	33	10	28	238.2	502	563	8.5	1,448	6	
Total	97,337	15,414.8	247	173	492	4,322.6	9,104	9,843	10.1	20,960		

Table 8-2 IMPLEMENTATION SCHEDULE FOR 11 REGIONS

Alternatives	Year	Regions or Zones to be Implemented	Construction Cost (1,000 US\$)
Alternative 1	1990	C1 C2	19,585
	1991	S1 S2	15,821
	1992	NE3 S3	13,532
	1993	NE1 N1	16,067
	1994	N2 N3 NE2	21,108
Alternative 2	1990	C1-A C2-A S1-A	18,434
	1991	S2-A S3-A NE1-A NE3-A	17,488
	1992	NE2-A N1-A N2-A N3-A	17,503
	1993	C1-B C2-B S1-B S2-B NE1-B	16,382
	1994	S3-B NE2-B NE3-B N1-B N2-B N3-B	16,306

Table 8-3 FACILITIES TO BE SUPERVISORY CONTROLLED AND CONSTRUCTION COST BY REGIONS (1994)

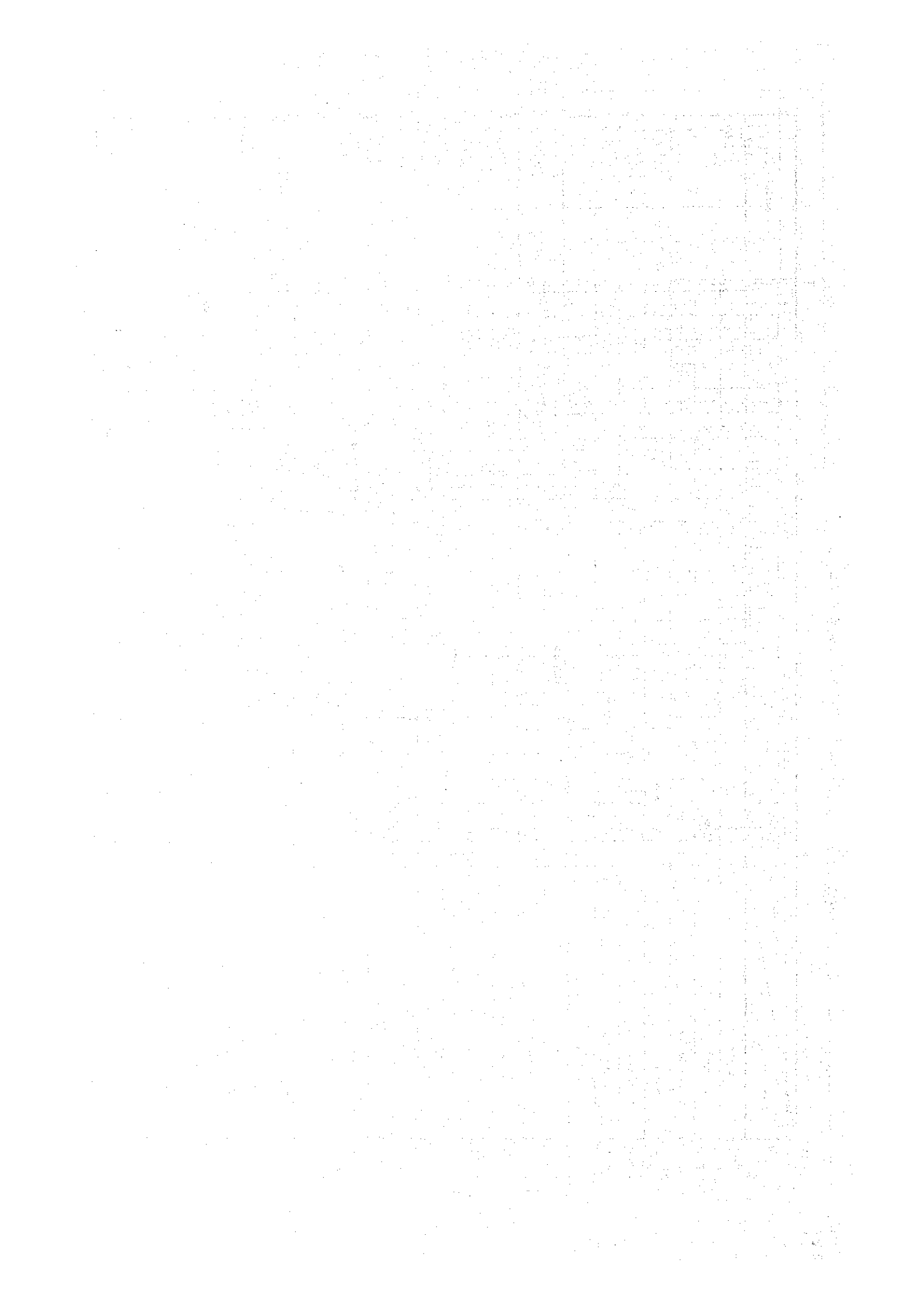
Region	Supply Energy (GWh)	No. of Dispatching Center	No. of Repeater Station	No. of Substation	No. of Bank	No. of Feeder	No. of Sectionalizer	No. of Recloser	Construction Cost (1,000 US\$)
N1	1,344	1	2	12	19	59	77	34	7,740
N2	993	1	3	12	20	58	54	37	7,311
N3	945	1	2	12	16	60	65	33	7,397
NE1	1,168	1	3	14	20	68	55	72	8,327
NE2	893	1	2	10	19	47	29	59	6,400
NE3	1,206	1	2	10	18	64	53	42	6,929
C1	3,875	1	1	19	31	115	159	22	11,067
C2	2,800	1	1	14	26	90	101	24	8,518
C3	-	-	-	-	-	-	-	-	-
S1	1,202	2	3	12	15	48	57	26	9,508
S2	1,117	1	2	12	16	45	43	22	6,313
S3	1,357	1	2	11	16	54	51	30	6,603
Total	16,900	12	23	138	216	708	744	401	86,113

Table 8-4 FACILITIES TO BE SUPERVISORY CONTROLLED AND CONSTRUCTION COST BY ZONES (1994)

Zone	Substation	Supply Energy (Gwh)	No. of Dispatching Center	No. of Repeater Station	No. of Substation	No. of Bank	No. of Feeder	No. of Sectionalizer	No. of Recloser	Construction Cost (1,000 US\$)
N1-A	CMA, CMB, CMC, CRA	779	1	2	4	8	24	33	18	4,895
N2-A	PLA, PIA, UTA	485	1	1	3	6	19	17	18	3,142
N3-A	LPA, LPB, SBA, NSA	588	1	1	3	7	26	32	19	4,677
NE1-A	UDA, UDB, KKA, KKB	606	1	1	4	6	22	29	25	4,789
NE2-A	UBA, SJA, YTA	442	1	1	3	8	16	4	26	3,789
NE3-A	NRA, NRB	544	1	-	2	5	20	23	15	3,940
C1-A	BKA, BMA, POA, TYA, NVA, SRB, SRC	2,570	1	1	7	12	49	79	5	6,411
C2-A	CBA, CCA, BLA, RAA, RAC	1,976	1	1	5	14	45	52	10	5,405
S1-A	PBA, SSA, CAA, CPA	734	2	-	4	6	20	24	17	6,618
S2-A	NTA, PPA, SNA, LRA	625	1	1	4	7	20	19	12	4,128
S3-A	HYA, HYB, SLA, PTA	887	1	2	4	7	27	34	3	4,631
Total		10,236	12	11	43	86	288	346	168	53,425
N1-B		565	-	-	8	11	35	44	16	2,845
N2-B		509	-	2	9	14	39	37	19	3,169
N3-B		357	-	1	9	9	34	33	14	2,720
NE1-B		562	-	2	10	14	46	26	47	3,538
NE2-B		451	-	1	7	11	31	25	33	2,611
NE3-B		662	-	2	8	13	44	30	27	2,989
C1-B		1,305	-	-	12	19	66	80	17	4,656
C2-B		824	-	-	9	12	45	49	14	3,113
S1-B		468	-	3	8	9	28	33	9	2,890
S2-B		492	-	1	8	9	25	24	10	2,185
S3-B		469	-	-	7	9	27	17	27	1,972
Total		6,664	-	12	95	130	420	398	233	32,688

Table 8-5 IMPLEMENTATION SCHEDULE

Item	Year and Month												Remarks	
	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994						
I 1st Stage														
1 Survey														
2 Detailed Design														
3 Tender														
4 Manufacturing														
5 Construction														
6 Training														
7 Trial Operation														
8 Commissioning														
II 2nd stage														
1 Preparation														
2 Construction														
(1) C1, C2 Region														
(2) S1, S2 Region														
(3) NE3, S3 Region														
III 3rd Stage														
1 Preparation														
2 Construction														
(1) N1, NE1 Region														
(2) N2, N3, NE2 Region														



第 9 章

經 濟 評 価

第9章 経済評価

9-1 経済評価の方法

本報告書では、IRR (Internal Rate of Return) によって経済評価を行った。本プロジェクトの場合PEAの財務上からみた経済効果はないので、大口需要家の停電減少による便益を含めたEIRR (Economic Internal Rate of Return)によった。

9-2 経済評価

(1) 費用

輸入税を除いた建設コストを考慮し、計算期間以後の減価償却残高を現在価値にひき直し投資額から差引いた。投資スケジュールは第8章に示したとおりである。(Table9-1参照)

運転経費はPEAの実績値を考慮して投資額の1%とした。

(2) 便益

停電減少によるPEAの便益、制御所運転要員の削減によるPEAの便益および停電減少による大口需要家の便益を考慮した。(Table9-1参照)

(3) EIRR

Table9-2にNet In-Flowを、Table9-3およびFig.9-1にNet Present Valueを示す。

EIRRはケース1 11.20%，ケース2 13.44%，ケース3 11.89%となり、ケース2が最適案である。

9-3 財務分析

財務分析はケース2について行った。

年利および返済期間はPEAの借入れ実績等を考慮して次のとおりとした。

	年 利	返済期間	(据置期間)
外 貨	3.0%	20年	(10年)
内 貨	12.0%	15年	(5年)

Table9-4に返済支払スケジュールを、Table9-5にキャッシュフローをそれぞれ示す。

1988年から2007年かけてのキャッシュバランスは 119.3M.US\$ の不足となり、これは同期間における電気料金収入額の0.40%に相当する。年度別にみると2004年までは不足額が増加し、2004年の 8.7M.US\$ を最高としてそれ以降は減少傾向をたどる。

9-4 感 度 分 析

(1) E I R R

E I R Rは自動開閉器の設置台数と大口需要家の便益によって大きく影響される。従って、ここではこの2つの要素について感度分析を行った。

① 自動開閉器設置台数の影響

すでに検討した3ケースのほかにケース4およびケース5を追加して、自動開閉器設置台数がE I R Rにおよぼす影響を分析した。その結果は下表に示すとおりで、次のとおり要約される。

- 最初の1台目の効果が最も大きい。
- ケース2（連係回線に2台、放射状回線に1台）のE I R Rが最も高い。
- ケース2より開閉器を増加するとE I R Rは低下する。

Case	No. of Sectionalizers	EIRR (%)	Installation Criteria	
			Interconnected Line	Radial Line
Case 1	691	11.20	1	1
Case 2	871	13.44	2	1
Case 3	1,400	11.89	2	2
Case 4	1,580	12.18	3	2
Case 5	2,164	10.06	3	3

② 大口需要家の便益の影響

大口需要家がうける停電電力量 1 kWh 当り損失額が E I R R におよぼす影響をケース 2 について分析した。その結果は次表のとおりである。

Losses/kWh of Interruption Energy	E I R R
54.62 Baht/kWh (Base Case)	13.44%
60.08 (10% up)	15.51%
49.16 (10% down)	11.35%
43.70 (20% down)	9.26%
38.23 (30% down)	7.13%

(2) F I R R

本プロジェクトによる P E A の便益は建設コストと比較して非常に小さいため F I R R (Financial Internal Rate of Return) は求められない。従って、ここでは F I R R と所要増分収入額との関係について分析を行った。分析はケース 2 について行い、所要増分収入額は電気料金収入額に対する比率で表わした。その結果は次表のとおりである。

F I R R (%)	5	10	15
Required Incremental Revenue (% of Electric Revenue)	0.306	0.419	0.522

9-5 結 論

以上により、本調査ではケース 2 を最適案として選定した。

本プロジェクトは国家経済的にみてフィージブルである。Clause 5-1 で述べた本プロジェクトの必要性、とくに P E A 管内における今後の工業用電力需要の増加を考えると、本プロジェクトは工場における生産性向上に大きく寄与するとともに、工業投資の促進をうながしタイ国経済発展に大きく貢献すると考えられる。また、本プロジェクトの効果は、本調査で検討した経済効果だけでなく、

- ① 供給信頼度の向上
- ② 工業投資および電力消費の促進
- ③ 民生の向上

などの効果が大きく、いわゆる社会収益率は本調査のEIRRよりかなり高い値になると思われる。

本プロジェクトによるPEAの財務上の便益は小さいが、そのほかに、次に示すとおり、財務的評価の難しい多くの便益が期待できる。

- ① 適正かつタイムリーな情報収集による設備の有効利用
- ② 配電設備の運転および計画のためのデータ精度の向上
- ③ 自動指令システムおよび通信システムの改善による電化工事、系統強化工事など他プロジェクトの効率的実施への寄与
- ④ 事故区間の探査、健全区間への電力融通等のための労働力の削減
- ⑤ 安全とよりよいサービスに対する社会的要請への対応とPEAおよび政府に対する信頼関係の醸成への寄与

本プロジェクトによるPEAの財務上の負担は少なからぬ額にのぼると予測されるが、本プロジェクトは、国内外の金融関係機関の支援を得て、PEAの総合収支のなかで実施可能であると考えられる。

Table 9-1-1 COST AND BENEFIT (CASE 1)

(Unit: 1,000 US\$)

Year	Implementation Schedule	Investment Cost			Benefit			Remarks	
		F.C.	L.C.	Total	Decremental Interruption Energy		Reduction of Big Customer's Losses		
					Energy (MWh)	Amount	Operators		Amount
1986		-	-	-	0	0	0	0	Exchange Rate: \$1.00 = 25.9359 Baht \$1.00 = 153.8 Yen Estimated Rate of Interrupted Energy: 0.016 \$/kWh Salaries & Wages: 2,845 \$/Operator Big Customer's Losses: 2.106 \$/kWh
1987		-	-	0	0	0	0	0	
1988	C3, Training C	7,535	362	7,897	0	0	0	0	
1989					1,085	17	20	57	
1990	C1, C2	11,964	718	12,682	1,110	18	20	57	
1991	S1, S2	10,192	751	10,943	3,787	61	60	171	
1992	NE3, S3	8,854	580	9,434	6,462	103	82	233	
1993	NE1, N1	10,194	670	10,864	8,738	140	104	296	
1994	N2, N3, NE2	13,584	979	14,563	11,306	181	138	393	
1995					13,121	210	173	492	
1996					13,190	211	173	492	
1997					13,264	212	173	492	
1998					13,324	213	173	492	
1999					13,396	214	173	492	
2000					13,464	215	173	492	
2001					13,534	217	173	492	
2002					13,609	218	173	492	
2003					13,682	219	173	492	
2004					13,761	220	173	492	
2005					13,831	221	173	492	
2006					13,910	223	173	492	
2007					13,987	224	173	492	

Table 9-1-2 COST AND BENEFIT (CASE 2)

(Unit: 1,000 US\$)

Year	Implementation Schedule	Investment Cost			Decremental Interruption Energy			Benefit			Remarks
		F.C.	L.C.	Total	Energy (MWh)	Amount	Operators	Amount	Reduction of Big Customer's Losses		
									Energy (MWh)	Amount	
1986		-	-	-	0	0	0	0	0	0	Exchange Rate: \$1.00 = 25.9359 Baht \$1.00 = 153.8 Yen Estimated Rate of Interrupted Energy: 0.016 \$/kWh Salaries & Wages: 2,845 \$/Operator Big Customer's Losses: 2.106 \$/kWh
1987		-	-	0	0	0	0	0	0	0	
1988	C3, Training C	8,293	411	8,704	0	0	0	0	0	0	
1989					1,336	21	20	57	820	1,727	
1990	C1, C2	13,195	798	13,994	1,367	22	20	57	829	1,746	
1991	S1, S2	10,713	784	11,497	4,606	74	60	171	2,777	5,848	
1992	NE3, S3	9,189	599	9,788	7,744	124	82	233	3,578	7,535	
1993	NE1, N1	10,904	717	11,621	10,310	165	104	296	4,030	8,486	
1994	N2, N3, NE2	14,293	1,026	15,319	13,344	214	138	393	4,187	8,819	
1995					15,415	247	173	492	4,323	9,104	
1996					15,495	248	173	492	4,313	9,084	
1997					15,581	249	173	492	4,304	9,064	
1998					15,651	250	173	492	4,295	9,044	
1999					15,734	252	173	492	4,285	9,025	
2000					15,814	253	173	492	4,276	9,004	
2001					15,895	254	173	492	4,266	8,983	
2002					15,982	256	173	492	4,257	8,964	
2003					16,068	257	173	492	4,247	8,943	
2004					16,159	259	173	492	4,237	8,924	
2005					16,241	260	173	492	4,229	8,905	
2006					16,333	261	173	492	4,218	8,884	
2007					16,423	263	173	492	4,209	8,865	

Table 9-1-3 COST AND BENEFIT (CASE 3)

(Unit: 1,000 US\$)

Year	Implementation Schedule	Investment Cost			Decremental Interruption Energy			Benefit			Remarks
		F.C.	L.C.	Total	Energy (MWh)	Amount	Operators	Reduction of C/S Operators	Energy (MWh)	Amount	
1986		-	-	-	0	0	0	0	0	0	Exchange Rate: \$1.00 = 25.9359 Baht \$1.00 = 153.8 Yen Estimated Rate of Interrupted Energy: 0.016 \$/kWh Salaries & Wages: 2,845 \$/Operator Big Customer's Losses: 2.106 \$/kWh
1987		-	-	0	0	0	0	0	0	0	
1988	C3, Training C	9,524	470	9,994	0	0	0	0	0	0	
1989					1,447	23	20	57	888	1,870	
1990	C1, C2	16,699	961	17,660	1,480	24	20	57	898	1,891	
1991	S1, S2	12,179	854	13,033	5,050	81	60	171	3,021	6,361	
1992	NE3, S3	11,225	697	11,922	8,616	138	82	233	3,929	8,275	
1993	NE1, N1	12,609	797	13,406	11,650	186	104	296	4,463	9,399	
1994	N2, N3, NE2	16,875	1,146	18,021	15,075	241	138	393	4,737	9,977	
1995					17,495	280	173	492	4,804	10,117	
1996					17,587	281	173	492	4,793	10,095	
1997					17,686	283	173	492	4,783	10,072	
1998					17,765	284	173	492	4,772	10,051	
1999					17,861	286	173	492	4,762	10,029	
2000					17,952	287	173	492	4,751	10,006	
2001					18,045	289	173	492	4,740	9,983	
2002					18,146	290	173	492	4,730	9,962	
2003					18,243	292	173	492	4,719	9,939	
2004					18,348	294	173	492	4,709	9,917	
2005					18,442	295	173	492	4,699	9,896	
2006					18,546	297	173	492	4,688	9,873	
2007					18,650	298	173	492	4,678	9,852	

Table 9-2-1 NET IN-FLOW (CASE 1)

(Unit: 1,000 US\$)

Year	Cost			Benefit				Net In-Flow (2) - (1)
	Investment	Operating	Total (1)	Decremental Int. Energy	Reduction C. Center Operator	Reduction Customer's Losses	Total (2)	
1986	-	0	0	0	0	0	0	0
1987	-	0	0	0	0	0	0	0
1988	7,897	0	7,897	0	0	0	0	(7,897)
1989		79	79	17	57	1,402	1,476	1,397
1990	12,682	79	12,761	18	57	1,418	1,493	(11,268)
1991	10,943	206	11,149	61	171	4,771	5,003	(6,146)
1992	9,434	315	9,749	103	233	6,206	6,542	(3,207)
1993	10,864	409	11,273	140	296	7,050	7,486	(3,787)
1994	14,563	518	15,081	181	393	7,483	8,057	(7,024)
1995		664	664	210	492	7,588	8,290	7,626
1996		664	664	211	492	7,571	8,274	7,610
1997		664	664	212	492	7,554	8,258	7,594
1998		664	664	213	492	7,538	8,243	7,579
1999		664	664	214	492	7,522	8,228	7,564
2000		664	664	215	492	7,505	8,212	7,548
2001		664	664	217	492	7,487	8,196	7,532
2002		664	664	218	492	7,471	8,181	7,517
2003		664	664	219	492	7,454	8,165	7,501
2004		664	664	220	492	7,438	8,150	7,486
2005		664	664	221	492	7,422	8,135	7,471
2006		664	664	223	492	7,405	8,120	7,456
2007	(11,881)	664	(11,217)	224	492	7,389	8,105	19,322
	54,502	10,238	64,740	3,337	7,603	125,674	136,614	71,874

Table 9-2-2 NET IN-FLOW (CASE 2)

(Unit: 1,000 US\$)

Year	Cost			Benefit				Net In-Flow (2) - (1)
	Investment	Operating	Total (1)	Decremental Int. Energy	Reduction C. Center Operator	Reduction Customer's Losses	Total (2)	
1986	-	0	0	0	0	0	0	0
1987	-	0	0	0	0	0	0	0
1988	8,704	0	8,704	0	0	0	0	(8,704)
1989		87	87	21	57	1,727	1,805	1,718
1990	13,993	87	14,080	22	57	1,746	1,825	(12,255)
1991	11,497	227	11,724	74	171	5,848	6,093	(5,631)
1992	9,788	342	10,130	124	233	7,535	7,892	(2,238)
1993	11,621	440	12,061	165	296	8,486	8,947	(3,114)
1994	15,319	556	15,875	214	393	8,819	9,426	(6,449)
1995		709	709	247	492	9,104	9,843	9,134
1996		709	709	248	492	9,084	9,824	9,115
1997		709	709	249	492	9,064	9,805	9,096
1998		709	709	250	492	9,044	9,786	9,077
1999		709	709	252	492	9,025	9,769	9,060
2000		709	709	253	492	9,004	9,749	9,040
2001		709	709	254	492	8,983	9,729	9,020
2002		709	709	256	492	8,964	9,712	9,003
2003		709	709	257	492	8,943	9,692	8,983
2004		709	709	259	492	8,924	9,675	8,966
2005		709	709	260	492	8,905	9,657	8,948
2006		709	709	261	492	8,884	9,637	8,928
2007	(12,582)	709	(11,873)	263	492	8,865	9,620	21,493
	58,340	10,956	69,296	3,929	7,603	150,954	162,486	93,190

Table 9-2-3 NET IN-FLOW (CASE 3)

(Unit: 1,000 US\$)

Year	Cost			Benefit				Net In-Flow (2) - (1)
	Investment	Operating	Total (1)	Decremental Int. Energy	Reduction C. Center Operator	Reduction Customer's Losses	Total (2)	
1986	-	0	0	0	0	0	0	0
1987	-	0	0	0	0	0	0	0
1988	9,994	0	9,994	0	0	0	0	(9,994)
1989		100	100	23	57	1,870	1,950	1,850
1990	17,660	100	17,760	24	57	1,891	1,972	(15,788)
1991	13,033	277	13,310	81	171	6,361	6,613	(6,697)
1992	11,922	407	12,329	138	233	8,275	8,646	(3,683)
1993	13,406	526	13,932	186	296	9,399	9,881	(4,051)
1994	18,021	660	18,681	241	393	9,977	10,611	(8,070)
1995		840	840	280	492	10,117	10,889	10,049
1996		840	840	281	492	10,095	10,868	10,028
1997		840	840	283	492	10,072	10,847	10,007
1998		840	840	284	492	10,051	10,827	9,987
1999		840	840	286	492	10,029	10,807	9,967
2000		840	840	287	492	10,006	10,785	9,945
2001		840	840	289	492	9,983	10,764	9,924
2002		840	840	290	492	9,962	10,744	9,904
2003		840	840	292	492	9,939	10,723	9,883
2004		840	840	294	492	9,917	10,703	9,863
2005		840	840	295	492	9,896	10,683	9,843
2006		840	840	297	492	9,873	10,662	9,822
2007	(14,863)	840	(14,023)	298	492	9,852	10,642	24,665
	69,173	12,990	82,163	4,449	7,603	167,565	179,617	97,454

Table 9-3 NET PRESENT VALUE

(Unit: 1,000 US\$)

Items	Discount Rate (%)											
	5	6	7	8	9	10	11	12				
Net Present Value (1986 Price)	Case 1	22,344	16,843	12,263	8,443	5,263	2,616	408	(1,424)			
	Case 2	32,803	25,978	20,260	15,458	11,425	8,037	5,189	2,798			
	Case 3	31,734	24,386	18,248	13,120	8,836	5,251	2,261	(234)			

Items	Discount Rate (%)								
	13	14	15	16	17	18	19	20	
Net Present Value (1986 Price)	Case 1	(2,937)	(4,191)	(5,224)	(6,071)	(6,758)	(7,315)	(7,758)	(8,108)
	Case 2	789	(895)	(2,306)	(3,484)	(4,470)	(5,284)	(5,957)	(6,513)
	Case 3	(2,316)	(4,044)	(5,476)	(6,661)	(7,633)	(8,424)	(9,065)	(9,578)

Table 9-4 AMORTIZATION SCHEDULE (CASE 2)

(Unit: 1,000 US\$)

Year	Loan Schedule			Amortization Schedule			Balance			Interest		
	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total
1986												
1987												
1988	8,293	3,806	12,099				8,293	3,806	12,099	249	457	706
1989							8,293	3,806	12,099	249	457	706
1990	13,195	6,390	19,585				21,488	10,196	31,684	645	1,223	1,868
1991	10,713	5,108	15,821				32,201	15,304	47,505	966	1,836	2,802
1992	9,189	4,343	13,532				41,390	19,647	61,037	1,242	2,358	3,600
1993	10,904	5,163	16,067			254	52,294	24,556	76,850	1,569	2,947	4,516
1994	14,293	6,815	21,108			254	66,587	31,117	97,704	1,998	3,734	5,732
1995						680	66,587	30,437	97,024	1,998	3,652	5,650
1996						1,021	66,587	29,416	96,003	1,998	3,530	5,528
1997						1,311	66,587	28,105	94,692	1,998	3,373	5,371
1998						2,070	66,172	26,450	92,622	1,985	3,174	5,159
1999						2,524	65,757	24,341	90,098	1,972	2,921	4,893
2000						3,184	64,682	22,232	86,914	1,940	2,668	4,608
2001						3,724	63,071	20,123	83,194	1,892	2,415	4,370
2002						4,179	61,001	18,014	79,015	1,830	2,162	3,992
2003						4,724	58,386	15,905	74,291	1,751	1,909	3,660
2004						5,439	55,056	13,796	68,852	1,651	1,655	3,306
2005						5,439	51,726	11,687	63,413	1,552	1,402	2,954
2006						5,439	48,396	9,578	57,974	1,452	1,149	2,601
2007						5,435	45,066	7,473	52,539	1,352	897	2,249
Sub-Total	66,587	31,625	98,212	21,521	24,152	45,673	-	-	-	30,289	43,919	74,208

Table 9-4 AMORTIZATION SCHEDULE (CASE 2)

(Unit: 1,000 US\$)

(Continued)

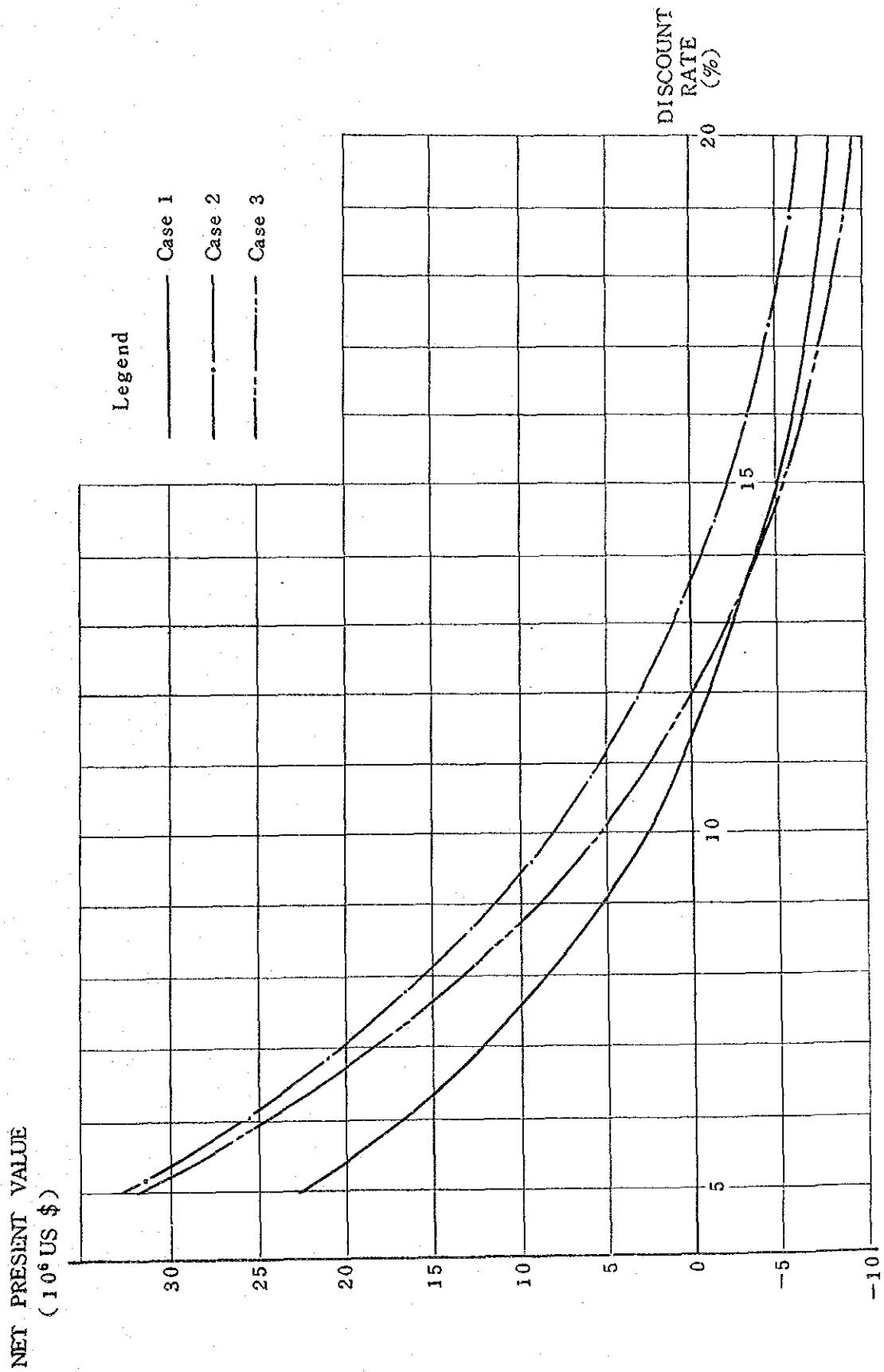
Year	Loan Schedule			Amortization Schedule								
	F.C.	L.C.	Total	Principal			Balance			Interest		
				F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total
2008				3,330	1,855	5,185	41,736	5,618	47,354	1,252	674	1,926
2009				3,330	1,855	5,185	38,406	3,763	42,169	1,152	452	1,604
2010				3,330	1,422	4,752	35,076	2,341	37,417	1,052	281	1,333
2011				3,330	1,081	4,411	31,746	1,260	33,006	952	151	1,103
2012				3,330	801	4,131	28,416	459	28,875	853	55	908
2013				3,330	459	3,789	25,086	0	25,086	753	0	753
2014				3,330		3,330	21,756		21,756	653		653
2015				3,330		3,330	18,426		18,426	553		553
2016				3,330		3,330	15,096		15,096	453		453
2017				3,323		3,323	11,773		11,773	353		353
2018				2,915		2,915	8,858		8,858	266		266
2019				2,910		2,910	5,948		5,948	178		178
2020				2,248		2,248	3,700		3,700	111		111
2021				1,728		1,728	1,972		1,972	59		59
2022				1,264		1,264	708		708	21		21
2023				708		708	0		0	0		0
Sub-Total				45,066	7,473	52,539	-	-	-	8,661	1,613	10,274
Total	66,587	31,625	98,212	66,587	31,625	98,212	-	-	-	38,950	45,532	84,482

Table 9-5 CASH FLOW STATEMENT (CASE 2)

(Unit: 1,000 US\$)

Item	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
1. Sources of Funds											
Operating Profit	12,099	(9)	19,577	15,839	13,547	16,088	21,159	30	31	32	33
Long Term Debt	-	(9)	(8)	18	15	21	51	30	31	32	33
	12,099	-	19,585	15,821	13,532	16,067	21,108	-	-	-	-
2. Uses of Funds											
Investment	12,805	706	21,453	18,623	17,132	20,837	27,094	6,330	6,549	6,682	7,229
Repayment	12,099	-	19,585	15,821	13,532	16,067	21,108	-	-	-	-
Interest	706	706	1,868	2,802	3,600	4,516	5,732	5,650	5,528	5,371	5,159
	(706)	(715)	(1,876)	(2,784)	(3,585)	(4,749)	(5,935)	(6,300)	(6,518)	(6,650)	(7,196)
3. Cash Balance	(1)										
Electric Revenues	(2)										
(1)/(2)	(0.09)	(0.08)	(0.20)	(0.28)	(0.34)	(0.42)	(0.50)	(0.50)	(0.49)	(0.48)	(0.49)
	775,398	862,954	924,948	990,336	1,054,024	1,118,787	1,184,209	1,250,132	1,319,723	1,393,192	1,470,746
	(0.09)	(0.08)	(0.20)	(0.28)	(0.34)	(0.42)	(0.50)	(0.50)	(0.49)	(0.48)	(0.49)
Item	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	Total	
1. Sources of Funds											
Operating Profit	35	36	37	39	40	42	43	44	46	98,788	
Long Term Debt	35	36	37	39	40	42	43	44	46	576	
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	98,212	
2. Uses of Funds											
Investment	7,417	7,792	8,027	8,171	8,384	8,745	8,393	8,040	7,684	218,093	
Repayment	2,524	3,184	3,720	4,179	4,724	5,439	5,439	5,439	5,435	98,212	
Interest	4,893	4,608	4,307	3,992	3,660	3,306	2,954	2,601	2,249	45,673	
	(7,382)	(7,756)	(7,990)	(8,132)	(8,344)	(8,703)	(8,350)	(7,996)	(7,638)	74,208	
3. Cash Balance	(1)									(119,305)	
Electric Revenues	(2)									29,859,466	
(1)/(2)	(0.48)	(0.47)	(0.46)	(0.45)	(0.43)	(0.43)	(0.39)	(0.35)	(0.32)	(0.40)	
	1,552,620	1,639,056	1,730,300	1,826,620	1,928,304	2,035,649	2,148,970	2,268,605	2,394,893	29,859,466	
	(0.48)	(0.47)	(0.46)	(0.45)	(0.43)	(0.43)	(0.39)	(0.35)	(0.32)	(0.40)	

Fig 9-1 NET PRESENT VALUE CURVE



JICA

111
112
113
114
115