

## 6.3 変電所規模

### 6.3.1 変電所バンク容量の選定と予備バンク設置の考え方

#### (1) バンク容量の選定

PLNの標準容量の中から選定する

その地域に供給する需要の大きさと伸びを見ながら工事費、年経費の比較も行なって適切なバンク容量を選定するが、比較にあたっては、次の増設時期、予備バンクの設置等も合わせて考える必要がある。その考え方は次のとおりである。

予備バンクの設置と増容量時期の考え方

(i) 予備バンクの増設時期は1バンク停止時に、既設ディーゼル発電所からの受電を期待して、なお供給支障が生ずる時期に増設することとする。健全バンクの過負荷限度は110%とする。

(ii) 新設時1バンクの変電所は、上記の方針のほかその後の負荷増加、設備状況の変ぼう等からバンク停止の困難度が増してくることを考慮し、新設後3年目に2バンクにする。

(iii) 変圧器事故時、ディーゼル発電所或いは、配電線からの供給が期待できない小規模変電所については、経済的観点から各州毎に共通予備器1台を配置する。

### 6.3.2 個別地点毎の変圧器容量の選定

個別地点毎に需要想定、変電所容量と工事費、増設時期等を見て経済比較の結果も反映して容量を決定した。

変圧器容量及び系統上の位置等を含めて検討した結果をTable 6.3-1に示す。

個別地点毎の計画諸案の比較を下記各表各図に示す。

- (1) パヤクンプ Table 6.3-2 Fig 6.3-1およびTable 6.3-3
- (2) パカンバル Table 6.3-4 Fig 6.3-2およびTable 6.3-5
- (3) ドマイ Table 6.3-6 Fig 6.3-3およびTable 6.3-7

### 6.3.3 パダン地区の設備強化対策について

結論として1992年にシンパンハル発電所を150kV化して150/20kV 30MVA 1バンクを設置し、1995年に2バンクに増容量することが適切と判断された。

検討の概要は以下のとおりである。

(1) 電力供給の現状

(a) バダン地区は、次の各所を拠点にして電力が供給されている。

- i. シンパンハル ディーゼル発電所、1985年の実効出力14.4MW
- ii. パウリモ変電所、150/20kV 30MVA×2台
- iii. カンディス開閉所、20kV (パウリモ変電所の2次側系統)
- iv. タルックバイユル変電所、20/6kV (パウリモ変電所の2次側系統)

(b) シンパンハル発電所は、主としてピーク時の供給力の役割を果たし、ピーク時以外の時間帯はパウリモ変電所から配電線を通して各所に電力を給電している。

現状設備(近年度に実施予定の配電線強化分を含む)の供給力は次のとおりであり、需要増加に伴って1992年頃には、新たな供給力増加対策が必要になる見込である。

(c) 現在設備の供給力

パウリモ	3相	30MVA	変圧器2群	27MW	(1台停止時)
シンパンハル	ディーゼル		6.3MW × 2	11.2MW	(1985年の実力)
			4.3MW × 1	3.2MW	( " )
計				41.4	

(d) パウリモからシンパンハル地区の連絡配電線

パウリモ～シンパンハル

240mm <sup>2</sup>	2cct	7.5km	9,600kW/1cct×2
150mm <sup>2</sup>	1cct		7,500kW/1cct×1

(増設の予定、既設に接続)

パウリモ～カンディス

150mm <sup>2</sup>	2cct	13.08km	4,300kW/1cct×2
--------------------	------	---------	----------------

パウリモ～タルックバイユル

150mm <sup>2</sup>	1cct	10.44km	5,400kW/1cct
--------------------	------	---------	--------------

計                      40,700kW,              1cct停止時 31,100kW

(力率 0.9 変電所相互間の電圧降下 5% として算定)

パウリモからの配電線による供給力も、ほぼ変圧器1バンクの供給力に近い設備になっている。

(2) 対策諸案の検討

この地区の供給対策としては、次の3案が考えられる。

- i. シンパンハル発電所の 150kV変電所化
- ii. バダン北部タビン地区に 150kV変電所新設
- iii. パウリモ変電所増容量及び配電線の強化

各案の検討概要は次のとおりである。

(a) シンパンハル発電所の 150kV変電所化

シンパンハルの 150kV化については、発電所の老朽部分を整理し、付属設備の更新を併せて実施すれば屋外型の空気絶縁方式変電機器の設置が可能であるとの見通しを得た。

当面1バンク設置し、既設配電線とディーゼル発電機を予備と考えれば、2バンク目の設置は1995年頃が適切と判断される。

配電線による供給力

シンパンハル+カンディス	25,700kW (配電線1cct停止)
ディーゼル発電所による供給力	11,800kW (毎年2%出力低下を考慮)
計	37,500kW

市中心街の負荷は全負荷の70%に相当すると見ると全負荷が $37,500/0.7=53,570$ kWになるとき供給対策が必要になる。

1995年にはほぼ上記の値に近くなり、また周辺的环境も変化してくることから、2バンク目の増設を1995年と考える。

(b) タビン変電所新設

バダン北部地区の需要増加に対処するために、将来の発展が見込まれるタビン地区に変電所を新設することが必要になる。

バダン地区のバイパス道路も計画されており、これが実現すれば、同地区の需要増加率も高まることが予想される。

しかし、当面この変電所をシンパンハルの 150kV化に先立って実施する場合は、配電線の大巾な強化が必要になる。

(c) パウリモ増容量

バダン中心街から8km程度の距離にあるので、負荷が重くなると配電線の電圧降下が懸念される。

同変電所はガスタービンの設置によって、バンク増設余地をつぶされているため、バンク増設には若干の改造を伴う。

パウリモからパダン市街地に向けてすでに7回線（計画中も含む）の配電線があり、パウリモを増容量しこれに相当する配電線の強化をすることは、配電線ルート確保の面でも困難と見られる。

### (3) 結論

以上諸条件を考慮して比較した結果は、Table 6.3-8 のようになる。すなわち、

- (i) 経済比較の面では、当面の工事費の安いパウリモ増容量（c案）がやや有利であるが、バンク増設、配電線増設とも施工面で難点が多い。
- (ii) シンパンハル 150kV化を遅らせることは、都市の発展とともに 150kV送電線のルート確保が困難になる。
- (iii) タビン変電所新設については、バイパス道路の進捗、北部地区の発展状況を見ながら、適切な対応策を考えたい。

との結論を得た。

以上を総合して、シンパンハルの 150kV化（a案）を推進するのが適策と判断した。

なお、タルックバイユル地区については、まだ大きな需要が見込まれないが、バイパス道路沿いが工場地帯として発展する可能性をもっているため、将来この地区に150/20KV変電所を新設する案も考える。電源は、パウリモからパイナ方面への送電線からの分岐を考えたい。

(Fig 6.1-1, 6.3-4, Table 6.3-8, および Table 6.3-9参照)

Table 6.3-1 (a) Schedule for Construction and Extension of Substations

Stations	Additional output	Commissioning in:	Extension schedule			No. of transmission line circuits			Bus system		No. of cubicles for distribution lines	Remarks
			Capacity	Period	Initial	Extension	Period	Initial	Final			
Payakumbuh S/S	150/20 kV 20 MVA x 2	1993	20 x 1	1999	4	1(2)	1994	W.Tie		5 units x 2 sets		
Bangkinang S/S	150/20 kV 10 MVA x 1	1993	10 x 1	1996	2			S.		5 x 1		
Pekanbaru S/S	150/20 kV 50 MVA x 2	1993	50 x 1	1999	2	2	1995	W.Tie		5 x 2	Attention to Table 6.3-4 CS 15 MVA x 2 1995	
Batusangkar S/S	150/20 kV 10 MVA x 1	1994	10 x 1	1997	2	4		S.	W	5 x 1	Extension to double bus system at the time of interconnection with Singkarak P.S.	
Duri S/S	150/20 kV 10 MVA x 1	1995	10x1+(1)	1998	2	4		S.	W	5 x 1	Extension to double bus system at the time of extending the out-going line to Bagan Siapi-api	
Dumai S/S	150/20 kV 20 MVA x 1	1995	20 x 1	1998	4			W.		5 x 1	CS 6 MVA x 1 1995	
Simpangharu P/S	150/20 kV 30 MVA x 1 30 MVA x 1	1992 1995			2			S.		5 x 1	Modification of existing 20 kV diesel power plant to 150 kV substation	

Table 6.3-1 (b) Outgoing Transmission Line Extension Plan

Stations	No. of bays to be extended	Commissioning in :	Terminals to be connected
Ombilin P/S	150 kV 2	1993	Payakumbuh
Payakumbuh S/S	150 kV 1 (2)	1994	Padang Luar
Padang Luar S/S	150 kV 1 (2)	1994	Payakumbuh
Pekanbaru S/S	150 kV 2	1995	Dumai
Pauh Limo S/S	150 kV 2	1992	Simpangharu

Note: The abbreviations 'S, W and Tie' of bus system refer to single bus, double bus and 'with bus tie', respectively.  
The number of transmission line circuits: '1 (2)' indicates that the second circuits will be installed in future.

Table 6.3-2 Study for Transformer Capacity : Payakumbuh

unit : 10<sup>6</sup> Yen

Year	Peak MVA	Expectable H.P.P. Output MVA	Plan : A		Plan : B		Plan : C	
			30 MVA Bank Plan	Cost	20 MVA Bank Plan	Cost	10 MVA Bank Plan	Cost
1991	16.0	7.0						
92	17.0	7.0	New		New		New	
93	18.2	7.0	30 MVA x 2	978	20 MVA x 2	923	10 MVA x 2	875
94	19.5	7.0					Add 10 MVA x 1	207
95	21.0	7.0						
96	23.0	7.0						
97	25.0	7.0						
98	27.1	7.0			Add		Add	
99	29.1	7.0			20 MVA x 1	231	10 MVA x 1	207
2000	31.1	7.0						
01	33.5	7.0						
02	36.0	7.0						
03	38.4	7.0	Add				Add	
04	40.8	7.0	30 MVA x 1	259			10 MVA x 1	207
05	43.2	7.0						
06	45.7	7.0						
07	48.1	7.0						
Total cost				1237		1154		1496
Present value of Cost				1052		1040		1225
Present value of yearly expenditure (15 years total)				1074		1077		1235

Note: Plan B is adopted by the following reason.

- : The present value of yearly expenditure of Plan A and B has no so much difference, but the initial investment cost, total cost, and present value of Plan B are cheaper than those of Plan A.



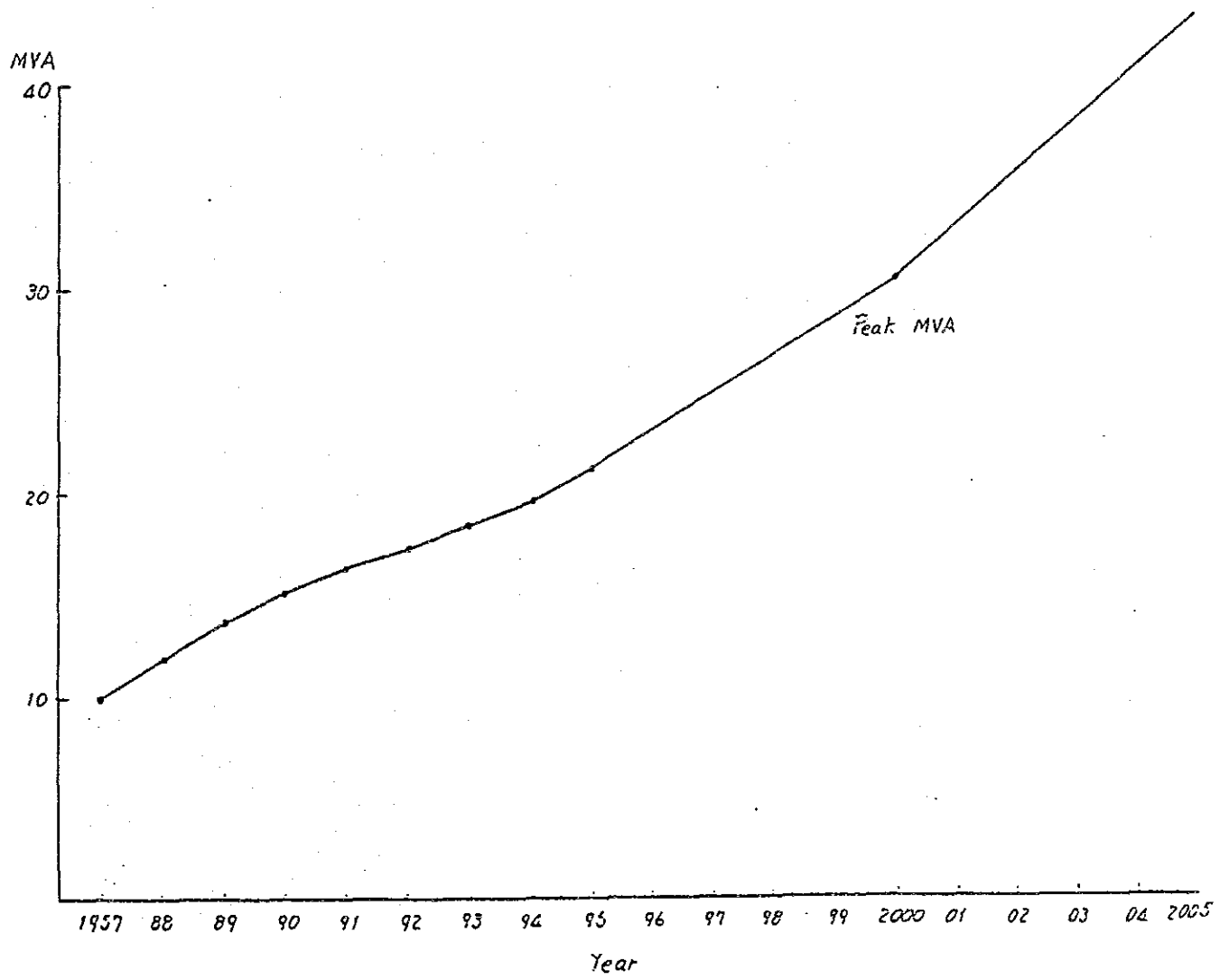


Fig. 6.3-1 Peak Load : Payakumbuh



Table 6.3-3 Break Down of Figures in Table 6.3-2

Unit : 10<sup>6</sup> Yen

**PLAN: A Payakumbuh 30MVA*2 **				
YEAR	C.COST	YEREXP	PUYEXP	PUCOST
1993	978.0	136.1	136.1	978.0
94	0.0	136.1	121.5	0.0
95	0.0	136.1	108.5	0.0
96	0.0	136.1	96.9	0.0
97	0.0	136.1	86.5	0.0
98	0.0	136.1	77.2	0.0
99	0.0	136.1	68.9	0.0
2000	0.0	136.1	61.5	0.0
1	0.0	136.1	54.9	0.0
2	0.0	136.1	49.0	0.0
3	0.0	136.1	43.8	0.0
4	259.0	172.1	49.5	74.4
5	0.0	172.1	44.1	0.0
6	0.0	172.1	39.4	0.0
7	0.0	172.1	35.2	0.0
<hr/>				
TTL	1237.0	2186.3	1073.7	1052.5
T10	978.0	1361.4	861.5	978.0

**PLAN: B Payakumbuh 20MVA*2 **				
YEAR	C.COST	YEREXP	PUYEXP	PUCOST
1993	923.0	128.4	128.4	923.0
94	0.0	128.4	114.7	0.0
95	0.0	128.4	102.4	0.0
96	0.0	128.4	91.4	0.0
97	0.0	128.4	81.6	0.0
98	0.0	128.4	72.9	0.0
99	231.0	160.6	81.3	117.0
2000	0.0	160.6	72.6	0.0
1	0.0	160.6	64.8	0.0
2	0.0	160.6	57.9	0.0
3	0.0	160.6	51.7	0.0
4	0.0	160.6	46.1	0.0
5	0.0	160.6	41.2	0.0
6	0.0	160.6	36.8	0.0
7	0.0	160.6	32.8	0.0
<hr/>				
TTL	1154.0	2216.6	1077.3	1040.0
T10	1154.0	1413.4	868.5	1040.0

**PLAN: C Payakumbuh 10MVA*2 **				
YEAR	C.COST	YEREXP	PUYEXP	PUCOST
1993	875.0	121.8	121.8	875.0
94	207.0	150.6	134.4	184.8
95	0.0	150.6	120.0	0.0
96	0.0	150.6	107.2	0.0
97	0.0	150.6	95.7	0.0
98	0.0	150.6	85.4	0.0
99	207.0	179.4	90.9	104.8
2000	0.0	179.4	81.1	0.0
1	0.0	179.4	72.4	0.0
2	0.0	179.4	64.7	0.0
3	0.0	179.4	57.7	0.0
4	207.0	208.2	59.8	59.5
5	0.0	208.2	53.4	0.0
6	0.0	208.2	47.7	0.0
7	0.0	208.2	42.6	0.0
<hr/>				
TTL	1496.0	2605.0	1235.4	1224.2
T10	1289.0	1592.6	974.0	1164.7

Table 6.3-4 Study for Transformer Capacity : Pekanbaru

Unit: 10<sup>6</sup>Yen

High demand case					Low demand case				
Year	Peak demand (MVA)	Expectable <sup>2)</sup> Diesel P.P. Output (MVA)	Plan : A Transformer install. plan cost	Plan : B Transformer install. plan cost	Year	Peak demand (MVA)	Expectable Diesel P.P. Output (MVA)	Plan : A Transformer install. plan cost	Plan : B Transformer install. plan cost
1991	28.2	35.9			1991	27.1	35.9		
92	30.6	35.2	New	New	92	29.9	35.2	New	New
93	49.9	25.9	50 MVA x 2 <sup>1)</sup> 964	30 MVA x 2 856	93	47.6	25.9	50 MVA x 2 964	30 MVA x 2 856
94	52.3	25.4			94	50.2	25.4		
95	54.9	24.9		Add	95	52.9	24.9		
96	57.8	24.4		30 MVA x 1 259	96	55.7	24.4		Add
97	60.7	23.9			97	58.4	23.9		30 MVA x 1 259
98	63.7	23.4			98	61.2	23.4		
99	66.7	23.0			99	64.0	23.0		
2000	69.7	22.5			2000	66.8	22.5		
01	73.1	22.1			01	70.1	22.1		
02	76.6	21.6	Add		02	73.4	21.6	Add	
03	80.1	21.1	50 MVA x 1 313		03	76.8	21.1	50 MVA x 1 313	
04	83.6	20.8		Add	04	80.1	20.8		
05	87.1	20.3		30 MVA x 1 259	05	83.5	20.3		
Total cost			1277	1374	Total cost			1277	1115
Present value of Cost			1065	1106	Present value of Cost			1065	1020
Present value of yearly expenditure (15 years total)			1080	1112	Present value of yearly expenditure (15 years total)			1080	1061

- 1) In case of high demand case which is applied to this study, Plan A (50 MVA unit) has an advantage in economical viewpoint. However, the difference is very small, which means if the demand varies, the advantage may be easily reversed. Taking into above situation, the study in Pekanbaru was implemented also in the case of low demand case. As the above table shows, in the latter case, 30 MVA unit has a little advantage over 50 MVA unit. In this study, Plan A (50 MVA unit) was adapted based on the high demand case. However, in the detail design stage, the unit size shall be restudied considering the newest situation at the time along with the flexibility against the load demand variation in future.
- 2) The new diesel power plant in Pekanbaru is assumed to be remained as a reserver capacity for power source in Central Sumatra, even after the 150 KV T/L is commissioned in 1993. The output of the diesel plant is expected as listed above.  
Expectable Diesel P.P. output : Actual output capacity (declining capacity 2%/year) - output capacity of maximum two units  
= Power supply capacity under one unit inspection and then one unit faults.



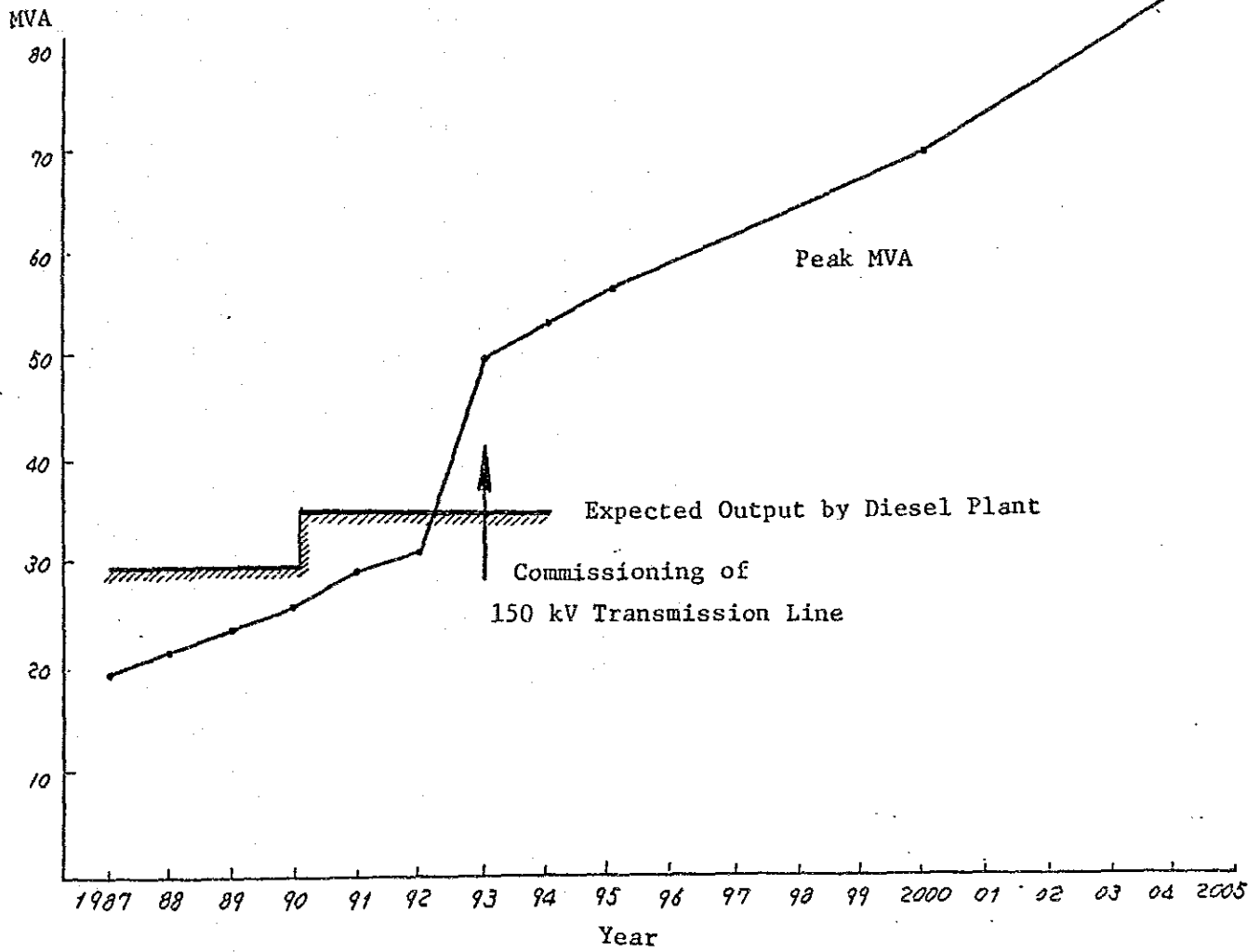


Fig. 6.3-2 Peak Load : Pekanbaru

Table 6.3-5 Break Down of Figures in Table 6.3-4

Unit : 10<sup>6</sup> Yen

High Demand Case					Low Demand Case				
**PLAN: A					**PLAN: A				
YEAR	C. COST	Pakanbaru YEREXP	50MUA*2 PUYEXP	** PUCOST	YEAR	C. COST	Pakanbaru YEREXP	50MUA*2 PUYEXP	** PUCOST
1993	964.0	134.1	134.1	964.0	1993	964.0	134.1	134.1	964.0
94	0.0	134.1	119.8	0.0	94	0.0	134.1	119.8	0.0
95	0.0	134.1	106.9	0.0	95	0.0	134.1	106.9	0.0
96	0.0	134.1	95.5	0.0	96	0.0	134.1	95.5	0.0
97	0.0	134.1	85.2	0.0	97	0.0	134.1	85.2	0.0
98	0.0	134.1	76.1	0.0	98	0.0	134.1	76.1	0.0
99	0.0	134.1	67.9	0.0	99	0.0	134.1	67.9	0.0
2000	0.0	134.1	60.7	0.0	2000	0.0	134.1	60.7	0.0
1	0.0	134.1	54.1	0.0	1	0.0	134.1	54.1	0.0
2	0.0	134.1	48.3	0.0	2	0.0	134.1	48.3	0.0
3	313.0	177.7	57.2	100.7	3	313.0	177.7	57.2	100.7
4	0.0	177.7	51.1	0.0	4	0.0	177.7	51.1	0.0
5	0.0	177.7	45.6	0.0	5	0.0	177.7	45.6	0.0
6	0.0	177.7	40.7	0.0	6	0.0	177.7	40.7	0.0
7	0.0	177.7	36.3	0.0	7	0.0	177.7	36.3	0.0
TTL	1277.0	2230.7	1080.3	1064.8	TTL	1277.0	2230.7	1080.3	1064.8
T10	964.0	1341.9	849.2	964.0	T10	964.0	1341.9	849.2	964.0

**PLAN: B					**PLAN: B				
YEAR	C. COST	Pakanbaru YEREXP	30MUA*2 PUYEXP	** PUCOST	YEAR	C. COST	Pakanbaru YEREXP	30MUA*2 PUYEXP	** PUCOST
1993	856.0	119.1	119.1	856.0	1993	856.0	119.1	119.1	856.0
94	0.0	119.1	106.3	0.0	94	0.0	119.1	106.3	0.0
95	0.0	119.1	94.9	0.0	95	0.0	119.1	94.9	0.0
96	259.0	155.2	110.4	184.3	96	0.0	119.1	84.8	0.0
97	0.0	155.2	98.6	0.0	97	259.0	155.2	98.6	164.5
98	0.0	155.2	88.0	0.0	98	0.0	155.2	88.0	0.0
99	0.0	155.2	78.6	0.0	99	0.0	155.2	78.6	0.0
2000	0.0	155.2	70.2	0.0	2000	0.0	155.2	70.2	0.0
1	0.0	155.2	62.6	0.0	1	0.0	155.2	62.6	0.0
2	0.0	155.2	55.9	0.0	2	0.0	155.2	55.9	0.0
3	0.0	155.2	49.9	0.0	3	0.0	155.2	49.9	0.0
4	0.0	155.2	44.6	0.0	4	0.0	155.2	44.6	0.0
5	259.0	191.2	49.0	66.4	5	0.0	155.2	39.8	0.0
6	0.0	191.2	43.8	0.0	6	0.0	155.2	35.5	0.0
7	0.0	191.2	39.1	0.0	7	0.0	155.2	31.7	0.0
TTL	1374.0	2328.1	1111.9	1106.8	TTL	1115.0	2183.9	1061.3	1020.6
T10	1115.0	1443.9	885.2	1040.4	T10	1115.0	1407.9	859.5	1020.6



Table 6.3-6 Study for Transformer Capacity: Dumai

Unit : 10<sup>6</sup> Yen

Year	Peak (MVA)	Plan: A		Plan: B	
		Transformer install, plan	Cost	Transformer install, plan	Cost
1993	7.4				
94	8.2	New		New	
95	9.5	20 MVA x 1	543	10 MVA x 2	633
96	11.5				
97	13.4	Add			
98	15.4	20 MVA x 1	231		
99	17.3				
2000	19.3			Add	
01	20.6			10 MVA x 1	207
02	22				
03	23.3	20 MVA x 1	231	10 MVA x 1	207
04	24.7				
05	26.0				
06	27.4				
07	28.7				
08	30.1				
Total Cost			1,005		1,047
Present value of Cost		Total	801		822
Present value of Yearly Expenditure		Total	802		819
		10 Years total (1995-2004)	620		629

Installation year of the extension of transformer bank has been determined on the assumption that the output of diesel power plant can be expected until 2002.

Here, Plan: A is adopted because of economic view point.

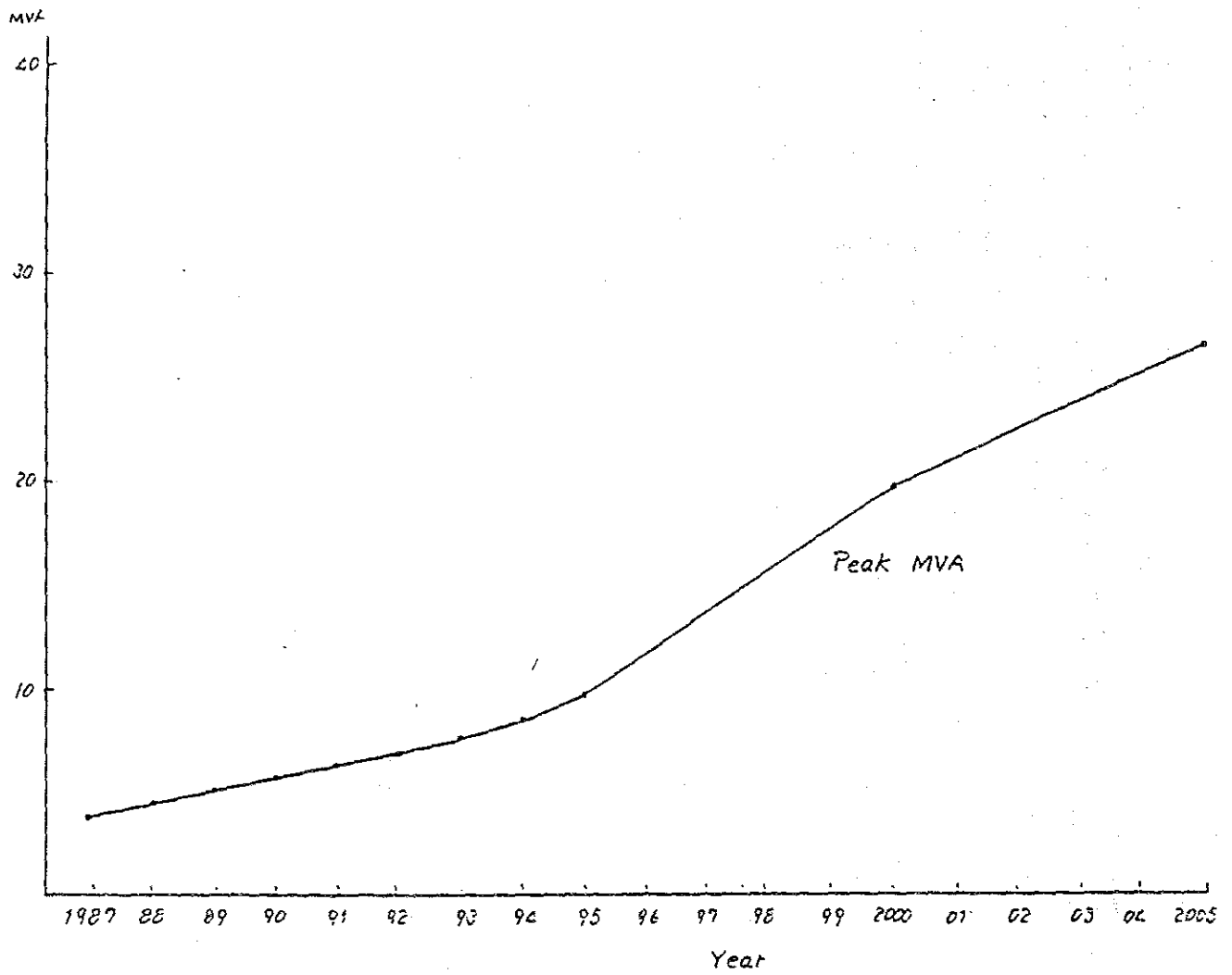


Fig. 6.3-3 Peak Load : Dumai



Table 6.3-7 Break Down of Figures in Table 6.3 - 6

Unit : 10<sup>6</sup> Yen

**PLAN:A		Dumai 20MVA*1		
YEAR	C.COST	YEREXP	PUYEXP	PUCOST
1995	543.0	75.5	75.5	543.0
96	0.0	75.5	67.4	0.0
97	0.0	75.5	60.2	0.0
98	231.0	107.7	76.6	164.4
99	0.0	107.7	68.4	0.0
2000	0.0	107.7	61.1	0.0
1	0.0	107.7	54.5	0.0
2	0.0	107.7	48.7	0.0
3	231.0	139.8	56.5	93.2
4	0.0	139.8	50.4	0.0
5	0.0	139.8	45.0	0.0
6	0.0	139.8	40.2	0.0
7	0.0	139.8	35.9	0.0
8	0.0	139.8	32.0	0.0
9	0.0	139.8	28.6	0.0
-----				
TTL	1005.0	1744.7	801.7	800.7
T10	1005.0	1045.3	619.9	800.7

**PLAN:B		Dumai 10MVA*2		
YEAR	C.COST	YEREXP	PUYEXP	PUCOST
1995	633.0	88.1	88.1	633.0
96	0.0	88.1	78.6	0.0
97	0.0	88.1	70.2	0.0
98	0.0	88.1	62.7	0.0
99	0.0	88.1	55.9	0.0
2000	0.0	88.1	49.9	0.0
1	207.0	116.9	59.2	104.8
2	0.0	116.9	52.8	0.0
3	207.0	145.7	58.8	83.6
4	0.0	145.7	52.5	0.0
5	0.0	145.7	46.9	0.0
6	0.0	145.7	41.8	0.0
7	0.0	145.7	37.4	0.0
8	0.0	145.7	33.4	0.0
9	0.0	145.7	29.8	0.0
-----				
TTL	1047.0	1782.7	818.7	821.5
T10	1047.0	1054.0	629.3	821.5

Table 6.3-8 Economical Comparison: Padang Area

Unit : 10<sup>6</sup> Yen

Year	Peak MVA	Plan: A		Plan: B		Plan: C		Remarks
		Out line of Plan	Cost	Outline of Plan	Cost	Outline of Plan	Cost	
1991	46.9							
92	50.4	Simpangharu 150 kV 30 MVAX1	550	Tabing New 30 MVAX1	517	Pauh Limo Add 30 MVAX1	269	Discount rate 12%
		Pauh Limo 2 cct	141	T/L Branch	18	D/L 4 cct 7.5 km	148	
		T/L 150 kV 7.0 km	114	D/L 4cct 8.5 km	164		417	
			805		699			Yearly expenditure rate
93	54.0							
94	57.9							
95	61.8	Simpangharu 30 MVA	223	Tabing 30 MVAX1 D/L	223 164	Simpangharu 150 kV 30 MVAX1	805	Substation 13.92%
					387	Pauh Limo 2 cct T/L 150 kV 7.0 km		Transmission 12.42%
96	66.0							Distribution 14.92%
97	70.3							
98	74.5							
99	78.8					Simpangharu 30 KVAX1	223	
2000	83	Tabing New 30 MVAX1 T/L D/L	517 18 164	Simpangharu 150 kV	805			
			699					
01	87.7							
02	92.4							
03	97.0	Tabing 30 MVAX1	223	Simpangharu 30 MVA	223	Tabing New 30 MVAX1	699	
04	101.7							Total values for 15 years on the basic of those in 1992
05	106.4							
Total Cost			1,950		2,114		2,144	
Present value of Cost	Total		1,310		1,364		1,304	
	10 Years Total		1,246		1,300		1,103	
Present value of Yearly Ex- penditure	Total		1,229		1,288		1,189	
	10 Years Total		887		911		832	

In addition to the values in the above table, the Plan A is expected to be effective to reduce power loss equivalent to about 3 million kWh in three years when compared with the Plan C. (It is converted about 28 million yen in present value of yearly expenditure. Refer to Annex 6-5)



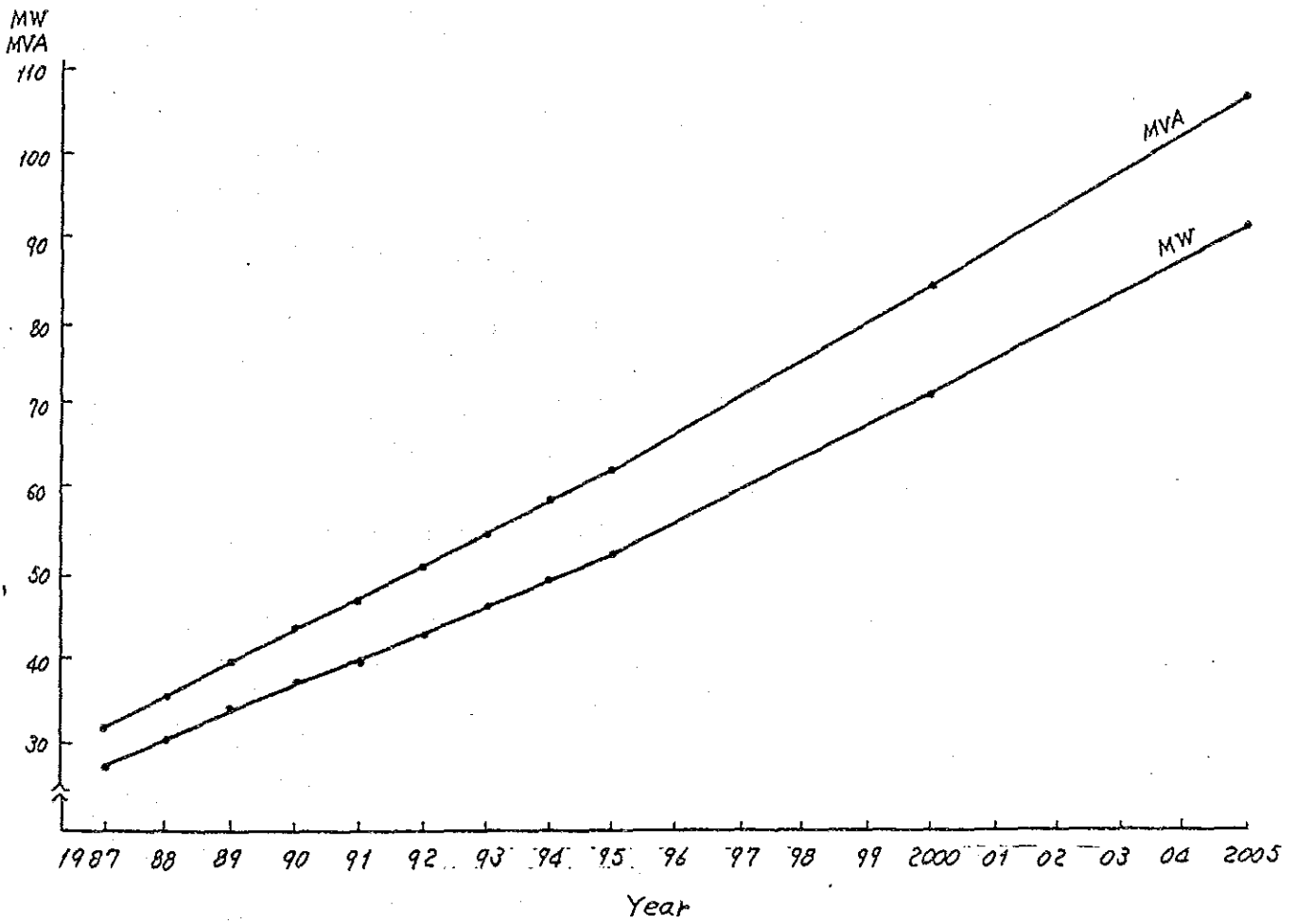


Fig. 6.3-4 Peak Load : Padang Area

Table 6.3-9 Break Down of Figures in Table 6.3 - 8

PADANG AREA COST COMPARISON TABLE

Unit : 10<sup>6</sup> Yen

\*\*PLAN: A \*\*COST COMPARISON TABLE\*\*

YEAR	TTL COST	YEREX	PU. YEX	PU. COST
1992	805.0	110.3	110.3	805.0
93	0.0	110.3	98.5	0.0
94	0.0	110.3	87.9	0.0
95	223.0	141.3	100.6	158.7
96	0.0	141.3	89.8	0.0
97	0.0	141.3	80.2	0.0
98	0.0	141.3	71.6	0.0
99	0.0	141.3	63.9	0.0
2000	699.0	240.0	96.9	282.3
1	0.0	240.0	86.5	0.0
2	0.0	240.0	77.2	0.0
3	223.0	271.1	77.9	64.1
4	0.0	271.1	69.5	0.0
5	0.0	271.1	62.1	0.0
6	0.0	271.1	55.4	0.0
<hr/>				
TTL	1950.0	2842.6	1229.1	1310.1
T10	1727.0	1518.1	886.7	1246.0

\*\*PLAN: B \*\*COST COMPARISON TABLE\*\*

YEAR	TTL COST	YEREX	PU. YEX	PU. COST
1992	699.0	98.6	98.6	699.0
93	0.0	98.6	88.0	0.0
94	0.0	98.6	78.6	0.0
95	387.0	154.1	109.7	275.4
96	0.0	154.1	97.9	0.0
97	0.0	154.1	87.4	0.0
98	0.0	154.1	78.1	0.0
99	0.0	154.1	69.7	0.0
2000	805.0	264.5	106.8	325.1
1	0.0	264.5	95.3	0.0
2	0.0	264.5	85.1	0.0
3	223.0	295.5	84.9	64.1
4	0.0	295.5	75.8	0.0
5	0.0	295.5	67.7	0.0
6	0.0	295.5	60.4	0.0
<hr/>				
TTL	2114.0	3042.8	1285.0	1363.7
T10	1891.0	1596.0	910.7	1299.6

\*\*PLAN: C \*\*COST COMPARISON TABLE\*\*

YEAR	TTL COST	YEREX	PU. YEX	PU. COST
1992	417.0	59.5	59.5	417.0
93	0.0	59.5	53.1	0.0
94	0.0	59.5	47.4	0.0
95	805.0	169.8	120.9	572.9
96	0.0	169.8	107.9	0.0
97	0.0	169.8	96.3	0.0
98	223.0	200.9	101.7	112.9
99	0.0	200.9	90.8	0.0
2000	0.0	200.9	81.1	0.0
1	0.0	200.9	72.4	0.0
2	0.0	200.9	64.6	0.0
3	699.0	299.5	86.1	200.9
4	0.0	299.5	76.8	0.0
5	0.0	299.5	68.6	0.0
6	0.0	299.5	61.3	0.0
<hr/>				
TTL	2144.0	2891.1	1189.3	1303.9
T10	1445.0	1491.9	831.7	1103.0



## 6.4 絶縁協調についての検討

### 6.4.1 B I L (Basic Impulse Insulation Level)

中部スマトラの電力系統は 150kV側は中性点直接接地であり、20kV側は非接地から抵抗接地への移行過程にあり、150/20kV変電所 2次側は、すでに抵抗接地方式に移行済である。

PLNの標準によればB I L (基準絶縁強度)は 150kV側は変圧器 650kV, その他の機器は 750kV, 20kV側 125kVが決められており、これは、IEC規格と一致している。機器も、この絶縁強度のものが採用されている。今回の計画においても同一B I Lの機器を使用することとした。

### 6.4.2 I K L (ISOKERAUNIC LEVEL)

発雷頻度は、PLNから入手した資料によれば中部スマトラ地区は年間発雷回数 (I K L) は30~70程度でインドネシア全体の中では比較的低い値を示している。(Fig 6.4-1 参照)

日本の場合は、日本海沿岸の雷発生の多い所で30、関東地方北部で20程度、東京周辺で10程度であるので、耐雷設計については、インドネシアの方が、手厚く実施されている。

日本では変電所の避雷器は変圧器付近に設置し、避雷器から50m程度以内の送電線には避雷器を設置しないのが標準的な設計になっている。しかし、最近では遮断器等の保護のため、送電線側にも設置する傾向にある。中部スマトラの実態は、全変圧器とともに全送電線にもこれを設置している。

I K Lの増加に伴って事故率は比例的に増大している。

I K Lの高さの違いもあるので、インドネシアの標準方式を採用することとした。

### 6.4.3 耐塩設計

碍子への塩分付着量についての調査資料は入手できなかった。

インドネシアでは台風はなく、塩分汚損の心配はないとされているが、海岸に近い場所では、塩分に対する配慮が必要になると思う。既設変電所の設計図書 (SALAK-PADANG 150KV TRANSMISSION PROJECT CONTRACT DOCUMENT)では、海岸から1000mまでを塩風地区としている記録が見られた。

実施設計にあたっては、塩分の影響を見極める必要があると考えられるので、

海岸に近い個所で実測を行うことを提案したい。

シンパンハル発電所は、インド洋から約2.5km の距離にあり、150kV化も計画されているのでこの場所での実測データが得られれば実施設計に役立つものと考えられる。



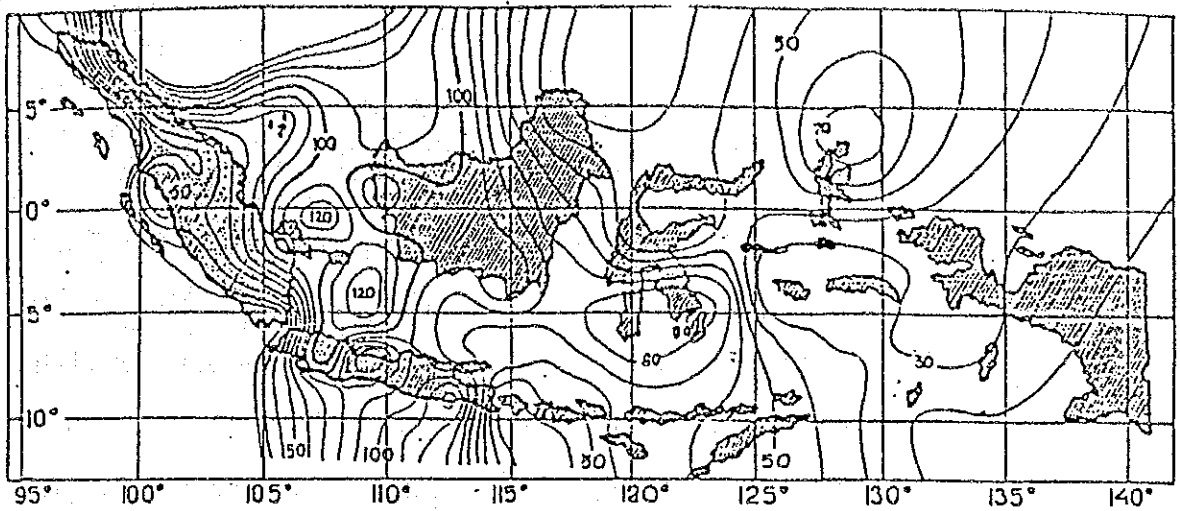
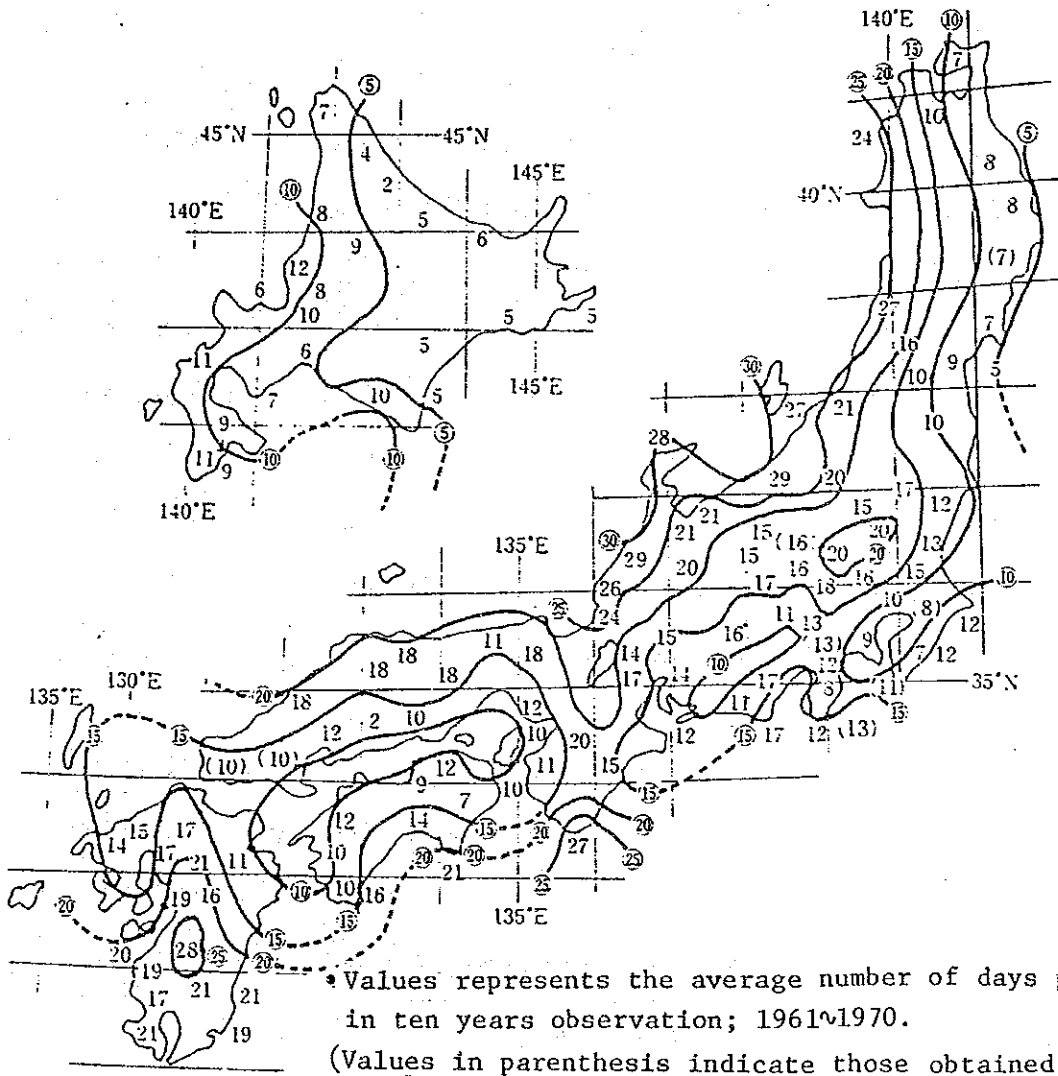


Fig. 6.4-1 Isokeraunic level (IKL) Map of Indonesia



- Values represents the average number of days per year in ten years observation; 1961~1970. (Values in parenthesis indicate those obtained in less than ten years.)
- The number of thunder of weak sound hearing is excluded.

- Lines show constant isokeraunic level which are plotted in a manner similar to the altitude contour lines on a topographic map.

Fig. 6.4-2 Isokeraunic level (IKL) Map of Japan

## 6.5 保護継電方式

### 6.5.1 送電線保護方式

中部スマトラ地区のような、150KV長距離送電線の保護方式は、既設の送電系統でも使用されているパワーラインキャリヤ（PLC）リレー方式が他のマイクロウェーブリレー方式や、パイロットワイヤ（PW）リレー方式に比較して、経済的にも、有利であり、基本的にこの方式を適用する。

ただし、短距離送電線に対しては、パイロットワイヤリレー方式が、経済的にも、またリレーの簡素化の面から有利であるので、個別に検討して、適用個所を選定する。

#### (a) 個別適用方式

	区 間	亘長km	方式	将来
①	オンビリン～パヤクンプ	58	PLC	バッサンカールで分割
②	パヤクンプ～パカンバル	143	PLC	コタパンジャンで分割
③	パカンバル～ドマイ	173	PLC	ドゥリで分割
④	パダングルアール～パヤクンプ	31	PLC	
⑤	ドマイ～プルタミナ	10	PW	
⑥	パウリモ～シンバンハル	7	PW	

方式をAnnex 6-6 および6-7 に示す。

#### (b) リレーの種類

##### i パワーラインキャリヤ（PLC）リレー

主保護は、短絡、地絡とも、距離方向比較方式とする。

後備保護は、短絡、地絡とも、距離リレー方式とする。

再開路は、高速単相または3相再開路とする。

##### ii パイロットワイヤ（PW）リレー

主保護は、短絡、地絡とも、各相電流循環パイロットワイヤリレーとする。

後備保護 同上

再開路 同上

- (c) プルタミナへの送電線は、需要家側の求める信頼度により2回線併用運転とするか、1回線を予備線とするかを定める必要がある。実施の段階で協議することとなるが、この計画では、並用受電可能なりレー方式とした。

#### 6.5.2 変電所保護方式 (Annex 6 - 8 参照)

##### (1) 150kV 母線保護方式

系統の特に重要拠点となるバヤクンプ変電所とバカンバル変電所は、150kV母線の母線保護方式（電圧差動方式及び電流差動方式）を適用する。

また、バッサンガール変電所も将来、シンカラック発電所と系統が結ばれるときは、同様の保護方式を適用するものとする。

この方式は、各フィーダーの専用CTから入力を取り、事故母線に接続される各フィーダーの遮断器で事故区間を選択遮断する方式とする。

他の変電所の150kV側母線は、送電線のバックアップリレーにより保護する。

##### (2) 変圧器保護方式

変圧器の巻線は、高速度の比率差動リレーと過電流リレーを組合せて、保護する。

##### (3) 20kV配電線保護方式

20kV側は中性点が抵抗接地である。これに適合する過電流及び地絡リレーを配置する。

#### 6.5.3 系統の大停電防止対策

電力系統において、発電機が事故のため系統から解列されると、系統の周波数は低下する。低下の度合は切離される発電力に比例し、それが大きいと周波数低下の度合も大きく、残された発電機も運転継続ができなくなり大停電に発展することがある。

Fig 6.5-1 に中部スマトラの全系統を示すが、例えば主要発電所であるシンカラックまたはオンピリンで母線事故を生ずると2台以上の発電機が系統から切り離される。その場合、発電機の運転状態にもよるが周波数は45Hz以下に低下する場合があります。火力発電機はタービンの羽根に振動が生じ、水力発電機は補機が能力低下して運転継続が困難となる。

したがって、これを放置すれば次々に発電所は停止し、大停電に発展する。世界的に有名な大停電は皆このパターンに属する。

(1) 主要発電機脱落時の周波数低下

Table 6.5-1, 6.5-2は Fig 6.5-1の系統で主要発電力が切り離された場合の周波数低下状況を計算したものである。Table 6.5-1はFig 6.5-1の汐流すなわち重負荷時の計算結果を示す。Table 6.5-2は同一系統で軽負荷時の計算結果であるが次のような仮定を置いた。①軽負荷時であるから火力発電所は停止した。②水力発電所も部分出力運転をする所が多いと考えるが苛酷なケースとするためシンカラックはピーク時と同じ出力とした。③総需要はピーク時の60%とした。

(2) load shedding system 適用の効果

(a) 全系の周波数が低下する場合

Table 6.5-1, 6.5-2から脱落発電力は系統容量の50%まで考えることとし、その場合でも①最低周波数は46Hz以下にはせず、②48Hz以下の時間は10s以内にとどめる等を目標にload shedding systemを計画した。

具体的にはTable 6.5-3で示す条件で周波数の回復をはかることとする。シミュレーションの結果をAnnex 6-9 (a)~(f)に示すがこれによれば概ね初期の目標を達成することができる。

(b) 系統が分離される場合

送電線1ルートが遮断されたために需給不均衡が生ずる場合があるがFig 6.5-1の系統についてみると、パヤクンプ～クタパンジャン間の送電線が2回線遮断された場合が最も影響が大きい。Fig 6.5-1のピーク時汐流で計算すると次式の示す通り47%の電源脱落に相当する。

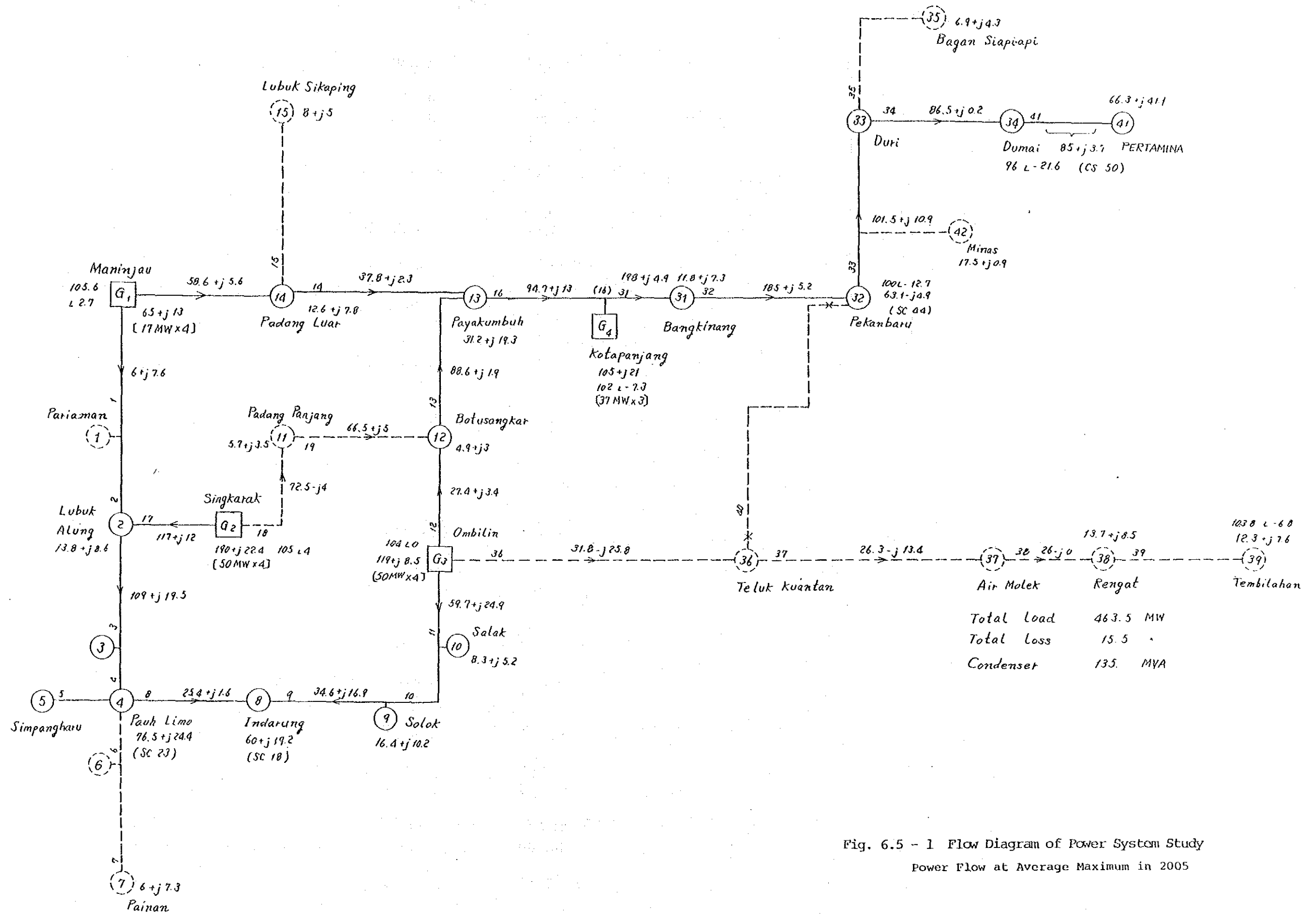
$$\frac{94.7}{94.7 + 105.0} \times 100\% = 47.4\%$$

全系の周波数低下で想定した50%の電源脱落とほぼ等価であるため、遮断負荷量をクタパンジャンの左右系統の系統容量に比例する量とすれば、全系の周波数が低下した場合はもちろん、上記の場合でも安定した運転を継続できる。

(3) load shedding systemの適用

本方式は周波数リレーを主体とする装置を交電所に分散することとなるがその装置はAnnex 6-10に示す。

具体的設置計画は、現地の状況を把握したうえで決定したい。



Total Load	463.5 MW
Total Loss	15.5
Condenser	135 MYA

Fig. 6.5 - 1 Flow Diagram of Power System Study  
Power Flow at Average Maximum in 2005

Table 6.5-1

Power Plants		Maninjau	Singkarak	Ombilin	Kotapanjang	Remarks
Capacity x No. of generator units Generated output (P)		17 MW x 4 65 MW + j13 MVR	50 MW x 4 190 MW + j22.4 MVR	50 MW x 4 119 MW + j8.5 MVR	37 MW x 3 105 MW + j21MVR	Total 479 MW + j64.9 MVR
Stepout of one unit	Unit output $P = P/\text{No. of units}$ $P / \text{Total generated output} \times 100$ Frequency at P stepout	16.3 MW 3.4% 49.6 Hz	47.5 MW 9.9% 48.8 Hz	30 MW 6.3% 49.2 Hz	35 MW 7.3% 49.1 Hz	Calculated based on normal system frequency fluctuation of 8%/Hz.
Stepout of two units	Output of two units ( $P = 2P$ ) $P / \text{Generated output} \times 100$ Frequency at P stepout	32.6 MW 6.8% 49.2 Hz	95 MW 19.8% 47.5 Hz	60 MW 12.6% 48.5 Hz	70 MW 14.6% 48.2 Hz	
Stepout of all units	Total output Total output/Total generated output x 100 Frequency at stepout of all units	65 MW 13.6% 48.3 Hz	190 MW 39.7% 45 Hz	119 MW 24.8% 46.9 Hz	105 MW 21.9% 47.3 Hz	

Table 6.5-2

Power Plants		Maninjau	Singkarak	Ombilin	Kotapanjang	Remarks
Capacity x No. of generator units Generated output (P)		17 MW x 4 27 MW + j7.6 MVR	50 MW x 4 190 MW + j22.4 MVR	50 MW x 4	37 MW x 3 70 MW + j10 MVR	Total 287 MW + j40 MVR
Stepout of one unit	Unit output ( $P = P/\text{No. of units}$ ) $P / \text{Total generated output} \times 100$ Frequency at stepout of P	6.8 MW 2.4% 49.7 Hz	47.5 MW 16.6% 47.9 Hz		23.3 MW 8.1% 48.9 Hz	Calculated based on normal system frequency fluctuation of 8%/Hz.
Stepout of two units	Output of two units ( $P = 2P$ ) $P / \text{Generated output} \times 100$ Frequency at stepout of P	13.6 MW 4.8% 49.4 Hz	95 MW 33% 45.9 Hz		46.6 MW 16.2% 48 Hz	
Stepout of all units	Total output Total output/Total generated output x 100 Frequency at stepout of all units	27 MW 9.4% 48.8 Hz	190 MW 66.2% 41.7 Hz		70 MW 24.4% 47 Hz	

Table 6.5-3

Time Ry Contact Block	Interrupting load demand	Ry(1)	Ry(2)	Ry(3)
		Frequency drop time from 48.8 to 48 Hz	48.5 Hz or less	48 Hz or less
A A <sub>1</sub>	5%	2 sec. or less	0.5 sec.	
	A <sub>2</sub> 5%		1.0 sec	0.2 sec.
B B <sub>1</sub>	5%	1 sec. or less	2.0 sec.	
	B <sub>2</sub> 5%		3.0 sec.	0.5 sec.
C C <sub>1</sub>	5%	0.5 sec. or less	4.0 sec.	1.0 sec.
	C <sub>2</sub> 5%		5.0 sec.	2.0 sec.
D D <sub>1</sub>	5%	0.3 sec. or less	6.0 sec.	3.0 sec.
	D <sub>2</sub> 5%		7.0 sec.	4.0 sec.
E E <sub>1</sub>	5%	0.2 sec. or less	8.0 sec.	5.0 sec.
	E <sub>2</sub> 5%		10.0 sec.	6.0 sec.
F F <sub>1</sub>	5%	0.15 sec. or less	12.0 sec.	7.0 sec.
	F <sub>2</sub> 5%		14.0 sec.	8.0 sec.

Table 6.5-3 によるリレー動作の説明

i 大きな事故で、系統から切離される発電機が多い場合。

この場合周波数は急速に低下する。例えば Annex 6-9 (d)のように供給力の1/3が落ちた場合は、

周波数が48.8Hzから48Hzまで低下する時間は約0.4秒程度である。この場合はRy(1)のリレーによりA<sub>1</sub>、B<sub>1</sub>、C<sub>1</sub>が接点を閉じ、A<sub>1</sub>からC<sub>2</sub>まで一挙に30%の負荷を遮断する。そして周波数の回復をはかる。

ii 事故が比較的小さく、切離される発電力が少ない場合

この場合は、周波数は、緩やかに低下する。

例えば、Annex 6-9 (a)のように17%程度の供給力が落ちた場合を見ると、

周波数が48.8Hzから48Hzまで下がるのに約1.2秒かかっている。

その途中で周波数が48.5Hz以下の状態が0.5秒以上続くのでRy(2)のリレーが先に動作し、A<sub>1</sub>の接点を閉じてまず5%の負荷を遮断する。

しかし周波数が回復せず、48Hzを下まわっているためRy(1)のリレーによりA<sub>2</sub>の接点を閉じ、また5%の負荷を遮断する。

それでも周波数が回復せず48Hz以下が0.5秒続いたときRy(3)のリレーによりB<sub>1</sub>の接点を閉じ10%の負荷を遮断する。これにより周波数は、回復に向う。

以上合計負荷しゃ断量 20%

上記のように

事故の状況により、負荷しゃ断量を適切に選定して、周波数の安定した回復がはかれるように、リレーを組合せて使用している。





## 6.6 軽負荷時変圧器停止による電力損失軽減効果

中部スマトラ地区の代表的負荷曲線をもとに、軽負荷時の変圧器停止によるロス軽減効果の検討を試みた。

軽負荷時に1バンク停止した場合、運転しているバンクの銅損が増加するため、軽負荷時でないと、かえって合計ロスは増加することは周知のとおりであるが、これを数値で見た場合Fig 6.6-1 から計算するとTable 6.6-1 のようになり3バンク中1バンク停止の場合稼働率が35%程度、2バンク中1バンク停止の場合は30%程度以下にならないと損失軽減が期待できないことがわかる。

パダン地区の代表的負荷曲線 (Fig 6.6-2)から判断すると低稼働の変電所では毎日8.時間程度停止が可能と見られるので、そのロス軽減効果は Table 6.6-2に示す程度の量となる。

実際運用にあたっては、1バンク停止による事故時信頼度の低下の問題もあるので、個々の変電所毎に、負荷特性、変圧器特性などを検討し、運転指針を整備し、これに沿った運用を行うことが望ましい。

Table 6.6-2 軽負荷時変圧器停止によるロス軽減量

全バンク運転時の 日中平均稼働率 %	3バンク中1バンク停止		2バンク中1バンク停止	
	kW	kWh/年	kW	kWh/年
30	13	37,960	6	17,520
25	21	61,320	16	46,720
20	27	78,840	24	70,080

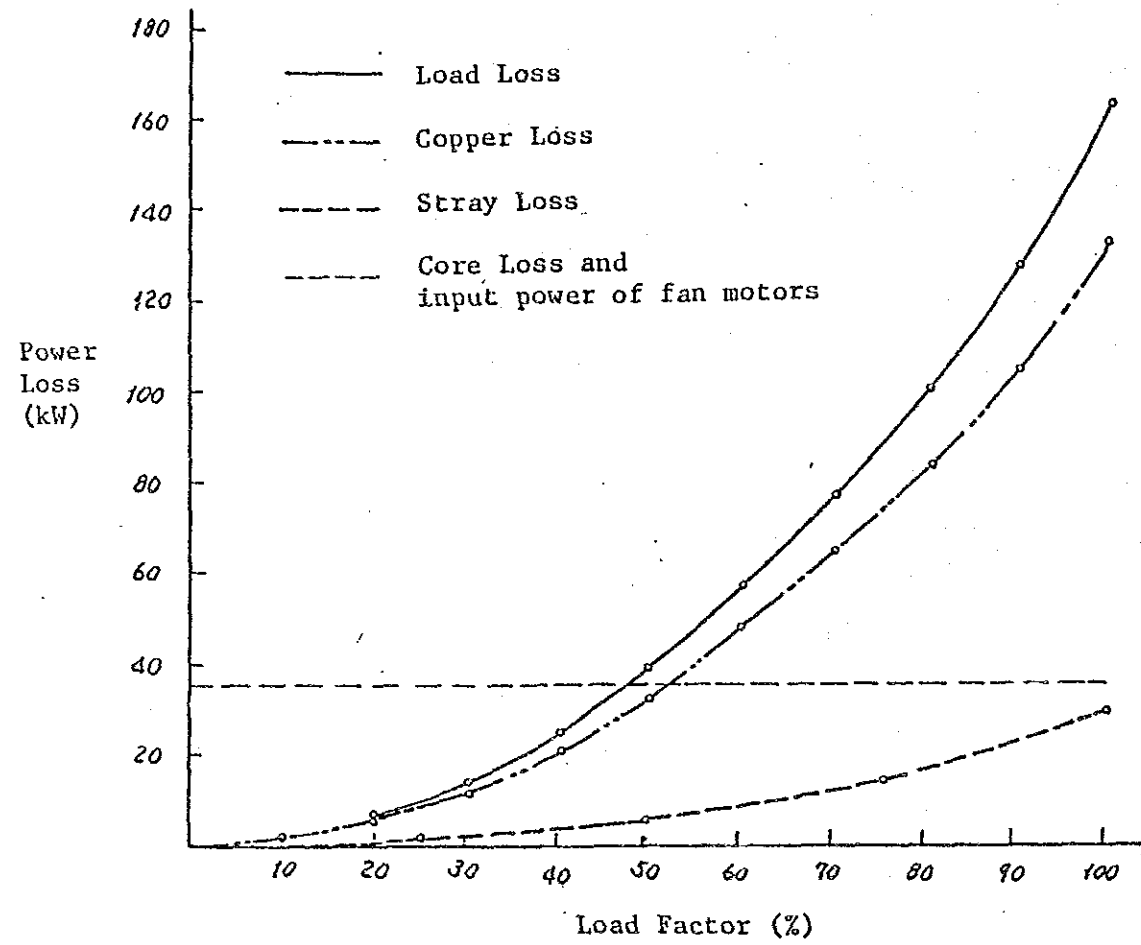


Fig. 6.6-1 Typical Loss Curve of 150/20 kV 30 MVA Transformer

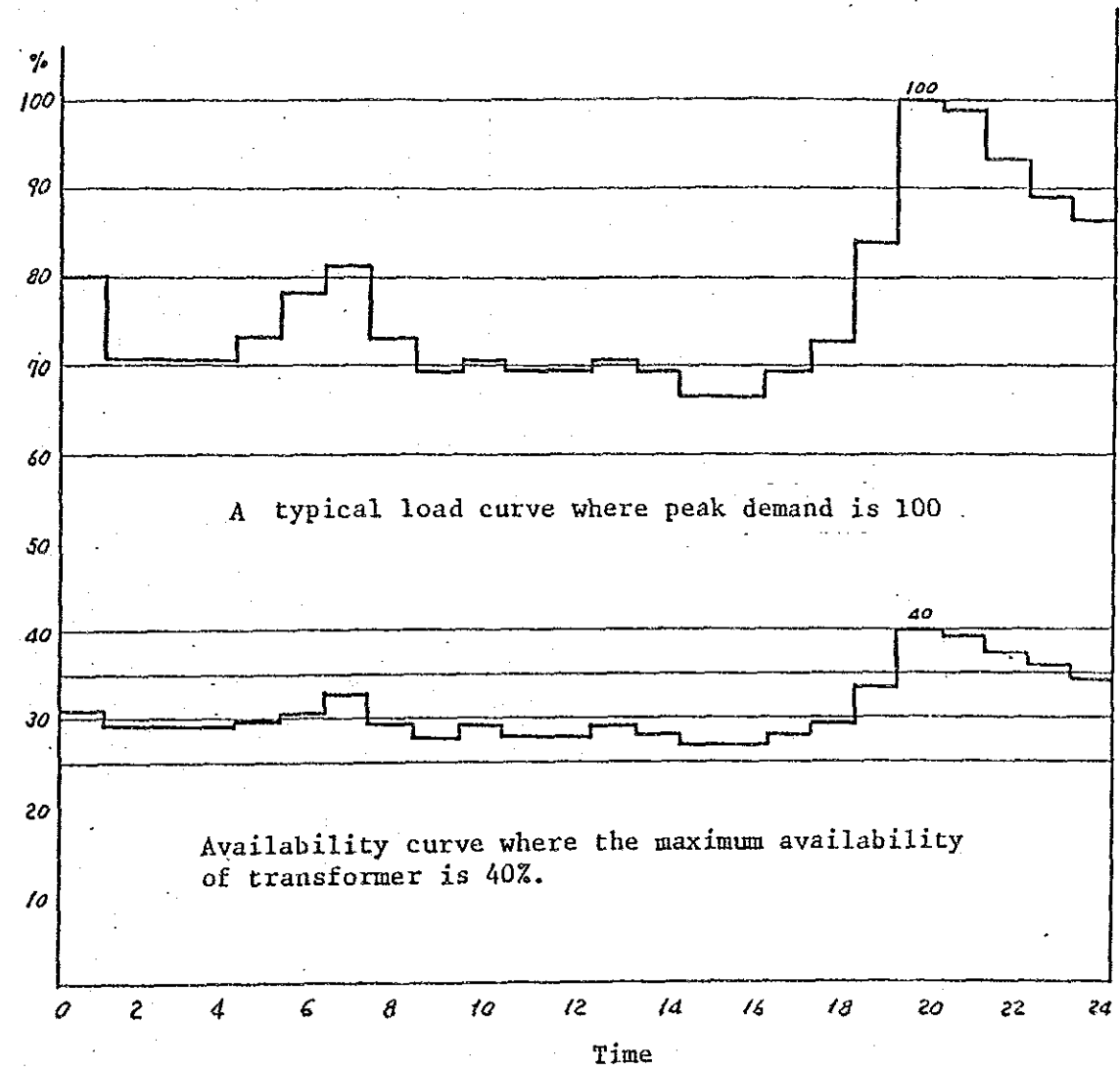


Fig. 6.6-2 Typical Load Curve in Padang

Table 6.6-2 Relation between the Availability of Transformers and Reduction of Loss

Unit : kW

Operating conditions	Availability		A. Loss during operation of all transformers			B. Loss during shut-down of one transformer			B - A
	All transformers are in operation	One transformer is shut down	Fixed loss	Load loss	Total	Fixed loss	Load loss	Total	
One of 3 transformers is shut down.	60% x 3	90% x 2	36x3=108	56x3=168	276	36x2=72	131x2=262	334	+58
	50% x 3	75% x 2		38x3=114	222		90x2=180	252	+30
	40% x 3	60% x 2		23x3=69	177		56x2=112	184	+ 7
	36% x 3	54% x 2		18.5x3=56	164		45x2=90	162	- 2
	35% x 3	52.5%x2		18x3=54	162		43x2=86	158	- 4
	33.3%x3	50% x 2		16x3=48	156		38x2=76	148	- 8
	30% x 3	45% x 2		13x3=39	147		31x2=62	134	-13
	25% x 3	37.5%x2		9x3=27	135		31x2=62	114	-21
	20% x 3	30% x 2		5.5x3=17	125		13x2=26	98	-27
One of two transformers is shut down.	50% x 2	100% x 1	36x2=72	76	148	36x1=36	163	199	+51
	40% x 2	80% x 1		46	118		103	139	+21
	35% x 2	70% x 1		36	108		78	114	+ 6
	30% x 2	60% x 1		26	98		56	92	- 6
	25% x 2	50% x 1		18	90		38	74	-16
	20% x 2	40% x 1		11	83		23	59	-24



## 6.7 土木設備および建築設備に対する条件

変電所立地条件として、

1. 地盤が良好であること
2. 洪水に対して安全であること
3. できるだけ平坦であること
4. 排水が良好であること
5. 送電線の引込み引出しが容易であること
6. 資機材の搬入が容易であること
7. 機器、構造物の保守管理が容易であること

等が挙げられる。これらの条件を満たすように地点を選定する必要があるが、主要な変電所候補地点の状況は次のとおりである。

### (1) シンパンハル

アル川支流わきのパダン市内にあるディーゼル発電所構内である。敷地も狭いので老朽設備を撤去した後に新規の構造物を構築することになる。

### (2) タビン

平坦な水田地帯の中の位置となるが、近くの上水道用深井戸ボーリングの掘削土を調べると、表土は浅くその下は砂もしくは砂礫である。地盤として良好であり、変電所建設は可能である。

### (3) パウリモ

丘陵部ふもとにある既設変電所である。地盤は良好であり、排水等の問題はない。

### (4) バカンバル

候補地はバカンバルの中心地から12km程度西南方に向った所に位置し、地形は平坦である。表土は黒色の腐植土で、下部は硬質の粘土層である。機器資材の搬入に問題はなく、変電所建設は可能である。

代案の場合も付近一帯は、ほぼ同一地質条件であり問題はない。

### (5) ドマイ

ドマイ郊外の緩傾斜の丘陵部に位置する。地盤は、砂質土で良好であり、排水条件は良く、機器資材の搬入に問題はない。

(6) パヤクンプ

パヤクンプ周辺の水田地帯の地質は旧河川敷の沖積層である。水田部は地盤が悪く、排水条件も良くないので変電所候補地点としては避け、段丘状にある高台に地点を選定する。

(7) ドゥリ

将来パガンシアピアピへの送電線分岐を考えドゥリ郊外に位置を選定する。周辺は丘陵地帯で、地盤は良好であり、排水に問題はない。幹線道路にも近く機器資材の搬入道路の建設も容易であろう。

(8) バッサンガール

比較的平坦で地盤は良好である。変電所建設用地として良好である。

(9) バンキナン

丘陵部ふもとに位置するため、地形の起伏が若干あり、敷地造成において、切盛りする必要がある。地盤は良好であり、排水条件もよい。また、幹線道路からの進入も容易であり、機器資材の搬入条件は良く、変電所建設に適している。

## 第 7 章 配電設備





## 第7章 配電設備

### 7.1 配電設備の現状

中部スマトラ地区の配電系統は、各地点毎に設置されたディーゼル発電所を中心に、電化の進展とともに、順次拡大されてきている。

パダン、ブキティンギ、パカンバルなどの都市部は、配電線連系も進められており、150KV 基幹系統の拡充とともに配電系統の強化もはかられてきている。

配電設備の現況は、大要次の通りである。

#### 7.1.1 高圧系統

##### (1) 電 圧

6KV (構成比26%) および20KV (構成比74%) が混在している(1985.6)が、P L N は、20KVを標準電圧とし、新規設備は総て20KV設計で建設されている。

6KVの延長についても設備は20KV設計でなされ、6KVで運用されている。

##### (2) 線路容量

標準容量は定まっていないが電線サイズを標準化してきている。

##### (3) 接地方式

従来、非接地方式を採用していたが、新しい20KV系統には、線路保護の的確化を目的に抵抗接地方式を適用するようになった。

##### (4) 電圧管理

上限は+5%以下に抑えるように決められているが、下限は目標値はない。

##### (5) 電線種別

配電線路約1000km (1985年6月)のうち85%は架空線であり、裸アルミ電線(A A A C, A A C 電線)が主体で、絶縁電線は使用されていない。

##### (6) 変圧器

3相変圧器が主体で、単相変圧器は少ない。容量は50KVA ~ 630KVA である。

#### 7.1.2 低圧系統

##### (1) 電 圧

127/220Vおよび220/380Vが使用されているが、新規地区の供給は220/380Vを標準電圧として適用している。

##### (2) 電圧管理

上限は+5%、下限は-10%の範囲で管理されている。パダン地区について、1984の測定値によると、電圧については、ほぼ管理値の範囲に入っている。

##### (3) 電線種別

各需要家への引込線は古い設備は裸線が、新しい設備には絶縁電線が使用されている。架空線幹線は裸アルミ電線、裸銅線であり、絶縁電線は使用されていない。

##### (4) 電気方式

3相4線式

### 7.1.3 配電線損失

Wilayah IIIにおける配電損失率は次のとおりである。

1983 20% (22%)

1984 20% (22%)

( )内は、送電線を含めた線路損失を示しており、この値は、PLN全体の線路損失に比し、約10%高い値である。

### 7.1.4 配電線事故状況

Wilayah IIIにおける1984 1年間の事故発生状況は

- ・ 停電時間 77分/需要家
- ・ 停電回数 49回/需要家

であり、その主な原因別内訳は次のとおりである。

- ・ 樹木接触による中圧系統トリップ (17.9分/需要家, 19.0回/需要家)
- ・ 変圧器2次側ヒューズ溶断 (10.0分/需要家, 3.2回/需要家)
- ・ 需要家屋内のヒューズ溶断 (4.5分/需要家, 2.5回/需要家)
- ・ パワープラント停止 (4.5分/需要家, 5.8回/需要家)

詳細内訳はAnnex 7-1のとおりである。

## 7.2 配電線損失軽減対策

配電線の電力損失の設備別内訳は、日本では概ね右表のような構成となっている。インドネシアにおいてはその設備実態から中圧線・低圧線の電力損失の構成比が高くなっているものと思われる。

	構成比
中 圧 線	43%
変 圧 器	45%
低 圧 線	5%
引 込 線	4%
計 器	3%
合 計	100%

配電線路損失軽減対策としては、基本的には、送電線、変電所の増設による長路離配電線の解消及び配電電圧の昇圧である。然しながら、配電々圧の昇圧は費用、使用機器の取替など早急実施は極めて困難であるので需要増の動向、サービスレベル、予算など総合勘案のうえ、長期計画のなかで順次実施する必要がある。

採りあげられる主な対策は次のとおりである。

### 7.2.1 電線太線化

中圧線の電線サイズは6KV配電線の平均電線サイズが $40\text{mm}^2$ 、最も多いサイズが $25\text{mm}^2$ であり、20KV配電線のそれ（平均… $74\text{mm}^2$ 、最多… $70\text{mm}^2$ ）と比較して細い。また、中圧系統における変圧器容量は、6kv配電線で線路亘長1km当り165KVAであり、20KV配電線の63KVAよりかなり大きい。このため6KV配電系統は電力損失も20KV配電線よりかなり多いものと思われる。

よって電力損失軽減からも、また将来の負荷増に合わせた供給力の増強からも太線化が必要であると考えらる。

なお、電線サイズについては、線路容量の標準化を考慮し、 $95\text{mm}^2$ を標準とするよう推奨する。（Annex 7-4 参照）

低圧線についても標準電線サイズより細い電線については、太線化することを推奨する。

### 7.2.2 標準電圧への昇圧

(1) 既設6KV配電線路を20KVに昇圧することにより、同じサイズの電線で比較すると線路損失は約1/10に軽減される。

6KVの配電設備は、旧式のものが多く、また、電線も負荷に比べて細いものが多い。配電電圧の統一による系統連系の促進、供給力の増大、信頼度の向上など20KV化の効果は非常に大きい。

然しながら、このためには変圧器をはじめ、支持物の改造、碍子の取替など大々的な改修が必要であり、予算措置が大きい問題となる。

PLNは、設備拡張に当っては、可能な限り20KV設備とし、既設6KVの延長に対しても設備は20KV設計とするなど、将来の20KV標準電圧への統一に備えているのは適切な方策と考える。

昇圧の実施時期については、現状の設備状況・負荷の伸び、配電予算等からみて、太線化の次のステップとして決定されるであろう。

- (2) 低圧の昇圧についても実施が望ましいが、需要家設備の変更が必要であるので、実施は非常に困難であろう。当面現状のままの方が得策であると考ええる。

#### 7.2.3 並列コンデンサの導入

中部スマトラにおける配電線は、負荷密度が低いことから線路巨長が長大であり、電圧低下、電力損失も大きいと考えられる。

そこで、線路巨長の長い遅れ力率の無効電流の大きい配電線に並列コンデンサを設置することを提言する。

設置位置は、コンデンサ設置点における平均無効電流が並列コンデンサからの無効電流の1/2の地点に設置することが最適条件である。経済的な位置および容量の決定方法はAnnex7-2に示すとおりである。

コンデンサを設置する場合、固定コンデンサと制御コンデンサの両方式があり、それぞれ長所・短所がある。制御コンデンサは、重負荷時に十分な効果が得られる利点はあるが、施設費が高く、保守にも手間がかかることから固定コンデンサ方式を推奨する。なお容量選定にあたっては、軽負荷時に過補償とならないよう注意する必要がある。

### 7.3 配電線事故対策

配電線路事故の現況は、7.1.4に述べた通りであり、主な事故対策は次のとおりである。

#### 7.3.1 樹木接触による中圧系統トリップ事故防止対策

配電線事故で最も多いものは、樹木接触による中圧系統の停止であるが、これは裸電線を使用していることが原因であろう。樹木に接近して布設された電線に風などによって樹木が接触して事故に至るものと思われる。これは

- ・電線と樹木との離隔を十分とる
- ・絶縁電線あるいは架空ケーブルを使用する

ことにより防ぐことができる。ことに絶縁電線については、建物が樹木に接近した個所における人の感電防止等安全面からもその使用を推奨する。

しかし、絶縁電線を使用することによって

- ・絶縁体による電線仕上り外径の増加から風圧荷重が増加するため支持物強度を大きくする必要がある
- ・絶縁体の熱抵抗や導体許容温度の適用変更（OW電線）により、許容電流が減少する。

など、設計上留意する必要がある点が生じる。

また、絶縁電線の価格は、裸線と比較してOW電線（低圧）で1.5～2.0倍、OC電線（20KV）で2.5～3.0倍である。

然しながら、安全及び事故防止の観点から、パタン、パカンバルのような主要都市に対しては、低圧線路の全面的な絶縁化について、前向きに検討すべきと考える。

#### 7.3.2 変圧器の2次側フューズ溶断事故防止対策

変圧器2次側フューズ溶断事故については、この原因は、低圧線および引込線の短絡によるものが主であろう。短絡の原因としては、風による電線の横触れに原因する混触、樹木接触等が考えられる。

そこで、配電線の水平線間距離について検討<sup>※</sup>したところAnnex7-3のとおり、低圧配電線は現状の水平線間距離300mmでは混触の可能性が大きいという結果が出ており、ヒューズ溶断の原因としてこの混触によるものが多数あると思われる。

よって、この混触を防止するために低圧配電線の水平線間距離を300mmから500mmに拡大することを提言する。これによって径間長40m以内で弛度率2.0%以下で布設される低圧配電線の混触事故は防止できると考える。そして、この条件外で布設する場合は、電線の垂直配列の採用あるいは絶縁電線の使用を推奨する。

※

検討に当り、最大風速を25m/secと仮定し、横振れ計算に適用した風の息の等価風速8m/sを算出、使用した。実際の適用に当っては、個別に詳細な調査が必要と考える。

### 7.3.3 需要家屋内ヒューズ溶断事故対策

需要家屋内のヒューズ溶断については、日本でも多く見られ、これを絶無にすることは困難であろう。ヒューズを取替ればすむことであるが、そのために作業者が出向する手間を省き、また早期復旧を目的として日本では屋内の回路毎にヒューズに代わるブレーカースイッチの取付を推奨している。インドネシアにおいてもこのブレーカースイッチの取付を推奨する。

## 7.4 設計標準

### 7.4.1 低圧配電線の標準化

Wilayah IIIにおける配電用変圧器の平均容量は、約 130KVA/個であり、これに接続される低圧配電線の平均巨長は、変圧器 1 台当り約1800mとなっている。このため一部には線路末端の電圧降下が大きなものも見られ電力損失の原因の1つになっているものと考えられる。

そこで低圧配電線巨長の標準化について検討した。

まず、低圧線の電圧降下を制限するための低圧配電線巨長を検討したところ Table 7.4-1のとおりとなり、負荷が小さい場合は、かなり遠くまで電圧降下が問題なく電力を供給できることがわかる。

さらに、電圧降下の限度内での経費・電力損失費を考慮した経済的な低圧配電線長について検討した。この結果は、Fig. 7.4-1 のとおり、電柱 1 基当りの経費は、電圧降下限度いっぱいまで低圧線を伸ばした方が経済的であることがわかった。また、電線も負荷密度が小さい場合は細いサイズの電線が、負荷密度が大きい場合は太いサイズの電線の方が経済的であることがわかった。

よって、以上の検討結果から、低圧配電線の設計にあたっては次のとおり標準化をはかることを推奨する。

#### ◦ 低圧配電線電線サイズ

	電線サイズ
負荷密度 20 A / 基以下	35mm <sup>2</sup>
” 20 A / 基超過	70mm <sup>2</sup>

ただし負荷密度は 5 年後の想定とする。

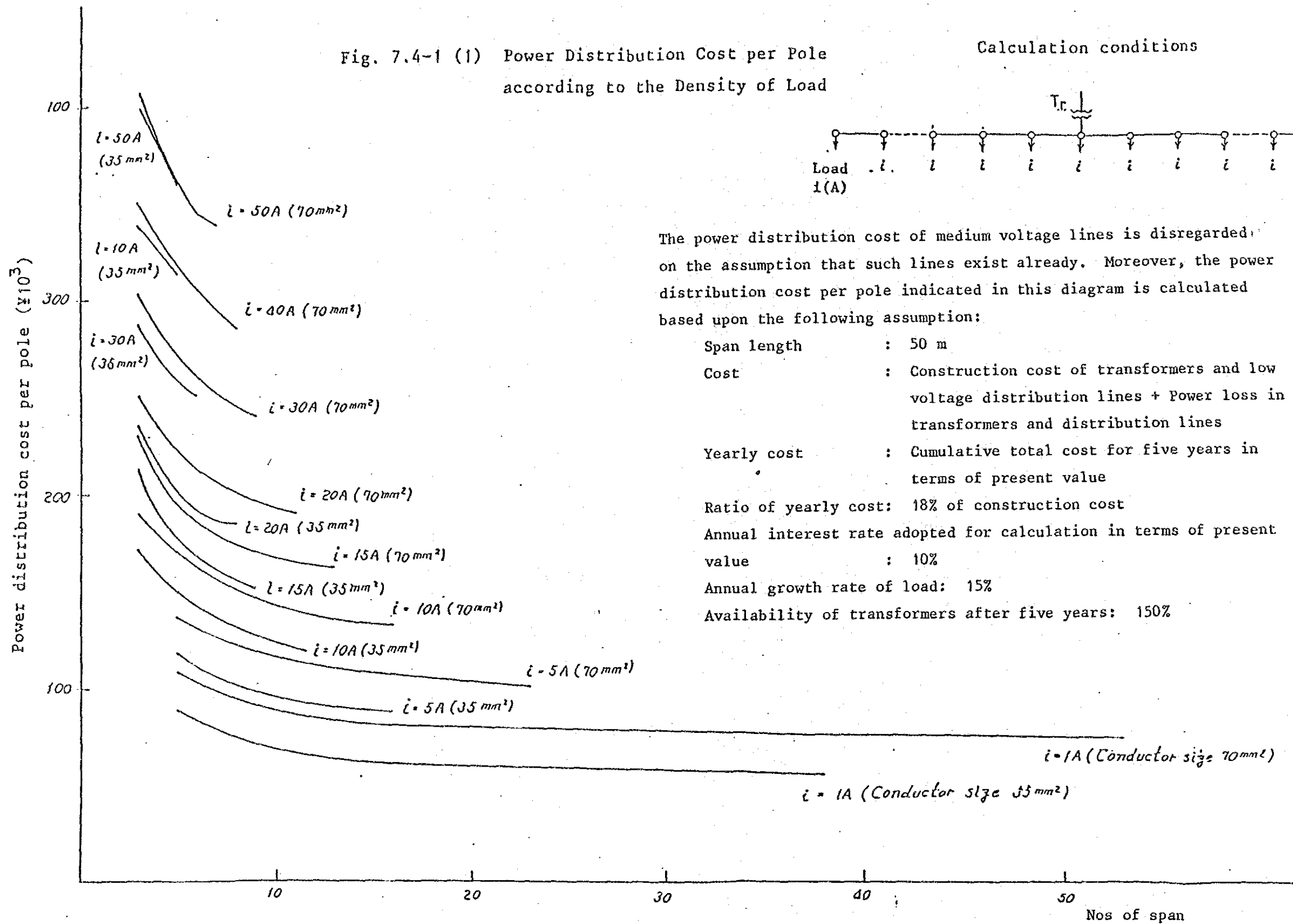
#### ◦ 低圧配電線許容スパン

低圧配電線の変圧器からの距離はその地域の負荷密度（5 年後の想定）により Table 7.4-1の許容スパン表の数値以内とする。

ただし、非常に負荷密度の小さい地域においては、この表によらず個別に電圧降下を計算する。

Fig. 7.4-1 (1) Power Distribution Cost per Pole according to the Density of Load

Calculation conditions



The power distribution cost of medium voltage lines is disregarded on the assumption that such lines exist already. Moreover, the power distribution cost per pole indicated in this diagram is calculated based upon the following assumption:

- Span length : 50 m
- Cost : Construction cost of transformers and low voltage distribution lines + Power loss in transformers and distribution lines
- Yearly cost : Cumulative total cost for five years in terms of present value
- Ratio of yearly cost: 18% of construction cost
- Annual interest rate adopted for calculation in terms of present value : 10%
- Annual growth rate of load: 15%
- Availability of transformers after five years: 150%



Table 7.4-1 Criteria for Evaluating Voltage Drop in Low Voltage Distribution Line

Allowable number of span and optimum transformer capacity

Allowable voltage drop		20 V				10 V			
		40 m		50 m		40 m		50 m	
Average span length		40 m		50 m		40 m		50 m	
Conductor size		40 m		50 m		40 m		50 m	
Allowable max. load density (A/pole)		35 mm <sup>2</sup>	70 mm <sup>2</sup>	35 mm <sup>2</sup>	70 mm <sup>2</sup>	35 mm <sup>2</sup>	70 mm <sup>2</sup>	35 mm <sup>2</sup>	70 mm <sup>2</sup>
1A	No. of span	43	60	38	53	30	42	27	37
	Tr. (KVA)	(25-100)	(25-100)	(25-50)	(25-100)	(16-50)	(25-100)	(16-50)	(16-50)
2A	No. of span	30	42	27	37	21	29	19	26
	Tr. (KVA)	(50-100)	(50-160)	(25-100)	(50-100)	(25-100)	(25-100)	(16-50)	(25-100)
5A	No. of span	19	26	16	23	13	18	11	16
	Tr. (KVA)	(50-160)	(100-200)	(50-160)	(50-160)	(50-100)	(50-160)	(25-100)	(50-160)
10A	No. of span	13	18	11	16	9	13	8	11
	Tr. (KVA)	(100-200)	(100-315)	(50-160)	(100-250)	(50-160)	(100-200)	(50-160)	(50-160)
15A	No. of span	10	15	9	13	7	10	6	9
	Tr. (KVA)	(100-200)	(100-315)	(100-200)	(100-315)	(50-160)	(100-200)	(50-160)	(100-200)
20A	No. of span	9	13	8	11	6	9	5	8
	Tr. (KVA)	(100-250)	(160-400)	(100-250)	(100-315)	(100-160)	(100-250)	(50-160)	(100-250)
30A	No. of span	7	10	6	9	5	7	4	6
	Tr. (KVA)	(100-315)	(160-400)	(100-250)	(160-400)	(100-200)	(100-315)	(100-160)	(100-250)
40A	No. of span	6	9	5	8	4	6	3	5
	Tr. (KVA)	(160-315)	(160-500)	(100-315)	(160-500)	(100-250)	(160-315)	(100-160)	(100-315)
50A	No. of span	5	8	5	7	3			
	Tr. (KVA)	(160-400)	(200-600)	(160-400)	(160-500)	(100-200)			

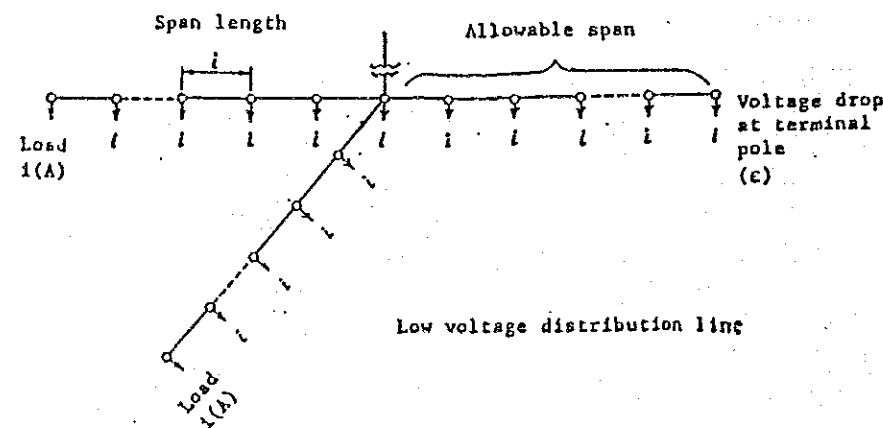
Optimum transformer capacity is figured out according to the following conditions:

- (1) Availability of transformer when load density has reached max. load density is \*150%.
- (2) Number of line direction varies from one (1) to three (3).
- (3) Transformer is picked up among the PLN's standards as below.

\* PLN standard

KVA	KVA	KVA
5	25*	200*
6.3	31.5	250*
8	40	315*
10	50*	400*
12.5	63	500*
16*	80	630*
20	100*	800*
	125	1,000*
	160	1,250*
		1,600 dst.

\* 150% or thereabout overload of distribution transformer at the max. load in actual line is generally assumed not to give much effect on the life of transformer.





#### 7.4.2 耐雷設計

中部スマトラにおける年間雷雨日数は、40～70日であり、日本の雷雨日数（多い地域で年間30～40日）に比較してかなり多い。しかし事故統計をみると雷による配電線事故は1需要家当たり 0.96回、0.91分と他の事故よりはかなり少ない。これは、事故統計のとり方によるもので高圧線断線事故等、他の事故の中にも雷に起因するものがかなり含まれているのではないだろうか。ちなみに日本国、T電力会社の場合、中圧配電線の事故のうち、雷によるものは約45%を占めている。

中部スマトラにおける耐雷施設は、変圧器および地中ケーブル終端の機器保護のために当該柱に避雷器が設置されている。20KV配電線の耐雷設計としては、直撃雷と誘導雷サージの両者を対象と考えることが必要であるが、避雷器には直撃雷によるフラッシュオーバーの防止効果は期待できない。直撃雷に対する耐雷設備として日本では、架空地線を施設しているが、架空地線は、雷直撃時のフラッシュオーバーの防止ばかりでなく、誘導雷の抑制ならびに近傍落雷時に線路導体、支持物などから生ずるコロナストリーマの抑制にも効果がある。架空地線の効果をあらわすデータをFig.7.4-2 およびTable7.4-2に示す。

よって配電線の耐雷施設として、避雷器単独ではなく、架空地線と避雷器を併用することを推奨する。なお、耐雷設計にあたっては、次のとおりとする。

##### 架空地線

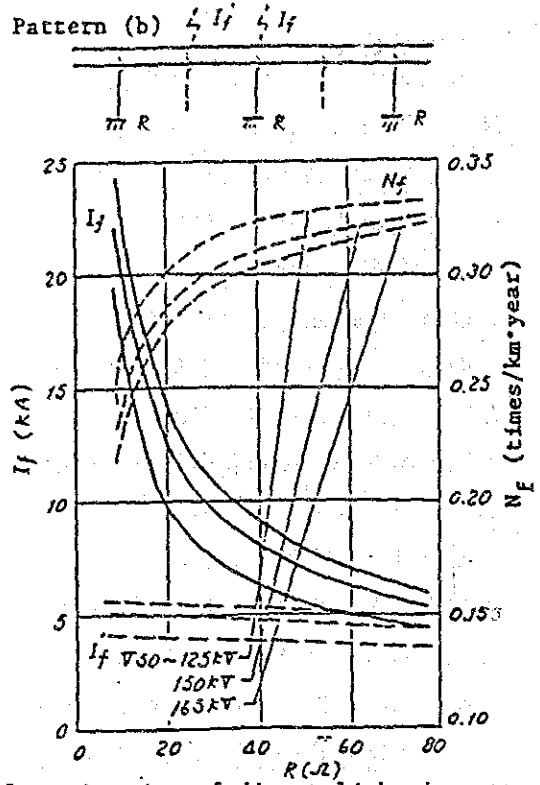
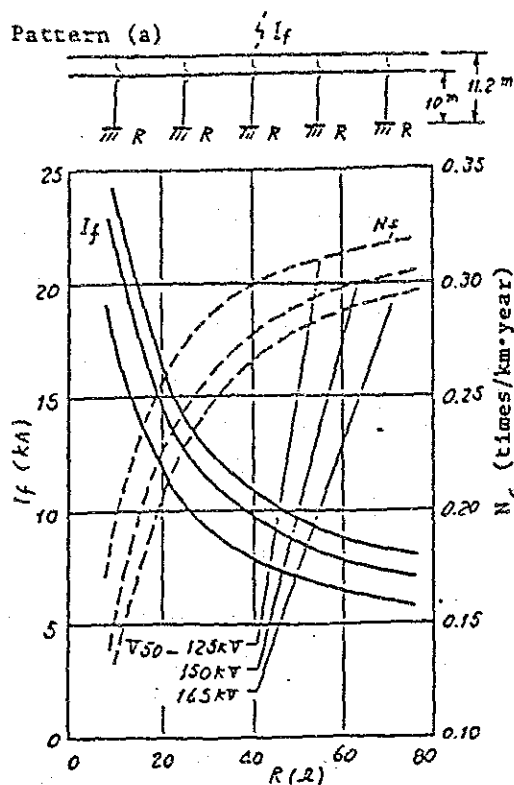
- ・架空地線の接地は各柱に設ける
- ・接地抵抗値は10～20Ωとする

##### 避雷器

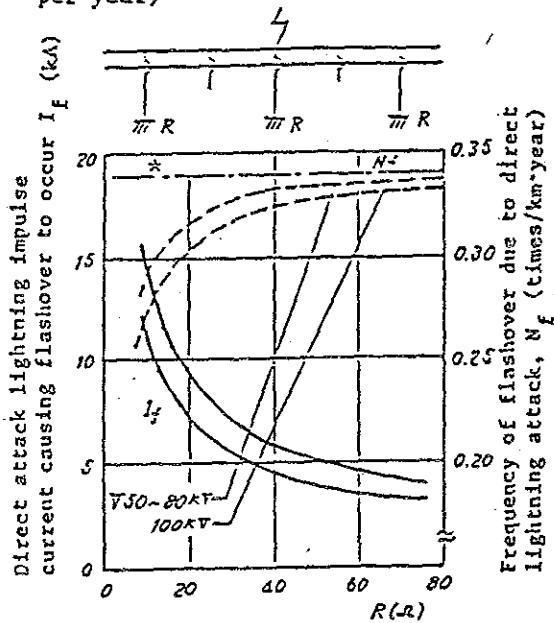
- ・避雷器の設置個所は従来どおり機器設置柱とする
- ・避雷器の接地は、架空地線の接地と共用する

なお、中圧電線に事故防止対策から裸電線にかわり絶縁電線を使用することを提言したが、絶縁電線は雷害などにより絶縁被覆が貫通破壊したとき続流アークにより溶断し易いことから絶縁電線を使用する場合は、より一層の耐雷対策が必要である。

また、日本において、架空地線工事費は、架空地線1km当たり約22万円である。

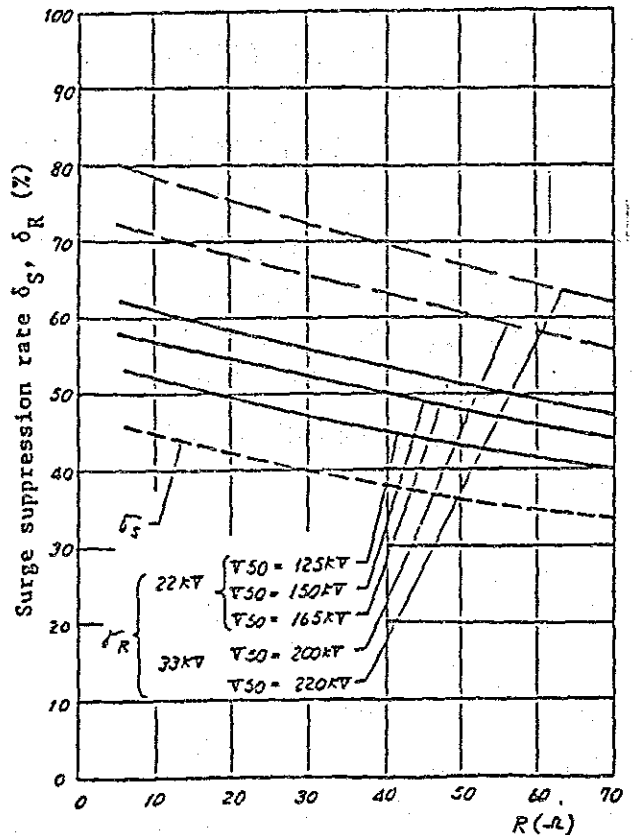


Reverse flashover current and frequency of at the time of direct lightning attack to overhead grounding wire for 22 kV distribution line (horizontally arranged on pole) (Height of line from ground level: 10 m; No. of thunderstorm days: 30 days per year)



Current and frequency of flashover causing lightning attack to overhead grounding wire pole for 6.6 kV distribution line (Height of line from ground level: 10 m; No. of yearly thunderstorm days: 30 days)

\*: Without lightning-proof equipment



Suppression rate of inductive lightning surge in overhead grounding wire pole for 22 - 33 kV distribution line (horizontally arranged on pole)

Fig. 7.4-2 Effect of Overhead Grounding Wire

Table 7.4-2 Effect of Overhead Grounding Wire

Ratio of the frequency of flashover when there is no lightning-proof equipment to that when such equipment is provided for 22 - 33 kV distribution lines (Ratio in case there is no lightning-proof equipment: 1.0)

Lightningproof equipment		Grounding resistance	To direct lightning attack		To inductive lightning	
			10 Ω		10 Ω	
Line insulation			#20A	#30A	#20A	#30A
No lightning-proof equipment			1.00 (0.11 times/ km.year)	1.00 (0.11 times/ km.year)	1.00 (0.12 times/ km.year)	1.00 (0.06 times/ km.year)
Overhead grounding wire	Grounding interval: 50 m		0.41	0.26	0.40*	0.23*
Lightning arrester	Installation interval: 150 m		= 1.0	= 11.0	= 0	= 0
	Installation interval: 200 m		= 1.0	= 1.0	= 0	= 0
	Installation interval: 300 m		= 1.0	= 1.0	= 0	= 0
Combined use of overhead grounding wire and lightning arrester	Interval of grounding wire: 50 m Installation interval of lightning arrester: 200 m (Common grounding)		0.30	0.19	= 0	= 0
	Interval of grounding wire: 50 m Installation interval of lightning arrester: 200 m (Common grounding)		0.35	0.23	= 0	= 0
	Interval of grounding wire: 100 m Installation interval of lightning arrester: 200 m (Common grounding)		0.65	0.55	= 0	= 0

- Notes: 1. Due to the effect of suppressing occurrence of corona streamer at the time of lightning attack in adjacent area in case overhead grounding wire is provided, the values in the above table is deemed to become roughly half the values in this table.
2. "= 0" indicates that the ratio is very small, and "= 1.0" indicates that it is almost impossible to prevent flashover.
3. The values in parenthesis in the column "No lightning-proof equipment" indicate the frequency of flashover in case the number of thunderstorm days when one distribution line is subjected to lightning attack in a frequent lightning occurrence area is ten days for reference.



### 7.4.3 配電系統構成の標準

(1) 中部スマトラにおける農村地区の配電系統は、1つの電源から1回線で供給されているものが多く、しかも他の配電線と連系されていない。このため電源事故はもちろんのこと、配電線事故時には、事故点を復旧するまで停電となってしまう。極力、近隣の電源や配電線と連系をつけることが望ましいが、需要が伸び配電線がある程度拡充されるまでは現状のままでやむを得ないだろう。

都市部の配電系統は、1～2個所の電源から数回線の配電線で供給されている。同じ都市に2個所の電源がある場合は、無負荷のエキスプレス・フィーダーにより連系されており、電源事故にそなえている。配電線は、隣接するものは連系されているが、特に統一された考え方で実施されておらず、事故時には、救済が不可能な部分がかかり見られる。

プキティンギ地区においては、近隣の電源やスイッチング・ステーションを結ぶ20KVループ系統が構成されており、これにより事故時に対応をはかっている。これで、なおかつこのループ系統からの配電線相互の連系が密になされていれば、信頼度はかなり高いといえるだろう。

(2) 今後、需要が伸びるに従って、ディーゼルプラントや配電用変電所が建設され、配電線も拡充されていくわけであるが、配電系統としては、

- ・配電線事故時に健全区間の負荷を他の配電線に切替送電できるものでなくてはならない。
- ・電源事故の場合についても他の電源からの配電線に切替送電できるよう連系をはかること。

以上のような系統構成とするよう推奨する。

具体的には、次に示すとおり実施する。

#### a. 配電線の標準容量

配電線の幹線部分の線路容量は、最大 300A を標準とする。

#### b. 電線サイズ

幹線部分の電線サイズは、線路容量から A A A C 95mm<sup>2</sup> および A A A C - O C 120mm<sup>2</sup> ( A C S R - O C 120mm<sup>2</sup> ) を標準とする。ただし電圧降下が著しく大きい場合は、個別にサイズを決定する。

#### c. 配電線の分割連系方式

配電線路は、放射状方式とし、1つの配電線を負荷を均等に3つの区間に分割し、それぞれの区間は、他の配電線と連系をつける3分割3連系方式を標準とする。ただし、負荷が少なく、配電線数の少ない地域は、2分割2連系方式等を考慮する。

d. 区間負荷

配電線を3分割する場合、事故時に1区間の負荷を他の配電線に切替えた時、その配電線の負荷が標準容量の300A以内となるよう区間負荷は70~80A程度とする。

e. 区分開閉器

配電線路の分割点および連系点には負荷開閉器を設置する。

f. 電圧降下限度

線路末端の電圧降下限度を定め（送り出し電圧の5~10%）、事故時に負荷を切替えた時、限度内におさめること。



## 第 8 章 給電方式および給電設備



## 第8章 給電方式

### 8.1 給電システム近代化の必要性

1983年、西スマトラ州、マニンジョウ水力発電所の運転開始を契機に、中部スマトラ地域の電源及び系統は順次拡大され、1995年迄には、火力及水力による大型電源の開発とともに、リアウ州ドマイ地区迄の総延長約 600kmの基幹送電系統が形成される見通しである。

現在西スマトラ州内電力系統の給電業務はパダン市内の既設 150KVパウリモ変電所内において、電話連絡による情報収集ならびに司令業務を行っている程度である。西スマトラ、リアウ両州連系電力系統の構成に呼応して、系統全体を効率的且つ高信頼度をもって運用してゆくためには、近代的機能を供えた給電システムの確立が極めて重要な要素になってくる。

### 8.2 給電システムの基本形態

PLNは、電力系統の拡大に対応して、計画的に給電システムの近代化を推進中である。給電業務の整合性の観点から、中部スマトラ地域についても、基本的にはPLNが進めつつある給電システムに則った形態でなければならない。

ジャワ島については、500KV基幹送電線による全島連系に呼応して、1中央給電所、4地方給電所の組織形態でコンピューターを導入した給電システムの総合運用がなされている。(うち1地方給電所は、1987年完成予定で近代化工事が進行中)。この中で、中央給電所は電源及び基幹系統の運用並びに地方給電所の総括管理を行ない、地方給電所は、当該地区の系統運用、管理を分担している。

このほかジャワ島では、配電線制御、管理のための配電制御所の設置が順次進められつつある。

一方、スマトラ島の電力系統は、北部、中部、南部に大別され、夫々メダン、パダン、パレンバンを中心に順次拡大されてきている。このうち、メダン市内には既に近代化された給電所が設置、運用されており、またパレンバン市内に同規模給電所の建設が進められつつある。

遠い将来には、スマトラ島についても、ジャワ島同様、超高圧による全系統の連系がなされ、電源及び基幹系統の総合運用、管理のための中央給電所に準じた上位給電所が必要となってくるが、それ迄は、上記3地域毎の給電所が独立して、夫々の系統の制御、管理に当ることになる。

### 8.3 給電所設置位置

給電所の地点選定条件については基本的に次の2点が挙げられる。

- 1) 給電指令の伝達、情報連絡および、系統制御に便利であること。
- 2) 給電所は本来会社経営方策の直接実施機関であるため、上位事業機関との意志疎通に便であること。

すなわち、1)については物理的に電力系統の中心的地点であることが望ましく、これは通信システムを中心であることにもなり、主要電気所と併設される形で従来広くとられた姿である。しかし最近の通信システムの発達と信頼度の向上により必ずしも地理的に系統中心地に設置する必要はなく、むしろ後者2)の点が優先され、事業執行機関（本社、支店）と同じ場所に置かれる方がより合理的であり有効である。

中部スマトラにおいては、当面パダンが社会、経済の中心地であるとみられ、また同地域電力設備の統轄を行なっている Wilayah IIIもパダンに置かれていることなどから考えて給電所の設置個所はパダン市とすることが望ましい。

### 8.4 給電所の機能

給電所は、中部スマトラ地域内の電源から送、配電迄の一貫した電力システムを運用、管理する必要があり、機能上はジャワ島における中央給電所の一部業務及び、地方給電所及び配電制御所が分担している業務を処理できるものでなければならない。

以上の観点から、給電所の具備すべき機能は次の通りとなる。

#### 8.4.1 需要予測

給電運用上、最も基本となるもので、過去の記録、諸情報にもとづき、年、季節、月、週間、1日単位などの需要予測を行なうとともに、需要変動要因にたいして的確、迅速に反応しうる給電指令業務が遂行できなければならない。

#### 8.4.2 経済運用

需要予測に基づいて、サービスレベル、系統の安定運用を考慮のうえ、最経済的な発電計画を樹てるもので、需要変動或いは系統事故など変動要因にたいして的確、迅速に対応できなければならない。

#### 8.4.3 周波数調整

上記発電計画をベースとして、時々刻々の需要変動に対応し、供給力を調整し、一定の周波数変動巾の中に周波数を維持するものであり、当面は指定発電所に適切な調整機能をもたせることとする。

#### 8.4.4 電圧調整

調相設備、変圧器タップ及び発電機無効電力の適切な運用により、系統電圧を一定の許容変動巾の中に維持しなければならない。

#### 8.4.5 電力系統監視

時々刻々変化する電力系統の状況は正確に把握されなければならない。このため、常時系統盤に自動的に状況表示がなされると共に、必要に応じ詳細な情報がCRT (Cathode Ray Tube) 上に表示される必要がある。

#### 8.4.6 制御

変電所、開閉所の主要機器並びに特に指定された地域の配電線については、給電所から遠方制御されなければならない。

#### 8.4.7 記録の収集、保存

電力系統の運用、各電気所の運転に関する諸データが自動的に記録され、適切な様式に編集、保存されなければならない。

#### 8.4.8 技術計算

系統の運用、管理に必要な技術計算が可能な計算機能を備えなければならない。

### 8.5 給電設備

以上の機能を的確に遂行するために必要な設備は次のとおりである。

#### 8.5.1 給電所

(1) CPU (Central Processing Unit) 及び周辺機器

CPUシステムは完全二重化をはかり、高信頼度を維持する。

(2) 通信回路のインターフェース

二重化をはかること。

(3) 系統監視盤

CPU回路が故障した場合も、正常機能が果せるような方式であること。

(4) 監視用CRT

必要に応じ、電力システム内の状況が運転員に迅速容易に表示できること。

(5) 監視机

電話、CPU操作など必要な機能を具備していること。

(6) 記録設備

プリンター、ハードコピーなど諸データの記録に必要な設備を備えていること。

(7) プログラマーコンソール

簡易なソフトウェアの変更可能な設備であること。

(8) 無停電電源装置

給電所機能を的確に維持するため高信頼度の無停電電源装置を設備すること。

(9) 給電所建物

(a) 諸設備の収容及び事務室のための給電所建物を新設する。

1 階：主として電源，換気設備など収容

2 階：運転監視室，CPU室及び事務室

(b) 給電業務は24時間連続監視業務であるため，保守，運転要員のための社宅ほか諸環境整備のための施設が必要である。

(10) その他

機器配置に当り，特に次の事項を考慮する必要がある。

(a) 採光，監視距離，視角など運転員が監視し易いこと。

(b) 保守並びに設備拡張が容易であること。

8.5.2 発変電所

(1) 入，出力装置 (Remote Terminal Unit : RTU)

各発変電所に，給電所との諸データ，情報授受のため，マイクロプロセッサを組込んだ入，出力装置 (RTU) を設置する。

RTUは，将来の系統，設備拡張に容易に対応できるものであること。

(2) 遠方制御装置

自動同期検定器，遠方-直接切替開閉器など，給電所からの遠方制御に必要な装置を具える必要がある。

更に，被制御機器は，十分信頼性の高い機能を持つこと。

(3) 周波数制御装置

周波数制御対象に指定された発電所は，的確な制御が可能な装置の設置が必要である。

## 第9章 通信方式および通信設備





## 第9章 通信方式および通信設備

中部スマトラ地域の電力系統は東西約 500km、南北約 400kmの範囲にわたり、給電所新設予定地のパダンから見た場合、多数の発、変電所（2005年で 33ヶ所前後）が、串状に配列される。

また西スマトラ州とリアウ州の州境は、標高3000m前後のバリサン山脈が走っているため、通信方式の決定に当ってこの点に考慮を払わなければならない。

すなわち、通信方式の選定に当っては、将来の系統構成、給電方式及び地理的環境などを総合勘案のうえ決定する必要がある。

### 9.1 通信方式の種類と特色

考えられる通信方式としては次の3つがある。

#### 9.1.1 電力線搬送（PLC）

送電線を利用した通信方式であり、インドネシアの電力系統では最も広く用いられている。他の方式に比し、価格が低廉であり、保守も容易であるが、情報処理量が多くなった場合、或いは、対象発、変電所が送電線を通して直列に多数配列された場合、伝送時間、ノイズなどの点から円滑な情報伝送が困難になってくる。

#### 9.1.2 マイクロ波通信

パラボラアンテナによる無線通信方式であり、PLCに比較し、はるかに多くの情報処理が可能であるが価格は高く、アンテナの高さ、通信可能距離など地理的環境に大きく左右される。なお局地的豪雨など気象条件により、通信不能になることがある。

#### 9.1.3 光ファイバーケーブル通信

光ファイバーケーブルによる通信方式であり、多量の情報を迅速に処理することが可能であり、量、質ともに最も高いレベルにあり、今後世界的にその使用拡大が予想される。

最近の価格の低下とともに、マイクロ波通信と十分拮抗できる状況にある。

ケーブル布設方式としては送電線の架空地線（GW）に光ファイバーケーブルを組み込んだ、所謂OPGWによる場合と、光ファイバーケーブル自体に引張り強度をもたせ、送電鉄塔に添架する場合の2方式が考えられる。

本検討に当っては、既設送電線区間には、強化ファイバーケーブル、新設送電線区間にはOPGWを適用することにした。

### 9.2 通信方式の選択

#### 9.2.1 基本的考え方

前述のとおり、各方式は、建設費、通信量、信頼性など夫々特徴を有しているが、本プロジェクトにおいては次の2つの理由から、PLC方式を基本とし、本方式で

の情報伝送が難しい場合についてのみ、他の通信方式を採用することとする。

(1) 所要電送量が少ない。(Table9.2-1)

1 発, 変電所当りの平均伝送量は, 約, TM (計測) =16, SV (表示) = 50, RC (制御) =15程度であり, 発, 変電所を適宜グループ分けすることにより, 大部分をPLCで対応することができる。

(2) PLCの建設費が他の2方式に比し極めて低廉である。(Table9.2-2参照)

「建設費比較」

(a) 距離50kmの場合(1対向)

(マイクロ波通信方式, 光通信方式とも中継増巾器なしで送れるものとする)

PLC: マイクロ: 光 = 1 : 6.4 : 4.6(6.3)

( ) 内は, 既設送電線に強化ファイバーケーブル適用の場合

(a) 距離70kmの場合(1対向)

(マイクロ波通信方式, 光通信方式とも中継増巾器設置点1ヶ所とする)

PLC: マイクロ: 光 = 1 : 10.3 : 6.6 ( 8.8)

( ) は, (a) に同じ

## 9.2.2 通信方式

9.2.1の基本的考え方に基づき, 中部スマトラ地区の電力系統計画について, 通信方式を検討した結果は次の通りである。

(1) 前提条件

(a) TM, SVのデータ更新周期は

TM: 10秒以内

SV: 3秒以内

を目標とする。

(2) 通信システムの構成

中部スマトラ地区の送電系統から見た通信システムの中心は, 略 西スマトラのパヤクンプ~オンピリンであり, 給電所設置予定地のパダンとパヤクンプ間は, 直線距離で90km, オンピリンとは50km, 送電線巨長で, それぞれ 129km, 71kmとなる。

パヤクンプ変電所は, リアウ州内電力系統の通信情報の集中点であり, 一方オンピリン発電所は, 将来のテンピラハン方面電力系統, 或は電力系統との連系点として同じく通信情報の集中点となることが予想される。これら輻輳する諸情報を的確に処理するためには, パヤクンプ変電所及びオンピリン発電所とパダン給電所間をマイクロまたは光による通信方式の採用が不可欠となる。

両方式について比較検討の結果, 経済性(Table9.2-3 参照) 及び情報処理能力の観点から, 光通信方式を採用することとする。

(3) PLC方式

(a) 通信方式

対象発，変電所が送電線に沿って串状に多数配列されていること及びTable9.2-1に示された情報を限られた時間内に的確に給電所に送信する必要があることなどから，通信方式はポーリング方式を採用し，3ヶ所程度の発，変電所を1通信グループとし，対応することとする。

(b) 回線構成

系統内発，変電所は，2005年迄には33ヶ所程度が予想され，これを1通信グループ当り3ヶ所とすると， $33 \div 3 = 11$ 通信グループに分かれる。

(Fig.9.2-1参照)

(c) PLCのチャンネル数

電話チャンネルは2CHとし，上部帯域を計測，表示及び制御情報に当てることとする。

(d) 既設PLC

現在，既設送電系統のマニジョウ発電所～パウリモ変電所～サラク変電所間に次のPLCが設置されている。

製造者	BBC
標準	IEC
伝送スピード	200ボー
チャンネル数	2 ch, 4 KHz 帯域巾
方式	ポーリング

(4) 光通信方式

(a) パタン給電所～オンビリン発電所間(71 km)

既設送電鉄塔に強化ファイバーケーブル(6心)を添架する。中継点は，ソロク変電所とし，両端に端末器を設置する。

(b) オンビリン発電所～パヤクンプ変電所間(58 km)

送電線新設時，架空地線にOPGWを使用する。中継点は，バツサンガル変電所とし，両端に端末器を設置する。

以上検討の結果，中部スマトラ電力系統に於ける通信方式の概要を示せばFig9.2-1の通りである。

Table 9.2-1 Required amount of information to be transmitted

TM: Telemeter  
 SV: Supervision  
 RC: Remote control

Out-stations	1995			1996-2005			TOTAL		
	TM	SV	RC	TM	SV	RC	TM	SV	RC
1 Pariaman				14	39	12	14	39	12
2 Lubuk Alung	14	54	17				14	54	17
3 Kandis				16	47	13	16	47	13
4 Pauh Limo	30	79	27				30	79	27
5 Simpangharu	20	52	19				20	52	19
6 Teluk Bayur				14	40	13	14	40	13
7 Painan				13	44	14	13	44	14
8 Indarung	9	36	9				9	36	9
9 Solok	14	42	13				14	42	13
10 Salak	12	48	13				12	48	13
11 Padang Panjang				14	50	15	14	50	15
12 Batusangkar	14	58	19				14	58	19
13 Payakumbuh	16	60	19				16	60	19
14 Padang Luar	16	58	17				16	58	17
15 Lubuk Sikaping				12	42	13	12	42	13
31 Bangkinang	12	50	15				12	50	15
32 Pekanbaru	41	96	35				41	96	35
33 Duri	16	58	17				16	58	17
34 Dumsi	30	74	23				30	74	23
35 Bagan Siapi-api				12	42	13	12	42	13
36 Teluk Kuantan				14	62	20	14	62	20
37 Airmolek				13	49	14	13	49	14
38 Rengat				16	54	18	16	54	18
39 Tembilahan				13	45	15	13	45	15
41 PERTAMINA				2	19	3	2	19	3
42 Minas				14	54	15	14	54	15
43 Indah Kiat				2	20	3	2	20	3
Sub-total	244	765	243	169	607	181	413	1372	424
G1 Maninjau	25	64	18				25	64	18
G2 Singkarak	26	75	18				26	75	18
G3 Ombilin	20	59	16				20	59	16
G4 Kotapanjang	16	40	9				16	40	9
G5				16	43	8	16	43	8
G6 Batang Agam	11	15	7				11	15	7
Sub-total	98	253	68	16	43	8	114	296	76
① Total	342	1018	311	185	650	189	527	1668	500
② Total number of out-stations								33	
③ Average number/out-station							16	50	15

Quantity of information in this table is figured out from out-stations expected into power system by 2005 in Central Sumatra.

Table 9.2-2 Comparison of construction cost for the respective communication systems

(Unit of construction cost :  $10^3$  Yen)

1. In case the distance is 50 km

(It is assumed possible to transmit information without any relay in both cases of microwave and optical communication system)

(1) PLCT (Metallic return)

Line trap	$2,500 \times 2 =$	5,000	} 31,000
CCPD	$2,000 \times 2 =$	4,000	
PLC	$6,000 \times 2 =$	12,000	
Power source and others	$5,000 \times 2 =$	10,000	

(2) Microwave communication system

Construction of tower	$70,000 \times 2 =$	140,000	} 198,000
Antenna work		8,000	
Digital micro	$13,000 \times 2 =$	26,000	
1.5 M mux.	$4,000 \times 2 =$	8,000	
Power source and others	$8,000 \times 2 =$	16,000	

(3) Optical communication system

OPGW (Incremental)	$2,000 \times 50 =$	100,000	} (194,000)
(Fibre cable)	$(3,000 \times 50 =$	150,000)	
Terminal equipment	$14,000 \times 2 =$	28,000	
Power source and others	$8,000 \times 2 =$	16,000	

2. In case the distance is 70 km

(Each one relay point is assumed to be provided both for the microwave and optical communication system)

(1) PLCT system

31,000

(2) Microwave communication system

Construction of tower	$70,000 \times 3 =$	210,000	}	318,000
Antenna work	$8,000 \times 2 =$	16,000		
Digital micro	$13,000 \times 4 =$	52,000		
1.5 M mux.	$4,000 \times 4 =$	16,000		
Power source and others	$8,000 \times 3 =$	24,000		

(3) Optical communication system

OPGW (Incremental)	$2,000 \times 70 =$	140,000	}	204,000 (274,000)
(Fibre cable)	$(3,000 \times 70 =$	210,000		
Terminal equipment	$14,000 \times 2 =$	28,000		
Relay equipment		20,000		
Power source and others	$8,000 \times 2 =$	16,000		

Table 9.2-3 Comparison of construction cost between Microwave and Optical fibre communication system for Padang LDC - Ombilin - Payakumbuh

1. Section between Padang - Ombilin (Length of transmission line : 71 km)

1.1 Conditions

(1) Microwave communication system

Since this route crosses over mountain zones, two relay points are provided.

(Straight distance: 50 km)

(2) Optical communication system

o One relay point is provided.

o Optical fibre cable is stringed on existing transmission line towers.

1.2 Comparison of construction cost (unit :  $10^3$  Yen)

(1) Microwave communication system

Construction of tower	70,000 x 4 =	280,000	}	438,000
Antenna work	8,000 x 3 =	24,000		
Digital micro	13,000 x 6 =	78,000		
1.5 M mux.	4,000 x 6 =	24,000		
Power source and others	8,000 x 4 =	32,000		

(2) Optical communication system

Fibre cable	3,000 x 51 =	213,000	}	285,000
Terminal equipment	14,000 x 2 =	28,000		
Relay equipment		20,000		
Power source and others	8,000 x 2 =	16,000		

2. Section between Padang - Payakumbuh (Length of transmission Line : 129 km)

2.1 Conditions

(1) Microwave communication system

Since this route crosses over mountain zones, two relay points are provided (Straight distance : 90 km)

(2) Optical communication system

- o Three relay points are provided.
- o Optical fibre cable is strung between Padang and Ombilin (71 km), while OPGW is applied between Ombilin and Payakumbuh (58 km)

2.2 Comparison of construction cost (unit :  $10^3$  Yen)

(1) Microwave communication system

438,000

(2) Optical communication system

Fibre cable	$3,000 \times 71 = 213,000$	} 457,000
OPGW (Incremental)	$2,000 \times 58 = 116,000$	
Terminal equipment	$14,000 \times 2 = 28,000$	
Relay equipment	$20,000 \times 3 = 60,000$	
Power source and others	$8,000 \times 5 = 40,000$	

3. Sections between Padang - Ombilin and between Padang - Payakumbuh

3.1 Condition

(1) Microwave communication system

Both sections are provided with two relay points.



(2) Optical communication system

- o Relay points are provided with one for each section
- o Optical cable and OPGW are applied to respective section as same as Item 2

3.2 Comparison of construction cost (unit :  $10^3$  Yen)

(1) Microwave communication system

$$438,000 \times 2 = 876,000$$

(2) Optical communication system

$$457,000 - 20,000 + 14,000 \times 2 = 537,000$$

4. Results

Comparison Table of Construction Cost (unit :  $10^3$  Yen)

No.	Communication section	Microwave	Optical	Cost dif-
		(A) $10^3$ Yen	(B) $10^3$ Yen	ference B/A (%)
1	Padang-Ombilin	438,000	285,000	65
2	Padang-Payakumbuh	438,000	457,000	104
3	Padang-Ombilin Padang-Payakumbuh	876,000	537,000	61

The above Table shows that, in case of No. 3, which is to be applied for communication system in Central Sumatra, "Optical communication system" is much economical compared with Micro communication system.

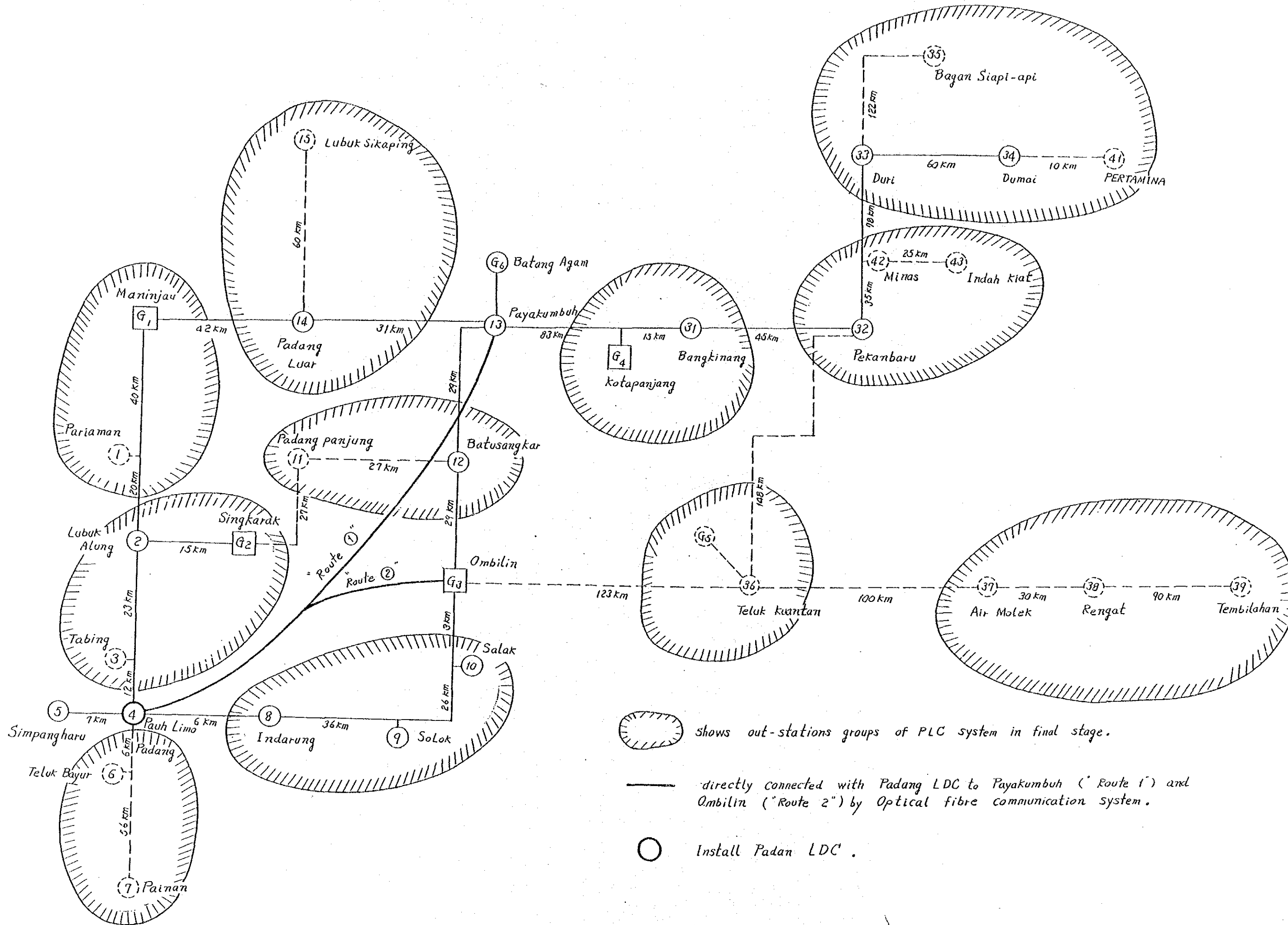


Fig. 9.2-1 Outline of communication system



## 第10章 建設計画および建設費



## 第10章 建設計画および建設費

### 10.1 建設計画

今回調査した中部スマトラ電力系統のうちオンピリン～パカンバル～ドマイおよびパウリモーシバンハルは需要と建設工程に基づき、1995年3月完成を予定しているが、これに対応したプロジェクトの実施計画について検討した結果は以下のとおりである。

#### 10.1.1 実施方法

当プロジェクトを推進するために、次の二つのステージに分けて実施する。

a. ステージⅠ —— 現地測量調査、詳細設計、入札書類作成、その他

b. ステージⅡ —— 入札、審査、契約補助、建設工事管理

そして、これらの業務を円滑に推進し、所定の品質を確保し、予定の工期で完成するために、インドネシアコンサルタントの協力を得て、外国コンサルタントがエンジニアリングサービスを行なう。

(1) 現地測量、調査は外国コンサルタントの指導管理のもとで、インドネシアコンサルタントが実施し、その結果により外国コンサルタントは詳細設計を行ない、入札書類等を作成する。

(2) 本計画に基づく送電線、変電所等の新設工事は、次の6つのブロックに分割して発注する。

ブロック1：オンピリン～パヤクンブ～パカンバル	関係の送電線、変電所及び通信設備
ブロック2：パダンルアール～パヤクンブ	“ ”
ブロック3：パカンバル～ドマイ	“ ”
ブロック4：パダン地区系統強化	“ ”
ブロック5：ドマイ～プルタミナ	“ ”
ブロック6：給電設備	パダン給電所、関係発電所及び通信設備

また、送電線および変電所新設のための資機材の調達、施工は外国コンサルタントの管理のもとで次により行なう。

#### i) 送電線

a) 送電線の鉄塔、電線、地線、がいし装置等は国際入札により調達する。

b) 鉄塔、架線工事等のための特殊な工具は国際入札により調達する。

c) 施工はすべてインドネシア工事会社による。

## ii) 変電所

- a) 変電機器及びその他付属機材の調達、据付工事は国際入札による。
- b) 土木・建築工事はインドネシア工事会社による。

なお、本プロジェクトを円滑に進めるために、次の事項に留意しなければならない。

- a) 送電線、変電所の設計を行なうための測量、地質調査のための用地交渉、および送電線鉄塔用地、変電所用地の取得及び、送電線通過権利の取得等を所定の期限内に行なうこと。
- b) 150KV 送電線の工事は亘長約 420kmにもなるので、所定の工期内で完成させるために、いくつかのインドネシア工事会社に分割し、その能力に応じて実施する。

## 10.1.2 施工計画

### (1) 輸送計画

中部スマトラ地区の海上輸送の拠点としては、インド洋側のパダン港（西スマトラ州）とマラッカ海峡側のドマイ港（リアウ州）とがある。

パダン港は、スマトラ島でインド洋に面した最大の港であり、5～7万t級の大型船舶が停泊可能であり、岸壁も堅固で重量物の積み下しに十分な施設が整っている。

ドマイ港はリアウ州最大の港であり、石油積出棧橋のほか公共棧橋があり、1万t級の船舶が停泊可能である。

一方道路交通の現状はバリサン山脈を横断し、リアウ州と西スマトラ州の両州を結ぶドマイ～バカンバル～ブキティンギ～パダン間の幹線道路が通り、路面はアスファルト舗装され管理状況も良好である。

以上の輸送事情から、送変電工事の資機材は西スマトラ州側はパダン港経由で、また、リアウ州側はドマイ港経由での輸送が得策と思われるが、具体的には船便その他諸般の事情を考慮して決定する。

### (2) 送電線新設工事

送電線は国道又は地方幹線道路に沿って建設されるので、資機材はこれらの道路から、鉄塔および架線工事のためのエンジン・ドラム場等への進入路を設

けて搬入する。

鉄塔基礎の施工としては、先ず掘削は人手によることとし、コンクリートは可搬型ミキサーを使って現地練りとし、打設は主として人力によるものとする。なお、地盤の悪い地域で採用される杭基礎の杭の打設は杭打機による。

鉄塔組立は鉄塔が比較的小型で部材も軽量であることから台棒を使う台棒組工法を採用する。

架線工事は電線・地線に損傷を与えない範囲で、出来るだけ長く延線区間をとり、事前に鉄塔及び腕金に仮支線を取付けて補強する。また、道路横断箇所等には防護足場を組んで作業安全、公衆安全の対策を講じた上で延線車、エンジン車等の機械力を使い施工する。

### (3) 変電所新設工事

変電所の敷地は将来の増容量工事、送電線の引込工事等を見込んでスペースを確保し、必要に応じて切土・盛土を行ない、又排水溝を設けて水平に仕上げる。

変電所の位置は機器の搬入が容易で地盤の良好な地点を選定したが、必要により変圧器、遮断器等の主要機器の基礎は杭で補強する。

遮断器、断路器等屋外機器の組立据付には、作業安全、効率化の面からクレーン車等重機類を使用する。

### (4) 建設資機材

本プロジェクトの建設工事のために使用する主な資機材はTable 10.1-1のとおりである。

## 10.2 建設工程

第4章の電力系統計画により決まった送変電設備は、電源となる西スマトラ州内のオンビリン発電所、パダンルアール変電所を起点に、第1段階はリアウ州内のパカンバル変電所まで、第2段階としてドマイ変電所までの系統幹線を優先的に建設する。その工程はTable 10.2-1のとおりとする。



Table 10.1-1 Summary of Main Equipment/Facility

		Transmission Line Facility		Substation Facility (Nos. or set)								Load Dispatching and Communication Facility (sets)			
		No. of Tower	Conductor Total Length (km)	Transformer (MVA)				Static Condenser (MVA)		Circuit Breaker (kV)		*1 PLC	*2 OPTICAL	*3 CPU	*4 RTU
				10	20	30	50	3	5	150	20				
Trans- mission Line	Ombilin - Pekanbaru	587	1,243												
	Padang Luar - Payakumbuh	89	95												
	Pekanbaru - Dumai	499	1,064												
	Pauh Limo - Simpangharu	20	41												
	Dumai - PERTAMINA	29	62												
Sub- station	Payakumbuh				2		*5			8	13	3			
	Pekanbaru						2		6	7	15	2			
	Bangkinang			1						2	6	1			
	Ombilin									2		1			
	Batusangkar			1						2	6	1			
	Padang Luar									1		1			
	Dumai				1			2		5	7	1			
	Duri			1+(1)						2	6	1			
	Pauh Limo Simpangharu					2				2	8				
Load Dispatch Facility	Load Dispatching Center												2	1	
	Out Station														15
Total		1,224	2,505	3+(1)	3	2	2	2	6	33	61	11	2	1	15

Note: \*1 PLC : Powerline Carrier Communication equipment

\*2 OPTICAL: OPTICAL Communication facilities

\*3 CPU : Duplicated Central Processing Unit with peripheral equipment

\*4 RTU : Remote Terminal Unit

\*5. Attention to Table 6.3-4

Table 10.2 - 1 Construction Schedule

Item	F. Year	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Project Fund											
Engineering Service											
Construction											
Block 1 (Ombilin ~Pekanbaru)											
Block 2 (Padang Luar ~Payakumbuh)											
Block 3 (Pekanbaru ~Dumai)											
Block 4 (Pauh Limo ~Simpangharu)											
Block 5 (Dumai ~PERTAMINA)											
Block 6 (Load Dispatching Facilities)											



## 10.3 建設費

### 10.3.1 建設費の見積条件

建設費は、決定した最適計画案について、工事計画、工程を基に積算した。

積算は1986年1月のプライスレベルで、変換レートは1 USドルに対して1100Rp又は200円とする。単価は類似プロジェクトの価格及び国際価格を参考に算出した。

#### (1) 送電線

送電線の建設費は区間別に、その経過地に応じた基礎工事、鉄塔工事、架線工事等の資材・工事数量を算出し積算した。

#### (2) 変電所

変電所の建設費は、変電所毎に系統との接続状態、変圧器バンク数、容量等に応じた主要機器資材、工事数量を算出し積算した。

#### (3) 給電設備

給電設備の建設費は、新設パダン給電所及び関連する全発・変電所に設備すべき給電運用に必要な資材・工事数量を算出し積算した。

#### (4) 通信設備

送電線及び発・変電所の新設に伴ない必要な通信設備の資材・工事数量を算出し積算した。

#### (5) エンジニアリング費及びPLN経費

エンジニアリング費は現地調査、基本設計、詳細設計、入札書類の作成、入札書の評価及び工事管理を対象とし、上記直接工事費(1)~(4)の7.5%とした。また、PLN経費は直接工事費(1)~(4)の2%とした。

#### (6) 用地補償費

送電線の鉄塔敷地(1基当り $12\text{m} \times 12\text{m} = 144\text{m}^2$ )及び変電所敷地(変電所の規模に応じて $8,000\text{m}^2 \sim 20,000\text{m}^2$ )の取得と送電線、線下補償を含むものとする。単価は類似プロジェクト及び過去の実績を参考にし、PLNと調整し、次表の単価を採用した。

	用地買収単価 ( $R_p / m^2$ )	線下補償 ( $R_p / km$ )
バツサンガール	3,000	1,500,000
パヤクンプ	3,000 ~ 5,000	1,500,000
バンキナン	3,000	1,500,000
パカンバル	5,000 ~ 7,500	1,500,000
ドゥリ	3,000	1,500,000
ドマイ	3,000 ~ 5,000	1,500,000
その他の地域	1,500	1,500,000

(7) 予備費

前記(1), (2), (3), (4)の5%, (5), (6)の20%を考慮し、それらを合計したものである。

(8) 外貨・内貨の区分

外貨、内貨の区分は類似プロジェクトの区分を参考とし、区分した。

(9) 物価上昇

物価上昇は、外貨については年3%、内貨については年10%を見込んだ。

(10) 建設中利子

建設中利子は外貨に対しては年4%とし、内貨については50%を政府出資、自己資金等返済を要しない資金で、残り50%は銀行借入れとし金利は年16%とした。

### 10.3.2 建設費

中部スマトラ電力系統の建設費は総額で17,468百万円で、そのうち外貨分は12,231百万円、内貨分は5,237百万円である。物価上昇分および建設中利子を含めた場合、建設費は総額30,944百万円となる。(Table 10.3-1) (Table 10.3-3)

なお、プルクミナへの供給を除いた場合の建設費は総額17,019百万円で、外貨分は11,918百万円、内貨分は5,101百万円であり、物価上昇分および建設中利子を含めた場合の建設費は総額30,134百万円となる。(Table 10.3-2) (Table 10.3-4)

Table 10.3-1 Breakdown of Total Construction Cost  
(Include PERTAMINA)

(Unit: 10<sup>6</sup> Yen)

Items	Foreign currency portion	Local currency portion	Total	Remarks
1. Direct Cost	10,508	3,920	14,428	
o Block 1 (Ombilin - Pekanbaru)	4,233	1,689	5,922	
o Block 2 (Padang Luar - Payakumbuh)	654	290	944	
o Block 3 (Pekanbaru - Dumai)	2,740	1,197	3,937	
o Block 4 (Pauh Limo - Simpangharu)	705	296	1,001	
o Block 5 (Dumai - PERTAMINA)	270	103	373	
o Block 6 (Load Dispatching Facilities)	1,906	345	2,251	
2. Engineering Fees and Governmental Administration Cost	998	372	1,370	
3. Compensation	0	562	562	
4. Physical Contingency	725	383	1,108	
Total	12,231	5,237	17,468	
5. Price Contingency	3,013	5,323	8,336	
6. Interest during Construction	2,158	2,982	5,140	
Grand Total	17,402	13,542	30,944	

(Converted to dollars by 1 US\$ = ¥200 for reference)

(Unit: 10<sup>3</sup> US\$)

Items	Foreign currency portion	Local currency portion	Total	Remarks
1. Direct Cost	52,540	19,600	72,140	
o Block 1 (Ombilin - Pekanbaru)	21,165	8,445	29,610	
o Block 2 (Padang Luar - Payakumbuh)	3,270	1,450	4,720	
o Block 3 (Pekanbaru - Dumai)	13,700	5,985	19,685	
o Block 4 (Pauh Limo - Simpangharu)	3,525	1,480	5,005	
o Block 5 (Dumai - PERTAMINA)	1,350	515	1,865	
o Block 6 (Load Dispatching Facilities)	9,530	1,725	11,255	
2. Engineering Fees and Governmental Administration Cost	4,990	1,860	6,850	
3. Compensation	0	2,810	2,810	
4. Physical Contingency	3,625	1,915	5,540	
Total	61,155	26,185	87,340	
5. Price Contingency	15,065	26,615	41,680	
6. Interest during Construction	10,790	14,910	25,700	
Grand Total	87,010	67,710	154,720	

Table 10.3-2 Breakdown of Total Construction Cost  
(Without PERTAMINA)

(Unit: 10<sup>6</sup> Yen)

Items	Foreign currency portion	Local currency portion	Total	Remarks
1. Direct Cost	10,238	3,817	14,055	
o Block 1 (Ombilin - Pekanbaru)	4,233	1,689	5,922	
o Block 2 (Padang Luar - Payakumbuh)	654	290	944	
o Block 3 (Pekanbaru - Dumai)	2,740	1,197	3,937	
o Block 4 (Pauh Limo - Simpangharu)	705	296	1,001	
o Block 6 (Load Dispatching Facilities)	1,906	345	2,251	
2. Engineering Fees and Governmental Administration Cost	973	363	1,336	
3. Compensation	0	548	548	
4. Physical Contingency	707	373	1,080	
<b>Total</b>	<b>11,918</b>	<b>5,101</b>	<b>17,019</b>	
5. Price Contingency	2,915	5,131	8,046	
6. Interest during Construction	2,129	2,940	5,069	
<b>Grand Total</b>	<b>16,962</b>	<b>13,172</b>	<b>30,134</b>	

(Converted to dollars by 1 US\$ = ¥200 for reference)

(Unit: 10<sup>3</sup> US\$)

Items	Foreign currency portion	Local currency portion	Total	Remarks
1. Direct Cost	51,190	19,085	70,275	
o Block 1 (Ombilin - Pekanbaru)	21,165	8,445	29,610	
o Block 2 (Padang Luar - Payakumbuh)	3,270	1,450	4,720	
o Block 3 (Pekanbaru - Dumai)	13,700	5,985	19,685	
o Block 4 (Pauh Limo - Simpangharu)	3,525	1,480	5,005	
o Block 6 (Load Dispatching Facilities)	9,530	1,725	11,255	
2. Engineering Fees and Governmental Administration Cost	4,865	1,815	6,680	
3. Compensation	0	2,740	2,740	
4. Physical Contingency	3,535	1,865	5,400	
<b>Total</b>	<b>59,590</b>	<b>25,505</b>	<b>85,095</b>	
5. Price Contingency	14,575	25,655	40,230	
6. Interest during Construction	10,645	14,700	25,345	
<b>Grand Total</b>	<b>84,810</b>	<b>65,860</b>	<b>150,670</b>	

Table 10.3-3 Yearly Disbursement Schedule of Project Construction Cost (Include PERTAMINA)

(Unit: 106 Yen)

Items	Fiscal Year Currency		1988		1989		1990		1991		1992		1993		1994		1995		Remarks
	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	
1. Direct Cost																			
(1) Ombilin - Pekanbaru	4,233	1,689					845	350	1,209	429	1,508	430	671	480					
. Transmission Line	2,238	1,106					845	350	810	258	483	258	100	240					
. Substations	1,861	577							372	170	931	170	558	237					
. Communication facilities	134	6							27	1	94	2	13	3					
(2) Padang Luar - Payakumbuh	654	290									83	44	356	114	215	132			
. Transmission Line	193	122											107	67	86	55			
. Substations	417	166									83	44	209	46	125	76			
. Communication facilities	44	2											40	1	4	1			
(3) Pekanbaru - Dumai	2,740	1,197									750	369	811	312	1,006	431	173	85	
. Transmission Line	1,731	850									750	369	404	198	404	198	173	85	
. Substations	949	345											353	113	*596	*232			
. Communication facilities	60	2											54	1	4	1			
(4) Pauh Limo - Simpangharu	705	296					85	48	251	55	182	172			56	8	131	13	
. Transmission Line	65	32							13	6	32	26							
. Substations	612	260					85	48	213	47	127	144			56	8	131	13	
. Communication facilities	28	4							25	2	3	2							
(5) Dumai - PERTAMINA	270	103											32	10	148	41	90	52	
. Transmission Line	94	53													52	30	42	23	
. Substations	156	46											32	10	78	9	46	27	
. Communication facilities	20	4													18	2	2	2	
(6) Load Dispatching facilities	1,906	345									380	70	700	100	626	75	200	100	
Sub-Total	10,508	3,920					930	398	1,460	484	2,903	1,085	2,570	1,016	2,051	687	594	250	
. Transmission Line	4,321	2,163					845	350	823	264	1,285	653	611	505	542	283	215	108	
. Substations	3,995	1,394					85	48	585	217	1,141	358	1,152	406	855	325	177	40	
. Communication facilities	286	18							52	3	97	4	107	5	28	4	2	2	
. Load Dispatching facilities	1,906	345									380	70	700	100	626	75	200	100	
2. Engineering Fees and Governmental Administration Cost	998	372	131	49	130	49	65	28	102	34	203	76	180	71	144	48	43	17	
3. Compensation		562						133		151		151		113		14			
4. Physical Contingency	725	383	25	11	26	10	60	52	93	61	186	99	165	88	131	46	39	16	
Sub-total	1,723	1,317	156	60	156	59	125	213	195	246	389	326	345	272	275	108	82	33	
Total (Total of Items from 1 to 4)	12,231	5,237	156	60	156	59	1,055	611	1,655	730	3,292	1,411	2,915	1,288	2,326	795	676	283	
(17,468)																			
5. Price Contingency	3,013	5,323	15	20	20	27	169	373	323	563	760	1,338	781	1,472	712	1,079	233	451	
Sub-total (Total of Items from 1 to 5)	15,244	10,560	171	80	176	86	1,224	984	1,978	1,293	4,052	2,749	3,696	2,760	3,038	1,874	909	734	
(Sum up of loan till previous year)					(347)	(166)	(1,571)	(1,150)	(3,549)	(2,443)	(7,601)	(5,192)	(11,297)	(7,952)	(14,335)	(9,826)	(15,244)	(10,560)	
6. Interest during Construction	2,158	2,982			14	13	63	92	142	195	304	415	452	636	573	786	610	845	
Grand total	17,402	13,542	171	80	190	99	1,287	1,076	2,120	1,488	4,356	3,164	4,148	3,396	3,611	2,660	1,519	1,579	
(30,944)																			

Note: F.C. Foreign Currency Portion.  
L.C. Local Currency Portion.

\* Include one spare transformer



Table 10.3-4 Yealy Disbursement Schedule of Project Construction Cost (without PERTAMINA)

(Unit: 10<sup>6</sup> Yen)

Items	Fiscal Year Currency		1988		1989		1990		1991		1992		1993		1994		1995		Remarks	
	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.	F.C.	L.C.		
1. Direct of Cost																				
(1) Ombilin - Pekanbaru	4,233	1,689					845	350	1,209	429	1,508	430	671	480						
. Transmission Line	2,238	1,106					845	350	810	258	483	258	100	240						
. Substations	1,861	577							372	170	931	170	558	237						
. Communication facilities	134	6							27	1	94	2	13	3						
(2) Padang Luar - Payakumbuh	654	290									83	44	356	114	215	132				
. Transmission Line	193	122											107	67	86	55				
. Substations	417	166									83	44	209	46	125	76				
. Communication facilities	44	2											40	1	4	1				
(3) Pekanbaru - Dumai	2,740	1,197									750	369	811	312	1,006	431	173	85		
. Transmission Line	1,731	850									750	369	404	198	404	198	173	85		
. Substations	949	345											353	113	*596	*232				
. Communication facilities	60	2											54	1	6	1				
(4) Pauh Limo - Simpangharu	705	296					85	48	251	55	182	172			56	8	131	13		
. Transmission Line	65	32							13	6	52	26								
. Substations	612	260					85	48	213	47	127	144			56	8	131	13		
. Communication facilities	28	4							25	2	3	2								
(6) Load Dispatching facilities	1,906	345									380	70	700	100	626	75	200	100		
Sub-Total	10,238	3,817					930	398	1,460	484	2,903	1,085	2,538	1,006	1,903	646	504	198		
. Transmission Line	4,227	2,110					845	350	823	264	1,285	653	611	505	490	253	173	85		
. Substations	3,839	1,348					85	48	585	217	1,141	358	1,120	396	777	316	131	13		
. Communication facilities	266	14							52	3	97	4	107	5	10	2				
. Load Dispatching facilities	1,906	345									380	70	700	100	626	75	200	100		
2. Engineering Fees and Governmental Administration Cost	973	363	128	48	128	47	65	28	102	34	203	76	178	70	134	46	35	14		
3. Compensation		548						133		151		151		113						
4. Physical Contingency	707	373	26	11	25	9	60	52	93	61	186	99	163	87	122	41	32	13		
Sub-total	1,680	1,284	154	59	153	56	125	213	195	246	389	326	341	270	256	87	67	27		
Total (Total of Items from 1 to 4)	11,918	5,101	154	59	153	56	1,055	611	1,655	730	3,292	1,411	2,879	1,276	2,159	733	571	225		
5. Price Contingency	2,915	5,131	14	20	19	26	169	373	323	563	760	1,338	772	1,458	661	995	197	358		
Sub-total (Total of Items from 1 to 5)	14,833	10,232	168	79	172	82	1,224	984	1,978	1,293	4,052	2,749	3,651	2,734	2,820	1,728	768	583		
(Sum up to loan till previous year)					(340)	(161)	(1,564)	(1,145)	(3,542)	(2,438)	(7,594)	(5,187)	(11,245)	(7,921)	(14,065)	(9,649)	(14,833)	(10,232)		
6. Interest during Construction	2,129	2,940			14	13	63	92	142	195	304	415	450	634	563	772	593	819		
Grand total	16,962	13,172	168	79	186	95	1,287	1,076	2,120	1,488	4,356	3,164	4,101	3,368	3,383	2,500	1,361	1,402		
		(30,134)																		

Note: F.C. Foreign Currency Portion.  
L.C. Local Currency Portion.

\* Include one spare transformer



## 第11章 経済および財務分析



## 第11章 経済及び財務分析

### 11.1 分析の目的及び範囲

本経済・財務分析の目的は、提案されたプロジェクトの1995年迄の実施が経済・財務的観点から妥当/可能であるか評価を行うことにある。具体的手法としては、本経済分析においては、この送電線の建設が他の現実的な代替案と比較して最も少ない費電力電力を供給する方法 (Least-Cost Solution) であることを確認した。

この結果、経済的に送電線の建設が有利となったルートについて電力料金による収入を消費者の支払い意志 (Willingness to Pay) , 即ち便益の一部として捉え、経済収益率の算定を行った。また財務分析においては、市場価格による財務収益率の算定、及び実施に伴う債務の返済可能性の検討を行った。

経済分析の対象とした送電線のルートは次のとおりである。

A. パダンルアール→バヤクンブ→パカンバル,

↑

オンビリン→バツサンガール

B. パカンバル→ドゥリ→ドマイ

C. ドゥリ→バガンシアピアビ

D. オンビリン→レンガット→テンピラハン

E. パウリモ→パイナン

上記送電ルートは、本フィージビリティ・スタディの初期の段階で行われた暫定的需要想定及びコスト見積りに基づく「経済性の予備的検討」(Annex 11-1 参照) によって絞り込まれたものであり、A及びBについては1995年迄の実施が経済的にフィージブルと結論される可能性が高いルート、またC、D及びEについては、フィージブルと結論しうるか否か微妙なルートとして位置づけられている。

尚、財務分析については、今回の経済分析によって1995年迄の実施がフィージブルと結論されたルートのみを対象とした。

### 11.2 経済分析

#### 11.2.1 代替案との比較

本プロジェクトは、現在計画されているオンビリン石炭火力、シンカラック水力、及びコタパンジャン水力発電所の電力を、送電線を建設することにより西スマトラ及びリアウ両州の各地に供給せんとするものである。この計画に対する最も現実的な代替案は、一部パダン周辺は例外であるが、Wilayah IIIに属する大半の地域が現在そうであるように、各ロードセンター毎にディーゼル発電機を設置し、需要の増加に従い逐次増設していくということとなる。したがって本分析ではこの両案の費用を現在価値法によって各送電ルート毎に比較を行った。その結果は次に示すとおりである。

(単位：10億ルピア、12%にて割引後)

送電ルート	運用開始 (年)	(ディーゼル発電費用) - (送電プロジェクトの費用)					
		需要想定 <sup>1/</sup>			ディーゼルオイル下落率		
		Base Case	High	Low	10%	20%	30%
A.パダングルアール/オンピリン→パカンバル							
	1993	+112.337	+118.336	+107.008	+93.694	+75.313	+56.670
B.パカンバル→ドマイ							
	1995						
with	ブルタミナ	+105.658	+107.954	+103.603	+90.226	+75.011	+59.579
without	ブルタミナ	+19.017	+20.944	+16.630	+14.295	+9.640	+4.395
C.ドゥリーバガン							
	1995	-9.633	-8.621	-10.607	-10,352	-11,061	-11,780
D.オンピリン→テンピラハン							
	1995	-19.470	-15.671	-22.973	-22.405	-25.229	-28.234
E.パウリモーバイナン							
	1995	-3.358	-2.764	-4.357	-4.173	-4.747	-5.330

注：<sup>1/</sup> 「第3章 需要想定」 参照

上の表で「+」は各該当年度に運用開始したとして、送電プロジェクトの費用がディーゼル代替の費用を下回ることを示し、「-」はその逆を示している。例えばルートAは、石油価格が大幅に下落した場合<sup>2</sup>でも（ディーゼルが相対的に優利となる）代替案よりも費用が少ないが、逆にルートEは高めの需要想定を採用したとしても（送電プロジェクトが相対的に優利になる）代替案よりも費用が大きくなっている。

注<sup>2/</sup>： 本分析で使用したディーゼル・オイルの価格はRp 231/リッターで、それに対応する原油価格はUS \$ 28/バレルである。最近スポット原油価格が大幅に下落しているが、生産・精製・流通費用は固定的であるので、ディーゼル・オイル価格の下落率はスポット原油のそれよりも小さいと考えられる。したがって、上表のように30%迄の変化を想定してあれば、本分析の目的は十分に達しうると考えられる。

この結果、代替案との比較の観点から1995年以前の運用開始がフィージブルと結論できるルートは、「A.パダングルアール/オンピリン→パカンバル」及び「パカンバル→ドマイ」である。

尚、上記分析に用いた基本的アプローチ及び主たる前提条件は次のとおりである。

① 費用比較に用いた主要費用項目は次のとおり；

- \* 送電プロジェクト
  - \* オンピリン、シンカラック及びコタパンジャン発電所からの電力供給費用
  - \* 送電線/変電所の建設及び保守・運転費用
  - \* 送電ロスに伴う費用

・ディーゼル代替 \* ディーゼルによる発電費用

尚、配電に伴う費用は上記両案に共通の費用であるため、ここでは考慮していない。但し、より正確に言うならば、配電ロスに伴う費用については、それぞれの発電単価が異なるので比較の対象に含めた。

- ② 上記費用は全て、1985年11月現在の不変価格に統一した。  
その際想定した為替レートはUS \$ 1<sup>00</sup> = ¥ 200 = Rp.1,100である。
- ③ 費用は「市場価格」から「経済価格」に変換した。具体的には、ローカル・コスト見積りに含まれている10%の付加価値税は、移転項目であるので経済価格から除いた。また、未熟練労働者のシャドウ・ウェイジ・レートはインドネシアの失業率2~6%を勘案し、0.95とした。尚、シャドウ・エクステンジンジ・レートについては為替相場が現在は実勢に応じて一応変動しているので、ここでは特に外貨にプレミアムはつけずに分析を行った。
- ④ 費用の現在価値算出に用いた割引率は12%である。
- ⑤ 建設される送電施設は主要な追加投資を行わずに2000年迄の需要に対応できるものとした。
- ⑥ 送変電施設に係る他の仮定は次のとおり：  
耐用年数 : 25年間  
保守、運転費 : 初期投資額の1.5% (各年)  
送変電ロス : 送配電システムへの供給電力量の3%
- ⑦ 配電施設に係る仮定は次のとおり：  
配電ロス : 送変電システムへの供給電力量の10%
- ⑧ ディーゼルによる電力供給コストは次に記す条件により、Rp.107.3/kwhとした。  
\* 資本費 : Rp. 517,200/kw(3.5~6.0MWの出力を想定)  
\* 燃料費 : Rp.74.1/kw (Rp.231/Liter)  
\* 燃料費以外の  
保守運転費 : 燃料費の20%  
\* 耐用年数 : 20年  
\* 所内電力消費 : 発電量の2.5%  
\* 設備利用率 : 60%  
\* 計算法 : Average Incremental Cost 法 (割引率12%)
- ⑨ 送配電システムにはオンピリン、シンカラック及びクタパンジャン発電所より電力の供給を受けるものとし、次の前提条件を設定し、Average Incremental Cost 法 (割引率:12%)を用い、Rp.44.8/kwhと算定した。

	オンピリン	シンカラック	コタパンジャン
・平均出力	437GWh/年	1,209GWh/年	495GWh/年
・建設費	Rp. 755,000/kW	Rp. 1,251,000/kW	Rp. 1,631,000/kW
・燃料費(石炭)	Rp. 23.7/kWh (Rp. 49,500/ton)	—	—
・燃料費以外の 保守・運転費	燃料費の35%	Rp. 4.2/kWh	Rp. 4.2/kWh
・耐用年数	25年	40年	40年
・所内電力消費	発電量の7%	発電量の0.5%	発電量の0.5%

### 11.2.2 経済内部収益率 (Table 11.2-1.2参照)

代替案の費用比較によってフィージブルと結論されたルートA (運用開始: 1993年) 及びルートB (運用開始: 1995年) を一括して、即ちパダン周辺のグリッドよりドマイ迄の送電線プロジェクトの経済内部収益率 (EIRR) を計算した結果、ブルタミナの需要を期待できる場合には22%、期待できない場合でも16.4%と高い値を得た。

尚、算定に際し、便益については、本プロジェクトによる料金収入を用いた。また、費用については、前記現在価値の算出に用いた前提条件と概ね同様であるが、収益率の算定に当たっては、配電に要する費用を追加した。

さらに、上記パダングリッドドマイ間全体に加え、パダングリッドパカンバル及びパカンバルドマイの各区分毎のEIRRの計算、またEIRR低下の可能性について感度分析を行なったところ、下表の値を得た。

	Base Case	Low Demand Case <sup>1/</sup>	外貨プレミアム20% <sup>2/</sup>	投資コスト20%増加
・パダングリッド→ドマイ				
ブルタミナ含む	22.0%	21.5%	19.7%	19.0%
ブルタミナ含まず	16.4	15.7	14.3	13.8
・パダングリッド→パカンバル	19.3	18.7	17.1	16.5
・パカンバル→ドマイ				
ブルタミナ含む	27.2	26.9	24.6	23.8
ブルタミナ含まず	10.0	9.4	8.6	8.3

注: <sup>1/</sup> 「第3章 需要想定」参照

<sup>2/</sup> 現在の為替レート下でルピアが20%過大評価されている仮定し、外貨費用に20%のプレミアムを付した場合



これらの算出されたEIRRは、Base Caseで最も低いブルタミナの需要を期待できない場合のパカンバル→ドマイ間の場合でも10%以上であり、またそれは不利な条件を課した場合でも10%を若干下回るにすぎない。ちなみに、上記計算に用いた便益は、後に触れるとおり、実質価値で値上げを想定しない現行料金に基づく収入とする控え目なものであり、しかもそれは真の便益と考えられる消費者の支払い意志額の一部を構成するものにすぎないことを考慮するならば、ここに示したEIRRは極めて控え目な推計であると言える。従って本プロジェクトは経済収益性の観点からも十分にフィージブルであると結論できる。

EIRRの算定に際し、現在価値比較に加えて採用した仮定/前提条件は次のとおりである。

- ① 平均電力料金：現行電力料金（Rp.98.3/kWh）
- ② 配電費用（資本費及び保守/運用費）：Rp.17.7/kWh

これは次の条件によりAverage Incremental Cost法（割引率：12%）によって算定した。

- ・配電線延長： 中圧線 7.5km/1,000需要家  
低圧線 13.0km/1,000需要家
- ・建設費： 平均 Rp.20.6 million/km
- ・保守/運用費： 各年初期投資額の4.0%
- ・耐用年数： 25年

尚、Wilayah IIIの資料によると新規加入料と引き込み線及びメーターの設置に要する費用は概ね一致しているので、この収入項目と費用項目は互いに相殺されるものとして考え、収益率計算には共に含めないこととした。

### 11.3 財務分析

#### 11.3.1 財務内部収益率 (Table 11.3-1.2.3参照)

経済内部収益率 (EIRR) の計算では市場価格を経済価格に変換したが、この変換を行わないで計算した内部収益率、即ち財務内部収益率 (FIRR) は次のとおり、ほとんど10%を超えている。

・パダングリッド→ドマイ	
ブルタミナ含む	19.9
ブルタミナ含まず	14.6
・パダングリッド→パカンバル	17.4
・パカンバル→ドマイ	
ブルタミナ含む	24.9
ブルタミナ含まず	8.7

尚、P L Nは利益に関し法人税を支払わねばならないが、それは本プロジェクトの収益に直接課税されている訳ではなく、その課税額はP L Nの全体の収益によって決定される。しかし、その額を予測することは極めて困難であるため、上記計算に於て法人税は考慮していない。

また、財務内部収益率の計算に建中金利を含める場合もあるが、金利要因の二重計算を避けるという観点からここでは含めていない。

### 11.3.2 債務返済能力

P L Nプロジェクトのこれ迄の資金調達条件、及び今後P L Nの借入金への依存度が高まると予想されることを考慮し、本プロジェクトの資金調達は次の条件でなされるものと想定し、より条件の厳しいPertaminaの需要を含まない場合について、その債務返済能力の検討を行なった。

\* 外貨部分： 金額外国援助機関からの借入れ

返済期間：猶予期間10年を含む30年

金 利：年4%

返済方法：元金は20回均等払い、金利は返済猶予期間中も支払うものとし、元本への繰入れは行なわない。

\* 内貨部分： 25%は政府出資、自己資金によりさらに25%、残り50%は銀行借入れ。

返済期間：猶予期間10年を含む30年

金 利：年16%

返済方法：元金は8回均等払い、金利は返済猶予期間中も支払うものとし、元本への繰入れは行なわない。

上記に基づく本プロジェクトの各年毎資金収支はTable11.3-3 のとおりであり、施設の運用開始（パダングリッドーパカンバル間）と同時資金収支は黒字に転じており、またそれ以前の赤字累積額も運用開発後2年で完全に解消される。したがって本プロジェクトについて債務返済に支障は無いと認められる。但し、建設期間中の金利支払のための資金を投資資金に加えて調達する必要がある。

#### 11.4 結 論

本章に於ける経済・財務分析の結果、パダン周辺のグリッドからドマイに至る送電線及び変電所建設プロジェクト（パカンバル迄は1993年運用開始；ドマイ迄は1995年運用開始）は、次の理由により経済及び財務的観点からフィージブルであると結論できる。

- ① 本プロジェクトは代替案と比較した結果、最も費用の少ない当該地域への電力供給方法 (Least-Cost-Solution) である。
- ② E I R R は、プルタミナの需要を期待できる場合には22.0%、期待できない場合でも16.4%と十分に高い水準である。また、パダン周辺→パカンバル間及びパカンバル→ドマイ間に分割してそれぞれE I R Rを計算した際に最も低い価を示すプルタミナの需要を含まない場合のパカンバル→ドマイ間でも、E I R Rは10%以上である。
- ③ 全体プロジェクトのF I R Rもプルタミナを需要に含む場合で19.9%、需要に含まない場合で14.8%と十分に高い水準にある。
- ④ 上記の値について、感度分析の結果は条件が多少悪化したとしても大きく変化することは無いことを示している。
- ⑤ また建設に伴う借入金の返済についても、プルタミナの需要を期待できない場合でも特段の支障は無い。
- ⑥ 上記結果は、電気料金水準を実質価格で現在の水準にすえおくとする控え目に設定された前提条件に基づくものである。

上述のとおり、1993年に運転開始されるパカンバル迄の送電線は、経済的に非常に優れている。更に、技術的観点から見ても、この送電線は、できるだけ早く建設されなければならない。即ち、現在PLNで経営しているパカンバルのディーゼル発電所増設（6 MW × 6 台）が予定通り完成したとしても、1992～93年のパカンバルの電力需要を満たすことができない状況にある。（Ann1 11-2 参照）

然しながら建設工程その他から考えて、この送電線の運転開始を1993年とした。

Table 11.2-1 Cost/Benefit Streams for Computing EIRR  
(With PERTAMINA Case)

(Unit : Rp. 10<sup>6</sup> )

Year	Power Demand (GWh)	Revenues	Capital Cost	O & M Cost	Power Generation Cost	Distribution Cost	Net Cashflow
0	0	0	9,537	0	0	0	-9,537
1	0	0	10,971	0	0	0	-10,971
2	0	0	19,863	0	0	0	-19,863
3	153.3	15,069	17,406	1,079	7,898	2,713	-14,028
4	326.1	32,055	11,802	1,079	16,801	5,771	-3,399
5	577.3	56,748	2,386	1,079	29,742	10,218	13,323
6	651.6	64,052	0	1,079	33,570	11,533	17,869
7	729.5	71,709	0	1,079	37,584	12,912	20,134
8	783.3	76,998	0	1,079	40,356	13,864	21,699
9	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
10	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
11	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
12	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
13	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
14	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
15	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
16	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
17	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
18	839.9	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
19	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
20	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
21	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
22	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
23	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
24	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
25	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
26	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
27	839.6	82,532	0	1,079	43,256	14,860	23,336
28	432.8	42,544	0	1,079	22,298	7,660	11,506
29	432.8	42,544	0	1,079	22,298	7,660	11,506

Table 11.2-2 Cost/Benefit Streams for Computing FIRR  
(without PERTAMINA Case)

(Unit : Rp. 10<sup>6</sup> )

Year	Power Demand (GWh)	Revenues	Capital Cost	O & M Cost	Power Generation Cost	Distribution Cost	Net Cashflow
0	0	0	9,504	0	0	0	-9,504
1	0	0	10,955	0	0	0	-10,955
2	0	0	20,193	0	0	0	-20,193
3	153.3	15,069	16,801	1,043	7,898	1,713	-13,387
4	326.1	32,055	10,570	1,043	16,801	5,771	-2,130
5	392.3	38,563	1,542	1,043	20,211	6,943	8,822
6	442.6	43,507	0	1,043	22,803	7,834	11,827
7	494.5	48,609	0	1,043	25,477	8,752	13,337
8	522.3	51,342	0	1,043	26,909	9,244	14,145
9	550.6	54,123	0	1,043	28,367	9,745	14,968
10	550.6	54,123	0	1,043	28,367	9,745	14,968
11	550.6	54,123	0	1,043	18,367	9,745	14,968
12	550.6	54,123	0	1,043	28,367	9,745	14,968
13	550.6	54,123	0	1,043	28,367	9,745	14,968
14	550.6	54,123	0	1,043	28,367	9,745	14,968
15	550.6	54,123	0	1,043	28,367	9,745	14,968
16	550.6	54,123	0	1,043	18,367	9,745	14,968
17	550.6	54,123	0	1,043	28,367	9,745	14,968
18	550.6	54,123	0	1,043	28,367	9,745	14,968
19	550.6	54,123	0	1,043	28,367	9,745	14,968
20	550.6	54,123	0	1,043	28,367	9,745	14,968
21	550.6	54,123	0	1,043	28,367	9,745	14,968
22	550.6	54,123	0	1,043	28,367	9,745	14,968
23	550.6	54,123	0	1,043	28,367	9,745	14,968
24	550.6	54,123	0	1,043	28,367	9,745	14,968
25	550.6	54,123	0	1,043	28,367	9,745	14,968
26	550.6	54,123	0	1,043	28,367	9,745	14,968
27	550.6	54,123	0	1,043	28,367	9,745	14,968
28	432.8	42,544	0	1,043	22,298	7,660	11,542
29	432.8	42,544	0	1,043	22,298	7,660	11,542

Notes to Table 11.2-1, 2

1. Revenues = Average Tariff (Rp. 98.3/kWh) x Power Demand
2. Capital Cost: Capital cost of transmission/substation only
3. O & M Cost: Transmission/substation only (annually 1.5% of total capital cost)
4. Power Generation Cost: Unit generation cost (Rp. 44.8 kWh) x Power Demand, in addition, losses of transmission/distribution are included.
5. Distribution Cost: Unit distribution cost (Rp. 17.7 kWh) x Power Demand
6. Net Cashflow = Revenues - (Capital Cost + O & M Cost + Power Generation Cost + Distribution Cost)
7. Unit costs of above 4. and 5. incorporate both capital and O & M costs. They were computed by AIC method at 12% discount rate as mentioned in the texts of Chapter 11, i.e., sum of cost streams after discount at 12% divided by sum of power sales streams after discount at 12%.
8. In computing IRR, Power Demand of those areas, which are/will be connected before commissioning of this project, is not included. Accordingly, costs incurred for power supply to such areas are not included in this IRR calculation, either.

Table 11.3-1 Cost/Benefit Streams for Capacity FIRR  
(With PERTAMINA Case)

(Unit : Rp. 10 )

Year	Power Demand (GWh)	Revenues	Capital Cost	O & M Cost	Power Generation Cost	Distribution Cost	Net Cashflow
0	0	0	9,928	0	0	0	-9,928
1	0	0	11,392	0	0	0	-11,392
2	0	0	20,527	0	0	0	-20,527
3	153.3	15,069	18,145	1,121	8,233	2,713	-15,143
4	326.1	32,055	12,255	1,121	17,513	5,771	-4,605
5	577.3	56,748	2,481	1,121	31,004	10,218	11,925
6	651.6	64,052	0	1,121	34,994	11,533	16,404
7	729.5	71,709	0	1,121	39,178	12,912	18,499
8	783.3	76,998	0	1,121	42,067	13,864	19,946
9	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
10	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
11	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
12	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
13	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
14	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
15	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
16	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
17	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
18	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
19	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
20	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
21	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
22	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
23	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
24	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
25	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
26	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
27	839.6	82,532	0	1,121	45,091	14,860	21,460
28	432.8	42,544	0	1,121	23,244	7,660	10,519
29	432.8	42,544	0	1,121	23,244	7,660	10,519

Table 11.3-2 Cost/Benefit Streams for Computing FIRR  
(Without PERTAMINA Case)

(Unit : Rp. 10 )

Year	Power Demand (GWh)	Revenues	Capital Cost	O & M Cost	Power Generation Cost	Distribution Cost	Net Cashflow
0	0	0	9,895	0	0	0	-9,895
1	0	0	11,375	0	0	0	-11,375
2	0	0	20,527	0	0	0	-20,527
3	153.3	15,069	18,024	1,086	8,233	2,713	-14,987
4	326.1	32,055	10,984	1,086	17,513	5,771	-3,300
5	392.3	38,563	1,601	1,086	21,068	6,943	7,864
6	442.6	43,507	0	1,086	23,770	7,834	10,818
7	494.5	48,609	0	1,086	26,557	8,752	12,214
8	522.3	51,342	0	1,086	28,050	9,244	12,961
9	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
10	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
11	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
12	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
13	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
14	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
15	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
16	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
17	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
18	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
19	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
20	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
21	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
22	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
23	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
24	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
25	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
26	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
27	550.6	54,123	0	1,086	29,570	9,745	13,722
28	432.8	42,544	0	1,086	23,244	7,660	10,554
29	432.8	42,544	0	1,086	23,244	7,660	10,544



Table 11.3-3 Cashflow after Debt-Service  
(Without PERTAMINA Case)

(Unit : Rp. 10<sup>6</sup> )

Year	1/ Net Cashflow	Grants	Borrowing		Interest		Repayment		Cashflow after Deb-Service
			Foreign	Local	Foreign	Local	Foreign	Local	
0	-9,895	883	6,364	1,765					-883
1	-11,375	923	7,684	1,845	-255	-282			-1,460
2	-20,527	740	14,608	2,595	-562	-578			-3,360
3	-14,987	1,639	11,468	3,278	-1,146	-1,051			-799
4	-3,300	898	7,392	1,796	-1,605	-1,576		-221	3,384
5	7,864	132	1,073	264	-1,901	-1,828		-452	5,152
6	10,818				-1,944	-1,797		-822	6,255
7	12,214				-1,944	-1,666		-1,232	7,372
8	12,961				-1,944	-1,469		-1,457	8,091
9	13,722				-1,944	-1,236		-1,490	9,052
10	13,722				-1,944	-997	-2,429	-1,490	6,862
11	13,722				-1,846	-759	-2,429	-1,490	7,198
12	13,722				-1,749	-520	-2,429	-1,269	7,755

Note: 1/ From Table 11.3-2



# Annex



ANNEX

Annex 2-1	Constituent Ratio of Each Kind of Consumer in Wilayah III	A-1
Annex 2-2(1)	Installed Capacity of PLN Power Station in West Sumatra Province, April 1985	A-2
Annex 2-2(2)	Installed Capacity of PLN Power Station in Riau Province, April 1985	A-4
Annex 2-3(1)	Installed Capacity of Captive Power in West Sumatra and Riau Province, April 1985	A-5
Annex 2-3(2)	Installed Capacity of Big Captive Power in West Sumatra and Riau Province, April 1985	A-6
Annex 2-4	Transmission Line and Distribution Line in West Sumatra/Riau Province, June 1985	A-7
Annex 2-5	Power Distribution Plan of CALTEX	A-8
Annex 2-6	Overall Organization of PLN	A-9
Annex 2-7	Organization of PLN Head Office	A-10
Annex 2-8	Organization of PLN Wilayah III	A-11
Annex 3-1(1)	Break-up of Population Growth in West Sumatra Province	A-12
Annex 3-1(2)	Break-up of Population Growth in Riau Province	A-13
Annex 3-2(1)	Test of Significant Difference of Load Characteristics between Holidays and Weekdays in July 1984 in Padang	A-14
Annex 3-2(2)	Test of Significant Difference of Load Characteristics between Holidays and Weekdays in Dec. 1984 in Padang	A-16
Annex 3-2(3)	Test of Significant Difference of Load Characteristics between Holidays and Weekdays in March 1985 in Padang	A-18
Annex 3-3	Test of Significant Difference of Load Characteristics in Dec. 1982 and April 1985 in Pekanbaru	A-20

Annex 3-4	Test of Difference of Daily Energy Consumption between July and Dec. 1984 and March 1985 in Padang	A-22
Annex 3-5	Estimation of Daily Average Power Consumption in April 1984 according to Linear Regression	A-23
Annex 3-6	Regression Analysis	A-24
Annex 3-7(1)	Example of Preparing Totalized Load Curve: Demand Forecast and Load Curve in Fiscal Year 19xx	A-25
Annex 3-7(2)	Calculation Chart for Load Curves in 19xx	A-26
Annex 3-8(1)	Estimation of Load Curves and Test of Goodness of Fit in Padang in Fiscal 1984/85	A-27
Annex 3-8(2)	Calculation Chart for Load Curves in 1984	A-28
Annex 3-8(3)	Test of Goodness of Fit in Padang	A-29
Annex 3-9(1)	Estimation of Load Curves and Check of their Applicability in Pekanbaru in 1984	A-30
Annex 3-9(2)	Calculation Chart for Load Curves in 1984	A-31
Annex 3-9(3)	Test of Goodness of Fit in Pekanbaru	A-32
Annex 3-10	Analysis for Estimating the Maximum Power Demand per Hour from the Model Load Curve	A-33
Annex 3-11	Example of Obtaining Daily Maximum and Minimum Power Demand	A-34
Annex 3-12	Example of Obtaining Yearly Maximum and Minimum Power Demand	A-35
Annex 3-13	Example of Obtaining Monthly Sending End Energy Demand	A-36
Annex 4-1	Effect of Transmission Loss upon the Respective Alternative Plans for Trunk Power System	A-37
Annex 5-1	Electric Power System Development Project in Central Sumatra. Location Map-1	A-41
Annex 5-2	Electric Power System Development Project in Central Sumatra. Location Map-2	A-42
Annex 5-3	Electric Power System Development Project in Central Sumatra. Location Map-3	A-43

Annex 5-4	Isokeraunic Level Map	A-44
Annex 5-5	Maximum Wind Velocity	A-45
Annex 5-6	Monthly Mean Daily Temperature	A-46
Annex 5-7	Monthly Mean Max. and Min. Daily Atmospheric Pressure	A-47
Annex 5-8	A Type Tower	A-48
Annex 5-9	B Type Tower	A-49
Annex 5-10	D(K) Type Tower	A-50
Annex 5-11	S Type Tower	A-51
Annex 5-12	Ground Test by Cone Penetration at Payakumbuh	A-52
Annex 5-13	Ground Test by Cone Penetration at Pekanbaru	A-53
Annex 5-14	Ground Test by Cone Penetration at Bangkinang	A-54
Annex 5-15	Ground Test by Cone Penetration at Dumai	A-55
Annex 5-16	Tower Foundation Type I	A-56
Annex 5-17	Tower Foundation Type IV	A-57
Annex 5-18	Tower Foundation Type IV	A-58
Annex 6-1(a)	Arrangement and Connection Diagram for Simpangharu S/S- 1	A-59
Annex 6-1(b)	Arrangement and Connection Diagram for Simpangharu S/S- 2	A-60
Annex 6-2	Typical Layout for 150/20 kV, 50 MVAx3 Substation	A-61
Annex 6-3	Typical Layout for 150/20 kV, 10 MVAx3 Substation	A-62
Annex 6-4	Typical Layout for 150/20 kV, 30 MVAx3 Substation	A-62
Annex 6-5	Comparison of Power Loss in 20 kV Distribution and 150 kV Transmission Line	A-63
Annex 6-6	General Layout for PLC Protection	A-64
Annex 6-7	Recommendatory Protection System for Short Distance Transmission Line	A-65
Annex 6-8	Typical Connection for 150/20 kV, 50 MVAx3 S/S	A-66
Annex 6-9(a)	System Frequency Variation by Load Shedding-Case 1	A-67
Annex 6-9(b)	System Frequency Variation by Load Sheeding-Case 2	A-67
Annex 6-9(c)	System Frequency Variation by Load Shedding-Case 3	A-68
Annex 6-9(d)	System Frequency Variation by Load Shedding-Case 4	A-68
Annex 6-9(e)	System Frequency Variation by Load Shedding-Case 5	A-69

Annex 6-9(f)	System Frequency Variation by Load Shedding-Case 6	A-69
Annex 6-10	Load Shedding Unit (Example)	A-70
Annex 6-11	Economical Comparison on the site of Dumai Substation	A-71
Annex 7-1	Evaluation of Trouble Report (1984): Walayah III	A-75
Annex 7-2	Economically Optimum Design of the Capacity and Installation Position of Condensers	A-78
Annex 7-3	Study of Horizontal Line-to-Line Distance of Distribution Lines	A-80
Annex 7-4	Study on Optimum size of conductor for Distribution line	A-
Annex 11-1	Preliminary Economic Analysis -- Selection of Transmission Line Routes	A-
Annex 11-2	Justification of Commissioning Year, 1993 of Transmission Line to Pekanbaru from the Technical View Point	A-







Annex 2-1 Constituent Ratio of Each Kind of  
Consumer in Wilayah III

	Unit: %				
	Residential	Commercial	Industrial	Public	Amount
1974	58	12	8	22	100
1975	56	14	8	22	100
1976	55	14	9	22	100
1977	51	14	10	25	100
1978	54	11	16	19	100
1979	56	15	12	17	100
1980	55	15	10	20	100
1981	56	17	9	18	100
1982	58	14	11	17	100
1983	43	9	34	14	100

Annex 2-2 (1) Installed Capacity of PLN Power Station  
in West Sumatra Province, April 1985

Name of Power Station	Installed Capacity (kW)	Type of Generator
Simpangharu	25,050	D
Pauh Limo	43,170	G
Maninjau	68,000	H
Batang Agam	10,500	H
Padang Luar	4,560	D
Solok	1,632	"
Suit Air I	80	"
" II	100	"
Saning Bakar	220	"
Koto Anau	160	H
Sirukam	40	D
Alahan Panjang	100	D
Muara Labuh	720	D/H (D 60/H 660)
Sijunjung	580	D
Sungaidareh	100	"
Sungai Nanam	40	"
Muaro Bodi	100	"
Tanjung Ampalu	100	"
Sei Penuh	1,792	"
Tapan	100	"
Lempur	198	D/H (D 110/H 88)
Sei Liman	100	D
Kampung Dalam	40	"
Tiku	40	"
Painan	686	"
Surantih I	100	"
" II	40	"
Kambang	100	"
Batang Kapas	100	"

to be continued

Name of Power Station	Installed Capacity (kW)	Type of Generator
Balai Selasa	100	"
Air Haji	40	D
Indra Pura	220	"
Asam Kumbang	100	"
Siberut	100	"
Lubuk Sikaping	426	"
Panti	116	"
Talu	100	"
Tapus	100	"
Suka Menati	100	"
Simpang Empat	40	"
Bonjol	100	"
Air Bangis	100	"
Ujung Gading	100	"
Pasir Koto Baru	100	"
<b>TOTAL</b>	<b>160,390 (kW)</b>	

Source: PLN Wilayah III

Note: D : Diesel

G : Gas Turbine

H : Hydro

Annex 2-2 (2) Installed Capacity of PLN Power Station  
in Riau Province, April 1985

Name of Power Station	Installed Capacity (kW)	Type of Generator
Pekanbaru	13,670	D
Rengat	1,156	"
Teluk Kuantan	455	"
Bengkalis	1,376	"
Bangkinang	1,076	"
Dumai	3,778	"
Bagan Siapi-api	1,866	"
Tembilahan	1,492	"
Duri	960	"
Selat Panjang	1,640	"
Air Molek	304	"
Cerenti	68	"
Lipat Kain	140	"
Pasir Panggarayan	100	"
Lubuk Jambi	100	"
Baserah	100	"
Peranap	100	"
Sei Pakning	100	"
Tanjung Pinang	5,904	"
Penyengat	40	"
Senggarang	100	"
Belakang Padang	320	"
Tanjung Uban	220	"
Ranai	440	"
Serasan	100	"
<b>TOTAL</b>	<b>35,605 (kW)</b>	

Source: PLN Wilayah III

Annex 2-3 (1) Installed Capacity of Captive Power in  
West Sumatra and Riau Provinces, April 1985

Location	Nos. of Company	Capacity of Captive Power (KVA)
Padang	44	6,162
Pariaman	10	259
Painan	2	210
Bukittinggi	2	163
Solok	15	1,172
Pekanbaru	30	34,849
Dumai	8	675
Bengkalis	14	1,189 (1,511 kW)
Rengat	43	17,235
Tembilahan	49	1,093
Began Siapi-api	10	370
Bangkinang	8	606
Duri	51	199 (159 kW)
Selat Panjang	35	956
Cerenti	5	28 (22 kW)
Peranap	15	75 (60 kW)
Tanjung Pinang etc.	34	7,931
<b>TOTAL</b>	<b>375</b>	<b>73,172 KVA</b>

Source: PLN Wilayah III

Annex 2-3 (2) Installed Capacity of Big Captive Power in  
West Sumatra and Riau Provinces, April 1985

Name of Company	Capacity of Captive Power (kVA)
Padang Cement	24,250
CALTEX Rumbai/Minas	224,500
CALTEX Central Duri	
CALTEX Duri	
PERTAMINA Dumai	105,500 (41.5 MW + 68 MW)
<b>TOTAL</b>	<b>354,250</b>

Source: P.T SEMEN PADANG  
P.T CALTEX PACIFIC INDONESIA  
PERTAMINA



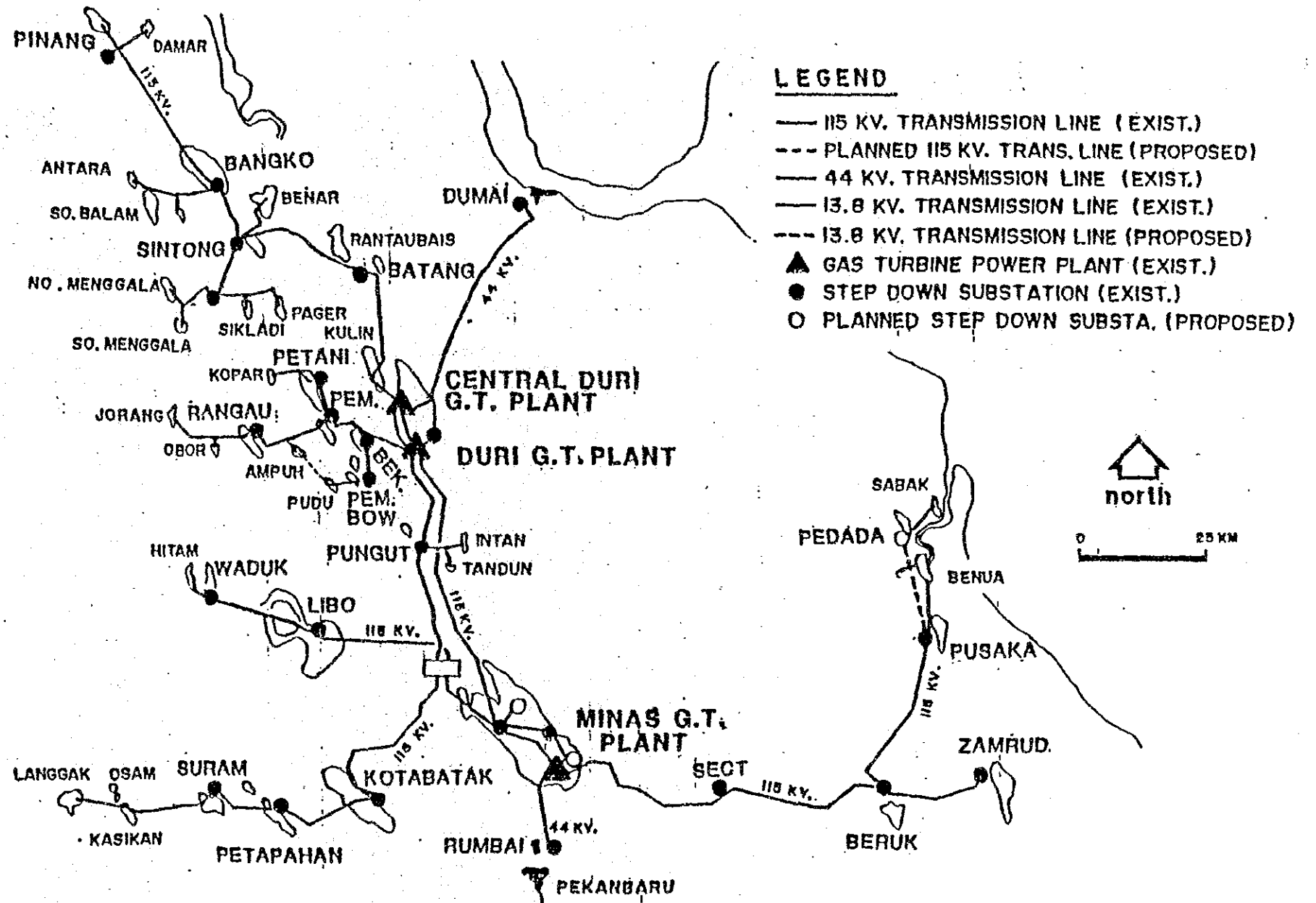
Annex 2-4 Transmission Line and Distribution Line in  
West Sumatra and Riau Provinces, June 1985

No.	Location	Voltage (kV)	Distance (km)	Conductor (mm <sup>2</sup> )	Operation Year
1.	Maninjau HPS - Lubuk Alung	150	60	ACSR 240	1983
2.	Lubuk Alung - Pauh Limo	"	35	"	"
3.	Pauh Limo - Indarung	"	6	"	1986
4.	Indarung - Solok	"	36	"	"
5.	Solok - Salak	"	26	"	"
Transmission Line			163 km		

S. No.	Location	Voltage (kV)	Distance (km)
1.	Padang Branch Area	20	193
		6	58
2.	Bukittinggi Branch Area	20	444
		6	48
3.	Solok Branch Area	20	0.04
		6	0.05
4.	Pekanbaru Branch Area	20	108
		6	137
5.	Tanjung Pinang Branch Area	20	35
		6	28
Distribution Lines		20 kV	780 km
		6 kV	271 km

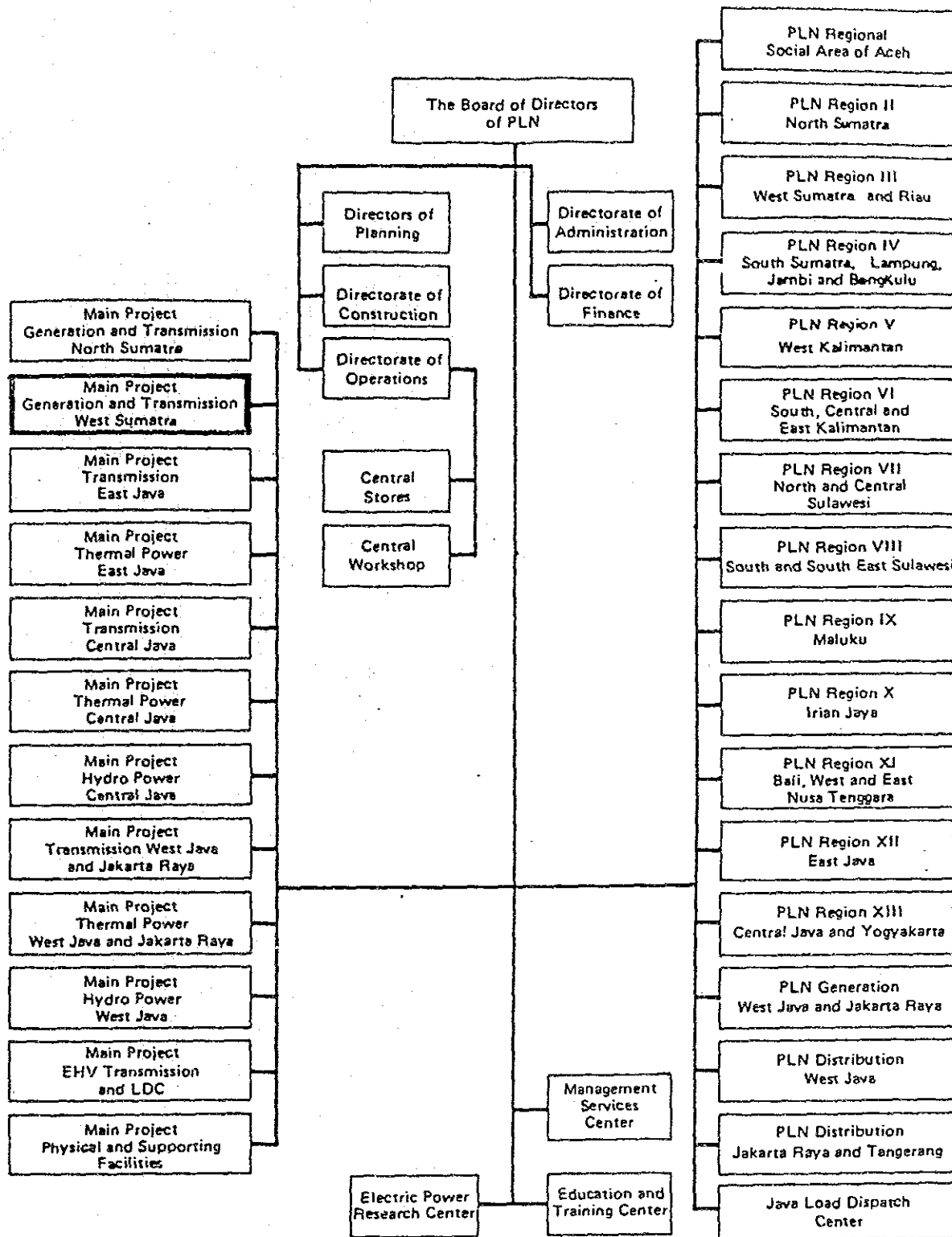
Source: PLN Wilayah III

Annex 2-5 Power Distribution Plan of CALTEX

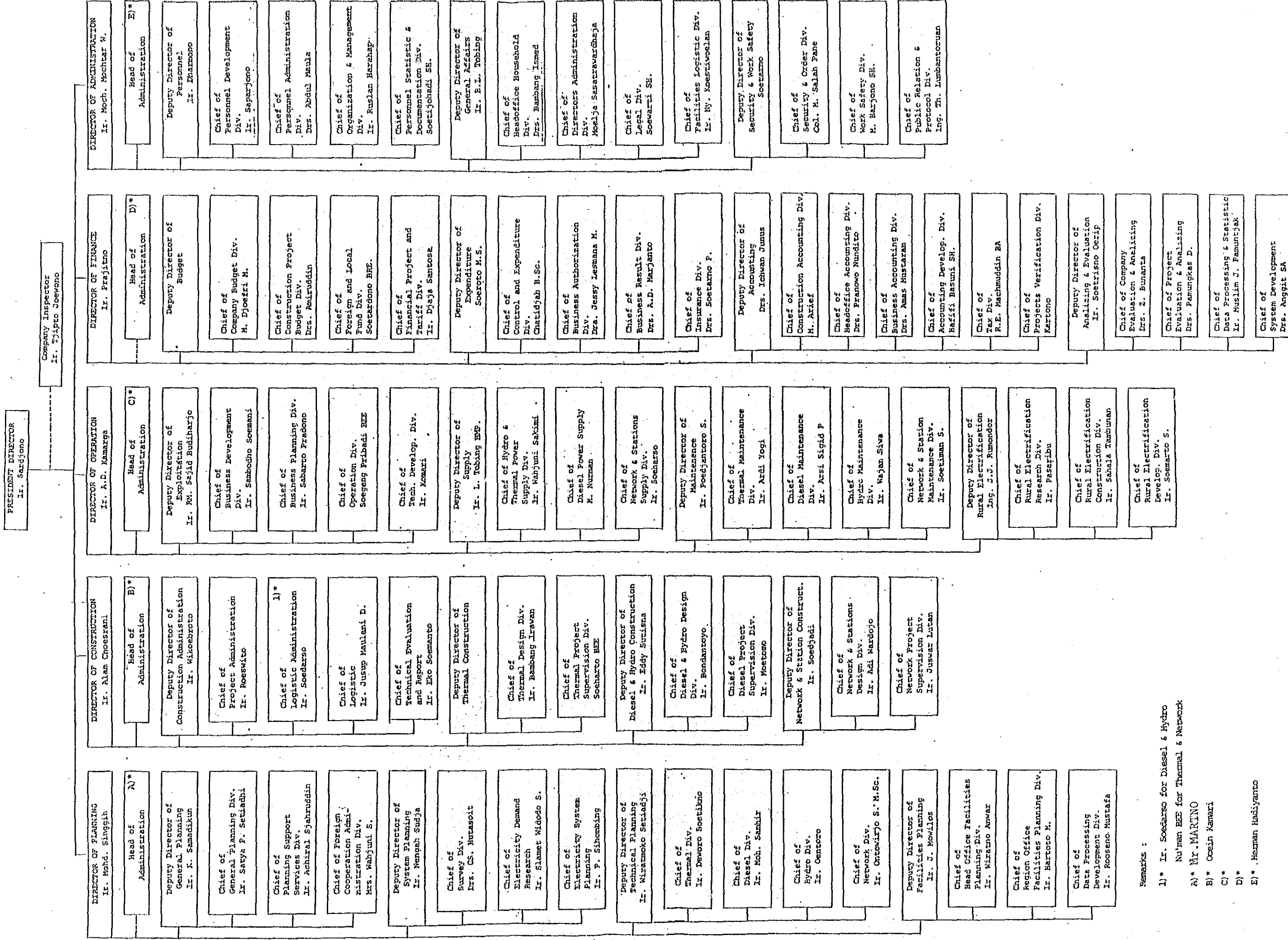




Annex 2-6 Overall Organization of PLN



Source: PLN.



Remarks :

- 1)\* Ir. Soedarso for Diesel & Hydro
- Nu'man BEE for Thermal & Network
- A)\* Mr. MARTINO
- B)\* Ocean Kamari
- C)\*
- D)\*
- E)\* Herman Hadiyanto