

Table 3.3 - 7 POWER DEMAND FORECAST (SALES) : WILAYAH III High Case (excl. PERTAMINA )

Location	Unit	Year	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/2000	2000/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	Annual Growth Rate (%)						
																												85/86- -90/91	00/91- -95/96	05/96- -00/01	00/01- -05/06	85/86- -05/06	
Padang	(GWh)		51.2	56.2	65.3	78.8	91.6	105.2	119.7	135.1	151.7	164.1	177.3	191.6	206.9	223.3	239.0	255.6	273.3	292.0	312.0	330.6	350.1	370.8	392.8	416.0	14.0	8.0	6.9	5.9	8.7		
Bukittinggi	(GWh)		18.3	16.5	16.8	18.2	19.7	21.3	23.0	24.9	26.8	28.6	30.5	32.4	34.6	36.8	38.9	41.1	43.3	45.7	48.3	50.4	52.6	54.9	57.3	59.8	8.0	6.5	5.6	4.4	6.1		
Payakumbuh	(GWh)		4.9	5.0	5.8	8.7	20.2	39.2	49.7	59.9	66.9	70.2	73.8	77.8	82.3	87.4	94.4	101.9	109.9	118.5	127.7	136.7	146.1	156.1	166.6	177.7	50.4	5.5	7.9	6.8	16.3		
Batusangkar	(GWh)		2.7	3.3	3.4	3.8	4.3	4.8	5.4	6.0	6.7	7.4	8.2	9.0	9.9	10.9	11.8	12.8	13.9	15.0	16.3	17.4	18.6	19.8	21.2	22.6	12.0	10.2	8.4	6.8	9.3		
Padang Panjang	(GWh)		3.5	3.3	3.6	4.5	5.2	6.0	6.9	7.9	8.9	9.7	10.6	11.6	12.6	13.8	15.0	16.2	17.5	18.9	20.5	21.8	23.2	24.7	26.3	28.0	14.6	9.2	8.2	6.4	9.6		
Pariaman	(GWh)		1.6	3.6	3.3	4.5	7.6	12.0	15.0	18.0	20.5	22.0	23.7	25.6	27.8	30.3	33.4	36.8	40.5	44.6	49.2	53.6	58.3	63.5	69.0	75.1	35.4	8.1	10.2	8.8	15.1		
Solok	(GWh)		3.5	4.0	4.1	5.4	6.4	7.5	8.8	10.2	11.9	13.7	15.7	18.1	20.7	23.7	29.2	35.0	41.1	47.7	54.7	59.1	63.8	68.8	74.2	80.0	17.1	14.8	18.2	7.9	11.4		
Sawah Lunto	(GWh)		0.6	0.8	0.9	1.3	3.0	5.7	7.3	9.0	10.1	11.2	12.3	13.6	15.0	16.6	19.6	22.7	26.0	29.5	33.3	35.8	38.5	41.3	44.3	47.5	50.7	10.4	14.9	7.4	19.7		
Painan	(GWh)		1.5	1.7	1.9	2.2	2.5	2.9	3.3	3.8	4.4	5.1	5.8	6.6	7.6	8.7	10.0	11.5	13.2	15.0	17.0	18.6	20.4	22.3	24.4	26.7	14.9	14.6	14.3	9.4	13.3		
Lubuk Sikaping	(GWh)		1.0	1.1	1.2	1.9	2.2	2.7	3.2	3.9	4.6	5.4	6.3	7.4	8.6	10.0	11.8	13.8	16.0	18.5	21.2	23.3	25.6	28.1	30.9	34.0	19.3	16.8	16.2	9.9	15.5		
Surantih	(GWh)		0.0	0.0	0.2	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.1	1.3	1.5	1.7	2.0	2.4	2.7	3.1	3.5	4.1	4.7	5.2	5.9	6.7	7.5	8.4	17.1	16.9	14.4	12.3	15.2		
Sungaidareh	(GWh)		0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.7	0.8	1.0	1.3	1.5	1.9	2.3	2.8	3.3	3.9	4.6	5.5	24.6	21.7	23.5	19.0	22.2		
Sungai Penuh	(GWh)		2.5	2.8	3.2	3.6	4.2	4.9	5.7	6.6	7.7	9.2	10.9	12.8	14.9	17.1	19.1	21.2	23.6	26.3	29.2	32.0	35.1	38.5	42.2	46.3	16.4	17.3	11.3	9.7	13.6		
Others (W.S)	(GWh)		2.2	6.5	2.2	2.7	3.2	3.9	4.7	5.7	6.9	8.4	10.3	12.5	15.3	18.6	22.3	26.8	32.1	38.4	46.0	53.6	62.5	72.8	84.8	98.8	20.6	21.9	19.9	16.5	19.7		
WEST SUMATRA	(GWh)		93.5	104.8	112.0	136.2	170.8	216.9	253.7	292.2	328.5	356.6	387.3	421.2	458.9	500.4	548.2	599.8	655.4	716.1	782.4	840.9	904.0	972.2	1046.1	1126.4	19.3	8.8	9.4	7.6	11.1		
Pekanbaru	(GWh)		33.1	40.8	40.7	49.5	57.4	65.6	74.1	83.0	92.4	102.5	113.8	128.6	143.8	159.8	177.2	195.0	213.2	231.8	250.8	270.2	289.9	310.0	330.4	351.1	372.1	393.1	414.1	435.1	456.1	477.1	498.1
Bangkinang	(GWh)		1.2	1.5	2.1	3.0	4.1	5.2	6.5	7.9	9.4	10.9	12.5	14.3	16.4	18.7	21.0	23.6	26.5	29.7	33.4	36.8	40.7	44.9	49.6	54.8	25.7	14.7	12.3	10.4	15.6		
Dumai	(GWh)		6.1	7.7	7.9	8.5	10.0	11.7	13.6	15.6	17.8	19.7	21.9	24.2	26.8	29.8	33.8	38.2	42.8	47.8	53.2	59.0	65.2	71.8	78.8	86.2	15.9	10.9	21.3	6.6	13.5		
Duri	(GWh)		0.8	1.2	1.7	1.9	2.2	2.5	2.9	3.4	3.8	4.4	5.0	5.6	6.4	7.3	8.5	9.8	11.2	12.7	14.4	15.7	17.1	18.6	20.3	22.1	14.9	13.9	14.6	8.9	13.1		
Minas	(GWh)		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.8	1.1	1.3	1.6	1.9	2.3	2.7	3.1	3.5	3.9	4.3	4.7	40.6	141.0	6.9				
B.Siapi-api	(GWh)		3.1	3.1	3.3	3.7	4.2	4.8	5.4	6.1	6.9	7.7	8.6	9.7	10.8	12.1	13.3	14.7	16.3	18.0	19.9	22.0	24.4	26.9	29.6	32.5	13.3	11.9	10.5	10.3	11.5		
Rengat	(GWh)		1.9	2.2	2.4	3.6	4.8	6.0	7.4	8.9	10.6	12.6	14.9	17.3	20.0	23.0	25.7	28.6	31.9	35.6	39.8	46.8	54.2	62.1	70.4	79.3	24.1	16.8	11.6	14.8	16.7		
Tembilahan	(GWh)		2.3	2.6	2.7	3.2	3.8	4.5	5.4	6.4	7.6	8.9	10.4	12.1	14.1	16.5	18.8	21.6	24.6	28.2	32.2	37.1	42.4	48.2	54.6	61.6	18.9	16.8	14.3	13.9	15.9		
Teluk Kuantan	(GWh)		0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.9	1.2	1.5	1.9	2.4	2.9	3.6	4.4	5.4	6.3	7.4	8.8	10.3	12.2	14.1	16.2	18.5	21.2	24.2	25.9	23.2	17.7	14.7	20.3		
Cerenti	(GWh)		0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.8	1.0	1.2	1.5	1.8	2.4	3.1	3.8	4.7	5.7	14.9	24.6	24.6	25.9	22.4		
Ujungbatu	(GWh)		0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.7	0.8	1.1	1.4	1.7	2.1	2.7	3.3	4.2	5.5	7.1	8.9	10.9	13.3	32.0	28.5	24.6	25.9	27.7		
Others (R)	(GWh)		2.3	0.9	4.3	4.9	5.5	6.3	7.1	8.0	9.1	11.2	13.7	16.8	20.6	25.3	30.5	36.8	44.3	53.5	64.5	75.7	88.8	104.2	122.3	143.6	13.2	22.7	20.6	17.4	18.4		
RIAU	(GWh)		51.3	60.7	65.8	79.1	93.0	107.9	124.1	141.4	160.3	181.3	205.1	233.9	261.7	288.1	319.5	349.6	383.6	422.0	464.4	510.8	561.7	617.6	678.8	745.6	818.4	15.2	19.0	13.0	8.9	14.0	
<1> WILAYAH III	(GWh)		144.8	165.5	177.8	215.3	263.8	324.8	377.8	433.6	488.8	537.9	592.4	725.1	810.6	883.5	987.7	1099.4	1219.0	1348.1	1488.8	1610.2	1741.7	1884.0	2038.9	2208.0	17.8	12.6	11.0	8.2	12.3		
<2> SEMEN PADANG	(GWh)			59.0	87.0	96.0	107.0	118.0	131.0	146.0	161.0	179.0	198.0	220.0	244.0	270.0	284.0	298.0	313.0	328.0	345.0	362.0	380.0	399.0	419.0	440.0	10.9	10.9	5.0	5.0	7.9		
<3> PERTAMINA	(GWh)																																
<4> <1>+<2>+<3>	(GWh)		144.8	224.5	264.8	311.3	370.8	442.8	508.8	579.6	649.8	716.9	790.4	945.1	1054.6	1153.5	1271.7	1397.4	1532.0	1676.1	1833.8	1972.2	2121.7	2283.0	2457.9	2648.0	15.9	12.2	9.7	7.6	11.3		

Table 3.3 - 8 POWER DEMAND FORECAST OF 150kV SYSTEM (SALES) : WILAYAH III High Case (excl. PERTAMINA)

Location	Unit	Year																				Annual Growth Rate (%)											
		82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/2000	2000/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	85/86- -90/91	90/91- -95/96	95/96- -00/01	00/01- -05/06	85/86- -05/06			
Padang	(GWh)	51.2	56.2	65.3	78.8	91.6	105.2	119.7	135.1	151.7	164.1	177.3	191.6	206.9	223.3	239.0	255.6	273.3	292.0	312.0	330.6	350.1	370.8	392.8	416.0	14.0	8.0	6.9	5.9	8.7			
Bukittinggi	(GWh)	18.3	16.5	16.8	18.2	19.7	21.3	23.0	24.9	26.8	28.6	30.5	32.4	34.6	36.8	38.9	41.1	43.3	45.7	48.3	50.4	52.6	54.9	57.3	59.8	8.0	6.5	5.6	4.4	6.1			
Payakumbuh	(GWh)	4.9	5.0	5.8	8.7	20.2	39.2	49.7	59.9	66.9	70.2	73.8	77.8	82.3	87.4	94.4	101.9	109.9	118.5	127.7	136.7	146.1	156.1	166.6	177.7	50.4	5.5	7.9	6.8	16.3			
Batusangkar	(GWh)	2.7	3.3	3.4	3.8	4.3	4.8	5.4	6.0	6.7	7.4	8.2	9.0	9.9	10.9	11.8	12.8	13.9	15.0	16.3	17.4	18.6	19.8	21.2	22.6	12.0	10.2	8.4	6.8	9.3			
Padang Panjang	(GWh)	3.5	3.3	3.6	4.5	5.2	6.0	6.9	7.9	8.9	9.7	10.6	11.6	12.6	13.8	15.0	16.2	17.5	18.9	20.5	21.8	23.2	24.7	26.3	28.0	14.6	9.2	8.2	6.4	9.6			
Pariaman	(GWh)	1.6	3.6	3.3	4.5	7.6	12.0	15.0	18.0	20.5	22.0	23.7	25.6	27.8	30.3	33.4	36.8	40.5	44.6	49.2	53.6	58.3	63.5	69.0	75.1	35.4	8.1	10.2	8.8	15.1			
Solok	(GWh)	3.5	4.0	4.1		6.4	7.5	8.8	10.2	11.9	13.7	15.7	18.1	20.7	23.7	29.2	35.0	41.1	47.7	54.7	59.1	63.8	68.8	74.2	80.0		14.8	18.2	7.9				
Sawah Lunto	(GWh)	0.6	0.8	0.9		3.0	5.7	7.3	9.0	10.1	11.2	12.3	13.6	15.0	16.6	19.6	22.7	26.0	29.5	33.3	35.8	38.5	41.3	44.3	47.5		10.4	14.9	7.4				
Painan	(GWh)	1.5	1.7	1.9																17.0	18.6	20.4	22.3	24.4	26.7				9.4				
Lubuk Sikaping	(GWh)	1.0	1.1	1.2																21.2	23.3	25.6	28.1	30.9	34.0				9.9				
Surantih	(GWh)	0.0	0.0	0.2																													
Sungaidareh	(GWh)	0.0	0.0	0.1																													
Sungai Penuh	(GWh)	2.5	2.8	3.2																													
Others (W.S)	(GWh)	2.2	6.5	2.2																													
WEST SUMATRA	(GWh)	93.5	104.8	112.0	118.5	158.0	201.7	235.8	271.0	303.5	326.9	352.1	379.7	409.8	442.8	481.3	522.1	565.5	611.9	700.2	747.3	797.2	850.3	907.0	967.4	20.7	7.8	9.6	6.7	11.1			
Pekanbaru	(GWh)	33.1	40.8	40.7									134.1	229.8	241.9	255.8	270.2	285.1	300.4	316.4	334.4	352.9	372.1	391.9	412.3			5.5	5.4				
Bangkinang	(GWh)	1.2	1.5	2.1									7.4	16.4	18.7	21.0	23.6	26.5	29.7	33.4	36.8	40.7	44.9	49.6	54.8			12.3	10.4				
Dumai	(GWh)	6.1	7.7	7.9											29.8	38.8	48.2	57.8	67.8	78.2	83.4	88.9	94.8	101.0	107.6			21.3	6.6				
Duri	(GWh)	0.8	1.2	1.7											7.3	8.5	9.8	11.2	12.7	14.4	15.7	17.1	18.6	20.3	22.1			14.6	8.9				
Minas	(GWh)	0.0	0.0	0.0												18.3	35.6	53.2	71.0	89.4	95.4	101.9	108.8	116.3	124.6				6.9				
B.Siapi-api	(GWh)	3.1	3.1	3.3																19.9	22.0	24.4	26.9	29.6	32.5				10.3				
Rengat	(GWh)	1.9	2.2	2.4																39.8	46.8	54.2	62.1	70.4	79.3				14.8				
Tembilahan	(GWh)	2.3	2.6	2.7																32.2	37.1	42.4	48.2	54.6	61.6				13.9				
Teluk Kuantan	(GWh)	0.4	0.5	0.5																12.2	14.1	16.2	18.5	21.2	24.2				14.7				
Cerenti	(GWh)	0.0	0.1	0.1																													
Ujungbatu	(GWh)	0.1	0.1	0.1																													
Others (R)	(GWh)	2.3	0.9	4.3																													
RIAU	(GWh)	51.3	60.7	65.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	141.5	246.2	297.7	342.4	387.4	433.8	481.6	635.9	685.7	738.7	794.9	854.9	919.0			16.4	7.6				
<1> WILAYAH III 150kV SYSTEM	(GWh)	144.8	165.5	177.8	118.5	158.0	201.7	235.8	271.0	303.5	326.9	352.1	521.2	656.0	740.5	823.7	909.5	999.3	1093.5	1336.1	1433.0	1535.9	1645.2	1761.9	1886.4	20.7	19.5	12.5	7.1	14.8			
<2> SEMEN PADANG	(GWh)		59.0	87.0	96.0	107.0	118.0	131.0	146.0	161.0	179.0	198.0	220.0	244.0	270.0	284.0	298.0	313.0	328.0	345.0	362.0	380.0	399.0	419.0	440.0	10.9	10.9	5.0	5.0	7.9			
<3> PERTAMINA	(GWh)																																
<4> <1>+<2>+<3>	(GWh)	144.8	224.5	264.8	214.5	265.0	319.7	366.8	417.0	464.5	505.9	550.1	741.2	900.0	1010.5	1107.7	1207.5	1312.3	1421.5	1681.1	1795.0	1915.9	2044.2	2180.9	2326.4	16.7	16.8	10.7	6.7	12.7			

Table 3.3 - 9 POWER DEMAND FORECAST (SALES) : WILAYAH III Low Case (incl. PERTAMINA )

Location	Unit	Year																				Annual Growth Rate (%)									
		82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/2000	2000/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	85/86- -90/91	00/91- -95/96	05/96- 00/01	00/01- -05/06	85/86- -05/06	
Padang	(GWh)	51.2	56.2	65.3	77.9	89.6	101.9	114.8	128.4	142.8	153.8	165.4	177.8	191.0	205.2	219.5	234.7	250.8	268.0	286.2	303.9	322.7	342.6	363.7	386.1	12.9	7.5	6.9	6.2	8.3	
Bukittinggi	(GWh)	18.3	16.5	16.8	18.0	19.2	20.6	21.9	23.4	24.9	26.4	27.9	29.6	31.3	33.1	34.9	36.8	38.9	41.0	43.2	45.1	47.1	49.3	51.5	53.9	6.7	5.9	5.5	4.5	5.6	
Payakumbuh	(GWh)	4.9	5.0	5.8	8.7	19.6	38.3	48.3	58.1	64.3	66.9	69.6	72.6	75.8	79.3	85.1	91.2	97.6	104.4	111.5	119.2	127.2	135.6	144.5	153.8	49.2	4.3	7.1	6.6	15.4	
Batusangkar	(GWh)	2.7	3.3	3.4	3.7	4.1	4.4	4.8	5.2	5.7	6.2	6.7	7.2	7.8	8.4	9.0	9.7	10.4	11.1	12.0	12.7	13.6	14.5	15.4	16.4	9.0	8.1	7.4	6.4	7.7	
Padang Panjang	(GWh)	3.5	3.3	3.6	4.4	5.0	5.6	6.3	7.0	7.7	8.2	8.8	9.4	10.1	10.8	11.6	12.4	13.3	14.2	15.2	16.2	17.2	18.3	19.5	20.7	11.8	7.0	7.1	6.4	8.1	
Pariaman	(GWh)	1.6	3.6	3.3	4.4	7.7	11.3	14.0	16.9	19.0	20.1	21.3	22.7	24.1	25.8	28.0	30.5	33.1	35.9	39.0	42.3	45.9	49.7	53.8	58.2	34.0	6.3	8.6	8.3	13.8	
Solok	(GWh)	3.5	4.0	4.1	5.3	6.0	6.8	7.8	8.8	9.9	11.2	12.6	14.1	15.9	17.8	22.4	27.2	32.2	37.5	43.0	46.5	50.1	54.1	58.3	62.9	13.3	12.4	19.3	7.9	13.2	
Sawah Lunto	(GWh)	0.6	0.8	0.9	1.3	2.9	5.5	7.1	8.8	9.7	10.6	11.5	12.5	13.6	14.8	17.5	20.2	23.0	26.0	29.1	31.3	33.6	36.0	38.6	41.4	49.5	8.8	14.5	7.3	18.9	
Painan	(GWh)	1.5	1.7	1.9	2.2	2.4	2.6	2.9	3.1	3.6	4.1	4.5	5.1	5.6	6.3	7.3	8.3	9.5	10.7	12.0	13.1	14.2	15.5	16.9	18.5	10.4	11.8	13.8	9.0	11.2	
Lubuk Sikaping	(GWh)	1.0	1.1	1.2	1.8	2.1	2.4	2.8	3.2	3.7	4.3	4.8	5.5	6.3	7.2	8.4	9.8	11.3	12.9	14.7	16.1	17.6	19.3	21.2	23.3	15.5	14.2	15.3	9.6	13.7	
Surantih	(GWh)	0.0	0.0	0.2	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.5	1.7	1.9	2.1	2.3	2.6	2.8	3.1	3.5	3.8	4.2	12.5	10.8	11.6	10.1	11.2	
Sungaidareh	(GWh)	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	1.2	1.4	1.7	2.0	2.3	2.8	14.9	20.1	19.1	18.5	18.1	
Sungai Penuh	(GWh)	2.5	2.8	3.2	3.5	3.9	4.4	5.0	5.6	6.3	7.6	8.8	10.2	11.7	13.3	14.7	16.1	17.7	19.5	21.4	23.3	25.4	27.6	30.1	32.8	12.5	16.1	10.0	8.9	11.8	
Others (W.S)	(GWh)	2.2	6.5	2.2	2.4	2.7	3.0	3.3	3.6	4.0	4.8	5.8	7.0	8.5	10.2	12.3	14.8	17.7	21.3	25.6	30.3	35.9	42.5	50.3	59.5	10.8	20.6	20.2	18.4	17.4	
WEST SUMATRA	(GWh)	93.5	104.8	112.0	134.2	165.9	207.5	239.9	273.1	302.7	325.5	349.1	375.3	403.4	434.2	473.0	514.3	558.5	605.8	656.7	704.2	755.3	810.5	869.9	934.5	17.7	7.5	8.6	7.3	10.2	
Pekanbaru	(GWh)	33.1	40.8	40.7	49.0	56.3	63.8	71.6	79.7	88.0	98.9	111.2	121.1	136.6	152	168	186	205	227	251	275	301	331	363	398	23.7	12.6	10.6	9.7	14.0	
Bangkinang	(GWh)	1.2	1.5	2.1	2.9	3.9	4.9	6.0	7.1	8.4	9.5	10.7	12.1	13.6	15.2	16.8	18.6	20.5	22.7	25.1	27.5	30.1	33.1	36.3	39.8	13.5	8.8	23.0	6.2	12.7	
Dumai	(GWh)	6.1	7.7	7.9	8.3	9.6	10.9	12.4	14.0	15.6	17.0	18.5	20.1	21.9	23.8	32.0	40.5	49.0	57.8	66.9	71.0	75.5	80.1	85.0	90.2	11.0	11.4	14.7	8.8	11.4	
Duri	(GWh)	0.8	1.2	1.7	1.9	2.1	2.3	2.6	2.9	3.2	3.6	4.0	4.4	4.9	5.5	6.4	7.4	8.5	9.6	10.9	11.8	12.9	14.0	15.2	16.6	11.0	11.4	14.7	8.8	11.4	
Minas	(GWh)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.7	17.7	34.8	52.1	69.4	87.1	92.7	98.5	104.7	111.4	118.7		47.6	162.4	6.4		
B.Siapi-api	(GWh)	3.1	3.1	3.3	3.6	4.0	4.4	4.8	5.3	5.8	6.3	6.9	7.6	8.3	9.0	9.8	10.7	11.6	12.7	13.8	15.3	17.0	18.7	20.6	22.5	10.0	9.2	8.9	10.3	9.6	
Rengat	(GWh)	1.9	2.2	2.4	3.5	4.6	5.6	6.8	8.1	9.4	11.1	12.8	14.7	16.7	18.9	20.8	22.9	25.1	27.6	30.3	36.2	42.4	48.9	55.7	62.8	21.8	15.0	9.9	15.7	15.5	
Tembilahan	(GWh)	2.3	2.6	2.7	3.1	3.6	4.1	4.7	5.4	6.3	7.1	8.1	9.3	10.5	12.0	13.5	15.3	17.2	19.4	21.9	25.5	29.4	33.6	38.2	43.1	15.2	13.8	12.8	14.5	14.1	
Teluk Kuantan	(GWh)	0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.3	1.5	1.9	2.3	2.8	3.3	3.9	4.5	5.2	6.1	7.1	8.2	9.5	11.0	12.7	14.6	16.7	20.1	21.1	16.0	15.3	18.1	
Cerenti	(GWh)	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.4	1.8	2.3	2.8	3.4		32.0	20.1	27.7	19.3	
Ujungbatu	(GWh)	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.2	1.5	1.8	2.2	3.2	4.2	5.3	6.6	7.9	24.6	21.7	22.4	29.1	24.4	
Others (R)	(GWh)	2.3	0.9	4.3	4.7	5.2	5.7	6.2	6.8	7.5	8.8	10.4	12.2	14.4	16.9	19.8	23.2	27.1	31.8	37.2	43.0	49.7	57.5	66.5	76.9	9.8	17.6	17.1	15.6	15.0	
RIAU	(GWh)	51.3	60.7	65.8	77.8	90.3	102.9	116.5	131.1	146.2	165.0	185.9	213.8	241.6	270.2	309.1	349.2	393.2	441.9	491.8	543.6	597.6	654.6	714.6	777.6	843.6	13.4	18.4	12.3	8.0	13.0
<1> WILAYAH III	(GWh)	144.8	165.5	177.8	212.0	256.2	310.4	356.4	404.2	448.9	490.5	535.0	649.1	719.0	774.4	862.1	954.5	1051.7	1154.7	1264.5	1361.8	1466.1	1578.1	1698.5	1828.4	16.2	11.5	10.3	7.7	11.4	
<2> SEMEN PADANG	(GWh)		59.0	87.0	96.0	107.0	118.0	131.0	146.0	161.0	179.0	198.0	220.0	244.0	270.0	284.0	298.0	313.0	328.0	345.0	362.0	380.0	399.0	419.0	440.0	10.9	10.9	5.0	5.0	7.9	
<3> PERTAMINA	(GWh)														96.0	209.0	235.0	261.0	289.0	318.0	348.0	381.0	414.0	450.0	486.0			27.1	8.9		
<4> <1>+<2>+<3>	(GWh)	144.8	224.5	264.8	308.0	363.2	428.4	487.4	550.2	609.9	669.5	733.0	809.1	893.0	1140.4	1355.1	1487.5	1625.7	1771.7	1927.5	2071.8	2227.1	2391.1	2567.5	2754.4	14.6	13.3	11.1	7.4	11.6	

Table 3.3 - 10 POWER DEMAND FORECAST OF 150kV SYSTEM (SALES) : WILAYAH III Low Case (incl. PERTAMINA)

Location	Unit	Year	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/2000	2000/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	Annual Growth Rate (%)				
																												85/86- -90/91	00/91- -95/96	05/96- -00/01	00/01- -05/06
Padang	(GWh)	51.2	56.2	65.3	77.9	89.6	101.9	114.8	128.4	142.8	153.8	165.4	177.8	191.0	205.2	219.5	234.7	250.8	268.0	286.2	303.9	322.7	342.6	363.7	386.1	12.9	7.5	6.9	6.2	8.3	
Bukittinggi	(GWh)	18.3	16.5	16.8	18.0	19.2	20.6	21.9	23.4	24.9	26.4	27.9	29.6	31.3	33.1	34.9	36.8	38.9	41.0	43.2	45.1	47.1	49.3	51.5	53.9	6.7	5.9	5.5	4.5	5.6	
Payakumbuh	(GWh)	4.9	5.0	5.8	8.7	19.6	38.3	48.3	58.1	64.3	66.9	69.6	72.6	75.8	79.3	85.1	91.2	97.6	104.4	111.5	119.2	127.2	135.6	144.5	153.8	49.2	4.3	7.1	6.6	15.4	
Batusangkar	(GWh)	2.7	3.3	3.4	3.7	4.1	4.4	4.8	5.2	5.7	6.2	6.7	7.2	7.8	8.4	9.0	9.7	10.4	11.1	12.0	12.7	13.6	14.5	15.4	16.4	9.0	8.1	7.4	6.4	7.7	
Padang Panjang	(GWh)	3.5	3.3	3.6	4.4	5.0	5.6	6.3	7.0	7.7	8.2	8.8	9.4	10.1	10.8	11.6	12.4	13.3	14.2	15.2	16.2	17.2	18.3	19.5	20.7	11.8	7.0	7.1	6.4	8.1	
Pariaman	(GWh)	1.6	3.6	3.3	4.4	7.7	11.3	14.0	16.9	19.0	20.1	21.3	22.7	24.1	25.8	28.0	30.5	33.1	35.9	39.0	42.3	45.9	49.7	53.8	58.2	34.0	6.3	8.6	8.3	13.8	
Solok	(GWh)	3.5	4.0	4.1		6.0	6.8	7.8	8.8	9.9	11.2	12.6	14.1	15.9	17.8	22.4	27.2	32.2	37.5	43.0	46.5	50.1	54.1	58.3	62.9		12.4	19.3	7.9		
Sawah Lunto	(GWh)	0.6	0.8	0.9		2.9	5.5	7.1	8.8	9.7	10.6	11.5	12.5	13.6	14.8	17.5	20.2	23.0	26.0	29.1	31.3	33.6	36.0	38.6	41.4		8.8	14.5	7.3		
Painan	(GWh)	1.5	1.7	1.9																12.0	13.1	14.2	15.5	16.9	18.5				9.0		
Lubuk Sikaping	(GWh)	1.0	1.1	1.2																14.7	16.1	17.6	19.3	21.2	23.3				9.6		
Surantih	(GWh)	0.0	0.0	0.2																											
Sungaidaroh	(GWh)	0.0	0.0	0.1																											
Sungai Penuh	(GWh)	2.5	2.8	3.2																											
Others (W.S)	(GWh)	2.2	6.5	2.2																											
WEST SUMATRA	(GWh)	93.5	104.8	112.0	117.1	154.1	194.4	225.0	256.6	284.0	303.4	323.8	345.9	369.6	395.2	428.0	462.7	499.3	538.1	605.9	646.4	689.2	734.9	783.4	835.2	19.4	6.8	8.9	6.6	10.3	
Pekanbaru	(GWh)	33.1	40.8	40.7									126.8	220.5	233.1	246.3	259.8	273.8	288.2	303.2	320.5	338.3	356.7	375.7	395.3				5.4	5.4	
Bangkinang	(GWh)	1.2	1.5	2.1									6.2	13.6	15.2	16.8	18.6	20.5	22.7	25.1	27.5	30.1	33.1	36.3	39.8				10.6	9.7	
Dumai	(GWh)	6.1	7.7	7.9											23.8	32.0	40.5	49.0	57.8	66.9	71.0	75.5	80.1	85.0	90.2				23.0	6.2	
Duri	(GWh)	0.8	1.2	1.7											5.5	6.4	7.4	8.5	9.6	10.9	11.8	12.9	14.0	15.2	16.6				14.7	8.8	
Minas	(GWh)	0.0	0.0	0.0												17.7	34.8	52.1	69.4	87.1	92.7	98.5	104.7	111.4	118.7					6.4	
B.Siapi-api	(GWh)	3.1	3.1	3.3																13.8	15.3	17.0	18.7	20.6	22.5					10.3	
Rengat	(GWh)	1.9	2.2	2.4																30.3	36.2	42.4	48.9	55.7	62.8					15.7	
Tembilahan	(GWh)	2.3	2.6	2.7																21.9	25.5	29.4	33.6	38.2	43.1					14.5	
Teluk Kuantan	(GWh)	0.4	0.5	0.5																8.2	9.5	11.0	12.7	14.6	16.7					15.3	
Corenti	(GWh)	0.0	0.1	0.1																											
Ujungbatu	(GWh)	0.1	0.1	0.1																											
Others (R)	(GWh)	2.3	0.9	4.3																											
RIAU	(GWh)	51.3	60.7	65.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	133.0	234.1	277.6	319.2	361.1	403.9	447.7	567.4	610.0	655.1	702.5	752.7	805.7				15.4	7.3	
<1> WILAYAH III 150kV SYSTEM	(GWh)	144.8	165.5	177.8	117.1	154.1	194.4	225.0	256.6	284.0	303.4	323.8	478.9	603.7	672.8	747.2	823.8	903.2	985.8	1173.3	1256.4	1344.3	1437.4	1536.1	1640.9	19.4	18.8	11.8	6.9	14.1	
<2> SEMEN PADANG	(GWh)		59.0	87.0	96.0	107.0	118.0	131.0	146.0	161.0	179.0	198.0	220.0	244.0	270.0	284.0	298.0	313.0	328.0	345.0	362.0	380.0	399.0	419.0	440.0	10.9	10.9	5.0	5.0	7.9	
<3> PERTAMINA	(GWh)														96.0	209.0	235.0	261.0	289.0	318.0	348.0	381.0	414.0	450.0	486.0				27.1	8.9	
<4> <1>+<2>+<3>	(GWh)	144.8	224.5	264.8	213.1	261.1	312.4	356.0	402.6	445.0	482.4	521.8	698.9	847.7	1038.8	1240.2	1356.8	1477.2	1602.8	1836.3	1966.4	2105.3	2250.4	2405.1	2566.9	15.9	18.5	12.1	6.9	13.3	

Table 3.3 - 11 POWER DEMAND FORECAST (SALES) : WILAYAH III Low Case (excl. PERTAMINA )

Location	Unit	Year	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/2000	2000/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	Annual Growth Rate (%)				
																												85/86- 90/91	90/91- 95/96	95/96- 00/01	00/01- 05/06
Padang	(GWh)		51.2	56.2	65.3	77.9	89.6	101.9	114.8	128.4	142.8	153.8	165.4	177.8	191.0	205.2	219.5	234.7	250.8	268.0	286.2	303.9	322.7	342.6	363.7	386.1	12.9	7.5	6.9	6.2	8.3
Bukittinggi	(GWh)		18.3	16.5	16.8	18.0	19.2	20.6	21.9	23.4	24.9	26.4	27.9	29.6	31.3	33.1	34.9	36.8	38.9	41.0	43.2	45.1	47.1	49.3	51.5	53.9	6.7	5.9	5.5	4.5	5.6
Payakumbuh	(GWh)		4.9	5.0	5.8	8.7	19.6	38.3	48.3	58.1	64.3	66.9	69.6	72.6	75.8	79.3	85.1	91.2	97.6	104.4	111.5	119.2	127.2	135.6	144.5	153.8	49.2	4.3	7.1	6.6	15.4
Batusangkar	(GWh)		2.7	3.3	3.4	3.7	4.1	4.4	4.8	5.2	5.7	6.2	6.7	7.2	7.8	8.4	9.0	9.7	10.4	11.1	12.0	12.7	13.6	14.5	15.4	16.4	9.0	8.1	7.4	6.4	7.7
Padang Panjang	(GWh)		3.5	3.3	3.6	4.4	5.0	5.6	6.3	7.0	7.7	8.2	8.8	9.4	10.1	10.8	11.6	12.4	13.3	14.2	15.2	16.2	17.2	18.3	19.5	20.7	11.8	7.0	7.1	6.4	8.1
Pariaman	(GWh)		1.6	3.6	3.3	4.4	7.7	11.3	14.0	16.9	19.0	20.1	21.3	22.7	24.1	25.8	28.0	30.5	33.1	35.9	39.0	42.3	45.9	49.7	53.8	58.2	31.0	6.3	8.6	8.3	13.8
Solok	(GWh)		3.5	4.0	4.1	5.3	6.0	6.8	7.8	8.8	9.9	11.2	12.6	14.1	15.9	17.8	22.4	27.2	32.2	37.5	43.0	46.5	50.1	54.1	58.3	62.9	13.3	12.4	19.3	7.9	13.2
Sawah Lunto	(GWh)		0.6	0.8	0.9	1.3	2.9	5.5	7.1	8.8	9.7	10.6	11.5	12.5	13.6	14.8	17.5	20.2	23.0	26.0	29.1	31.3	33.6	36.0	38.6	41.4	49.5	8.8	14.5	7.3	18.9
Painan	(GWh)		1.5	1.7	1.9	2.2	2.4	2.6	2.9	3.1	3.6	4.1	4.5	5.1	5.6	6.3	7.3	8.3	9.5	10.7	12.0	13.1	14.2	15.5	16.9	18.5	10.4	11.8	13.8	9.0	11.2
Lubuk Sikaping	(GWh)		1.0	1.1	1.2	1.8	2.1	2.4	2.8	3.2	3.7	4.3	4.8	5.5	6.3	7.2	8.4	9.8	11.3	12.9	14.7	16.1	17.6	19.3	21.2	23.3	15.5	14.2	15.3	9.6	13.7
Surantih	(GWh)		0.0	0.0	0.2	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	1.3	1.5	1.7	1.9	2.1	2.3	2.6	2.8	3.1	3.5	3.8	4.2	12.5	10.8	11.6	10.1	11.2
Sungaidireh	(GWh)		0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.4	0.5	0.6	0.7	0.9	1.0	1.2	1.4	1.7	2.0	2.3	2.8	14.9	20.1	19.1	18.5	18.1
Sungai Penuh	(GWh)		2.5	2.8	3.2	3.5	3.9	4.4	5.0	5.6	6.3	7.6	8.8	10.2	11.7	13.3	14.7	16.1	17.7	19.5	21.4	23.3	25.4	27.6	30.1	32.8	12.5	16.1	10.0	8.9	11.8
Others (W.S)	(GWh)		2.2	6.5	2.2	2.4	2.7	3.0	3.3	3.6	4.0	4.8	5.8	7.0	8.5	10.2	12.3	14.8	17.7	21.3	25.6	30.3	35.9	42.5	50.3	59.5	10.8	20.6	20.2	18.4	17.4
WEST SUMATRA	(GWh)		93.5	104.8	112.0	134.2	165.9	207.5	239.9	273.1	302.7	325.5	349.1	375.3	403.4	434.2	473.0	514.3	558.5	605.8	656.7	704.2	755.3	810.5	869.9	934.5	17.7	7.5	8.6	7.3	10.2
Pekanbaru	(GWh)		33.1	40.8	40.7	49.0	56.3	63.8	71.6	79.7	88.0	98.9	111.2	121.1	136.6	152.1	168.8	186.6	205.5	227.7	251.1	275.5	301.1	331.1	363.3	395.3	12.4	21.5	5.4	5.4	11.0
Bangkinang	(GWh)		1.2	1.5	2.1	2.9	3.9	4.9	6.0	7.1	8.4	9.5	10.7	12.1	13.6	15.2	16.8	18.6	20.5	22.7	25.1	27.5	30.1	33.1	36.3	39.8	23.7	12.6	10.6	9.7	14.0
Dumai	(GWh)		6.1	7.7	7.9	8.3	9.6	10.9	12.4	14.0	15.6	17.0	18.5	20.1	21.9	23.8	32.0	40.5	49.0	57.8	66.9	71.0	75.5	80.1	85.0	90.2	13.5	8.8	23.0	6.2	12.7
Duri	(GWh)		0.8	1.2	1.7	1.9	2.1	2.3	2.6	2.9	3.2	3.6	4.0	4.4	4.9	5.5	6.4	7.4	8.5	9.6	10.9	11.8	12.9	14.0	15.2	16.6	11.0	11.4	14.7	8.8	11.4
Minas	(GWh)		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.7	17.7	34.8	52.1	69.4	87.1	92.7	98.5	104.7	111.4	118.7		47.6	162.4	6.4	
B.Siapi-api	(GWh)		3.1	3.1	3.3	3.6	4.0	4.4	4.8	5.3	5.8	6.3	6.9	7.6	8.3	9.0	9.8	10.7	11.6	12.7	13.8	15.3	17.0	18.7	20.6	22.5	10.0	9.2	8.9	10.3	9.6
Rengat	(GWh)		1.9	2.2	2.4	3.5	4.6	5.6	6.8	8.1	9.4	11.1	12.8	14.7	16.7	18.9	20.8	22.9	25.1	27.6	30.3	36.2	42.4	48.9	55.7	62.8	21.8	15.0	9.9	15.7	15.5
Tambilahan	(GWh)		2.3	2.6	2.7	3.1	3.6	4.1	4.7	5.4	6.3	7.1	8.1	9.3	10.5	12.0	13.5	15.3	17.2	19.4	21.9	25.5	29.4	33.6	38.2	43.1	15.2	13.8	12.8	11.5	14.1
Teluk Kuantan	(GWh)		0.4	0.5	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.3	1.5	1.9	2.3	2.8	3.3	3.9	4.5	5.2	6.1	7.1	8.2	9.5	11.0	12.7	14.6	16.7	20.1	21.1	16.0	15.3	18.1
Cerenti	(GWh)		0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.4	1.8	2.3	2.8	3.4		32.0	20.1	27.7	19.3
Ujungbatu	(GWh)		0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	1.0	1.2	1.5	1.8	2.2	3.2	4.2	5.3	6.6	7.9	24.6	21.7	22.4	29.1	24.4
Others (R)	(GWh)		2.3	0.9	4.3	4.7	5.2	5.7	6.2	6.8	7.5	8.8	10.4	12.2	14.4	16.9	19.8	23.2	27.1	31.8	37.2	43.0	49.7	57.5	66.5	76.9	9.8	17.6	17.1	15.6	15.0
KIAU	(GWh)		51.3	60.7	65.8	77.8	90.3	102.9	116.5	131.1	146.2	165.0	185.9	213.8	241.6	270.2	309.1	349.2	393.2	441.9	491.8	543.6	597.6	653.8	712.6	773.9	13.4	18.4	12.3	8.0	13.0
<1> WILAYAH III	(GWh)		144.8	165.5	177.8	212.0	256.2	310.4	356.4	404.2	448.9	490.5	535.0	649.1	719.0	774.4	862.1	954.5	1051.7	1154.7	1264.5	1361.8	1466.1	1578.1	1698.5	1828.4	16.2	11.5	10.3	7.7	11.4
<2> SEMEN PADANG	(GWh)			59.0	87.0	96.0	107.0	118.0	131.0	146.0	161.0	179.0	198.0	220.0	244.0	270.0	284.0	298.0	313.0	328.0	345.0	362.0	380.0	399.0	419.0	440.0	10.9	10.9	5.0	5.0	7.9
<3> PERTAMINA	(GWh)																														
<4> <1>+<2>+<3>	(GWh)		144.8	224.5	264.8	308.0	363.2	428.4	487.4	550.2	609.9	669.5	733.0	869.1	963.0	1044.4	1146.1	1252.5	1364.7	1482.7	1609.5	1723.8	1846.1	1977.1	2117.5	2268.4	14.6	11.4	9.0	7.1	10.5

Table 3.3 - 12 POWER DEMAND FORECAST OF 150kV SYSTEM (SALES) : WILAYAH III Low Case (excl. PERTAMINA)

Location	Unit	Year	82/83	83/84	84/85	85/86	86/87	87/88	88/89	89/90	90/91	91/92	92/93	93/94	94/95	95/96	96/97	97/98	98/99	99/2000	2000/01	01/02	02/03	03/04	04/05	05/06	Annual Growth Rate (%)				
																												85/86- 90/91	90/91- 95/96	95/96- 00/01	00/01- 05/06
Padang	(GWh)	51.2	56.2	65.3	77.9	89.6	101.9	114.8	128.4	142.8	153.8	165.4	177.8	191.0	205.2	219.5	234.7	250.8	268.0	286.2	303.9	322.7	342.6	363.7	386.1	12.9	7.5	6.9	6.2	8.3	
Bukittinggi	(GWh)	18.3	16.5	16.8	18.0	19.2	20.6	21.9	23.4	24.9	26.4	27.9	29.6	31.3	33.1	34.9	36.8	38.9	41.0	43.2	45.1	47.1	49.3	51.5	53.9	6.7	5.9	5.5	4.5	5.6	
Payakumbuh	(GWh)	4.9	5.0	5.8	8.7	19.6	38.3	48.3	58.1	64.3	68.9	69.6	72.6	75.8	79.3	85.1	91.2	97.6	104.4	111.5	119.2	127.2	135.6	144.5	153.8	49.2	4.3	7.1	6.6	15.4	
Batusangkar	(GWh)	2.7	3.3	3.4	3.7	4.1	4.4	4.8	5.2	5.7	6.2	6.7	7.2	7.8	8.4	9.0	9.7	10.4	11.1	12.0	12.7	13.6	14.5	15.4	16.4	9.0	8.1	7.4	6.4	7.7	
Padang Panjang	(GWh)	3.5	3.3	3.6	4.4	5.0	5.6	6.3	7.0	7.7	8.2	8.8	9.4	10.1	10.8	11.6	12.4	13.3	14.2	15.2	16.2	17.2	18.3	19.5	20.7	11.8	7.0	7.1	6.4	8.1	
Pariaman	(GWh)	1.6	3.6	3.3	4.4	7.7	11.3	14.0	16.9	19.0	20.1	21.3	22.7	24.1	25.8	28.0	30.5	33.1	35.9	39.0	42.3	45.9	49.7	53.8	58.2	34.0	6.3	8.6	8.3	13.8	
Solok	(GWh)	3.5	4.0	4.1		6.0	6.8	7.8	8.8	9.9	11.2	12.6	14.1	15.9	17.8	22.4	27.2	32.2	37.5	43.0	46.5	50.1	54.1	58.3	62.9		12.4	19.3	7.9		
Sawah Lunto	(GWh)	0.6	0.8	0.9		2.9	5.5	7.1	8.8	9.7	10.6	11.5	12.5	13.6	14.8	17.5	20.2	23.0	26.0	29.1	31.3	33.6	36.0	38.6	41.4		8.8	14.5	7.3		
Painan	(GWh)	1.5	1.7	1.9																12.0	13.1	14.2	15.5	16.9	18.5				9.0		
Lubuk Sikaping	(GWh)	1.0	1.1	1.2																14.7	16.1	17.6	19.3	21.2	23.3				9.6		
Surantih	(GWh)	0.0	0.0	0.2																											
Sungaidarah	(GWh)	0.0	0.0	0.1																											
Sungai Penuh	(GWh)	2.5	2.8	3.2																											
Others (W.S)	(GWh)	2.2	6.5	2.2																											
WEST SUMATRA	(GWh)	93.5	104.8	112.0	117.1	154.1	194.4	225.0	256.6	284.0	303.4	323.8	345.9	369.6	395.2	428.0	462.7	499.3	538.1	605.9	646.4	689.2	734.9	783.4	835.2	19.4	6.8	8.9	6.6	10.3	
Pekanbaru	(GWh)	33.1	40.8	40.7									126.8	220.5	233.1	246.3	259.8	273.8	288.2	303.2	320.5	338.3	356.7	375.7	395.3			5.4	5.4		
Bangkinang	(GWh)	1.2	1.5	2.1									6.2	13.6	15.2	16.8	18.6	20.5	22.7	25.1	27.5	30.1	33.1	36.3	39.8			10.6	9.7		
Dumai	(GWh)	6.1	7.7	7.9											23.8	32.0	40.5	49.0	57.8	66.9	71.0	75.5	80.1	85.0	90.2			23.0	6.2		
Duri	(GWh)	0.8	1.2	1.7											5.5	6.4	7.4	8.5	9.6	10.9	11.8	12.9	14.0	15.2	16.6			14.7	8.8		
Hinas	(GWh)	0.0	0.0	0.0												17.7	34.8	52.1	69.4	87.1	92.7	98.5	104.7	111.4	118.7				6.4		
B.Siapi-api	(GWh)	3.1	3.1	3.3																13.8	15.3	17.0	18.7	20.6	22.5				10.3		
Rengat	(GWh)	1.9	2.2	2.4																30.3	36.2	42.4	48.9	55.7	62.8				15.7		
Tembilahan	(GWh)	2.3	2.6	2.7																21.9	25.5	29.4	33.6	38.2	43.1				14.5		
Teluk Kuantan	(GWh)	0.4	0.5	0.5																8.2	9.5	11.0	12.7	14.6	16.7				15.3		
Cerenti	(GWh)	0.0	0.1	0.1																											
Ujungbatu	(GWh)	0.1	0.1	0.1																											
Others (R)	(GWh)	2.3	0.9	4.3																											
RIAU	(GWh)	51.3	60.7	65.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	133.0	234.1	277.6	319.2	361.1	403.9	447.7	507.4	610.0	655.1	702.5	752.7	805.7			15.4	7.3		
<1> WILAYAH III 150kV SYSTEM	(GWh)	144.8	165.5	177.8	117.1	154.1	194.4	225.0	256.6	284.0	303.4	323.8	478.9	603.7	672.8	747.2	823.8	903.2	985.8	1173.3	1256.4	1344.3	1437.4	1536.1	1640.9	19.4	18.8	11.8	6.9	11.1	
<2> SIFON PADANG	(GWh)		59.0	87.0	96.0	107.0	118.0	131.0	146.0	161.0	179.0	198.0	220.0	244.0	270.0	284.0	298.0	313.0	328.0	345.0	362.0	380.0	399.0	419.0	440.0	10.9	10.9	5.0	5.0	7.9	
<3> PERTAMINA	(GWh)																														
<4> <1>+<2>+<3>	(GWh)	144.8	224.5	264.8	213.1	261.1	312.4	356.0	402.6	445.0	482.4	521.8	698.9	847.7	942.8	1031.2	1121.8	1216.2	1313.8	1518.3	1618.4	1724.3	1836.4	1955.1	2080.9	15.9	16.2	10.0	6.5	12.1	



Table 3.4 - 1 Growth Rate of Sold Energy & GDP/GRDP

Growth rate of sold energy of Whole Indonesia (%)						Growth rate of sold energy of Wilayah III (%)						
Year						Year						
1979	24.63					1976	8.33					
1980	23.35	22.08				1977	10.87	13.46				
1981	22.32	21.17	20.27			1978	13.40	16.02	18.64			
1982	20.71	19.43	18.12	16.01		1979	16.36	19.17	22.13	25.71		
1983	18.46	16.96	15.30	12.90	9.87	1980	18.47	21.14	23.82	26.49	27.27	
	1978	1979	1980	1981	1982	Year	1975	1976	1977	1978	1979	Year
Growth rate of GDP of Whole Indonesia (%)						Growth rate of GRDP of Wilayah III (%)						
Year						Year						
1979	6.25					1976	4.48					
1980	8.05	9.88				1977	6.64	8.85				
1981	8.01	8.90	7.93			1978	6.64	7.74	6.65			
1982	6.54	6.63	5.05	2.24		1979	6.72	7.47	6.79	6.93		
1983	6.06	6.02	4.76	3.21	4.19	1980	7.27	7.98	7.69	8.21	9.50	
	1978	1979	1980	1981	1982	Year	1975	1976	1977	1978	1979	Year



Table 3.4 - 2 Elasticity of Sold Energy to GDP/GRDP

		Whole Indonesia					
Year							
1979	3.93						
1980	2.50	2.23					
1981	2.79	2.38	2.56				
1982	3.17	2.93	3.59	7.12			
1983	3.04	2.82	3.21	4.01	2.35		
		1978	1979	1980	1981	1982	Year

		Wilayah III					
Year							
1976	1.86						
1977	1.64	1.52					
1978	2.02	2.07	2.8				
1979	2.43	2.57	3.26	3.71			
1980	2.54	2.65	3.1	3.23	2.87		
		1975	1976	1977	1978	1979	Year

Table 3.4 - 3(1)

## Power Demand Forecast by Macro Scopic Method - 1

Year	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1985	1990	1995	2000	2005		
INDONESIA													
GDP	9,567	10,165	11,169	12,055	12,325	(12,842) <sup>a/</sup>	Basic	14,470	18,920	24,720	31,550	40,270	x10 <sup>9</sup> Rp
							High	14,600	19,350	25,650	33,210	42,990	
							Low	14,350	18,490	23,820	30,120	38,070	
INDONESIA													
Sold ene.	4,287	5,343	6,523	7,845	9,101	(9,999) <sup>a/</sup>	Bc	13,400	25,510	48,580	78,240	126,000	GWh
							Hi	13,660	26,890	52,910	87,570	144,910	
							Lw	13,130	24,190	44,580	70,500	111,480	
Wilayah III													
Sold ene.	70.0	87.6	112.1	140.6	158.4	(237.8) <sup>a/</sup>	Bc	228	435	828	1,333	2,147	GWh
							Hi	233	458	902	1,492	2,469	
							Lw	224	412	760	1,201	1,900	
W.III/W.IND	1.63	1.64	1.72	1.79	1.74	(2.38) <sup>a/</sup>							

## Note:

- 1) GDP is based on the constant price at 1973.
- 2) Padang Cement & PERTAMINA are excluded on account of special consumer.
- 3) Actual data in 1983 is not considered for forecast because of the start year of receiving power to Padang Cement.
- 4) a/: Interim data : Biro Pusat Statistik, PLN Wilayah III

Table 3.4 - 3(2)

## Power Demand Forecast by Macro Scopic Method - 2

Year	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1985	1990	1995	2000	2005		
GRDP													
Wilayah III	357	373	406	433	463	507	Basic	663	866	1,132	1,445	1,800	<sup>9</sup> x10 Rp
Riau	168	175	191	202	212	227	High	672	891	1,181	1,529	1,980	
W.Sumatra	189	198	215	231	251	280	Low	653	842	1,085	1,371	1,733	
Sales GWh													
Wilayah III	47	52	59	70	88	112	Bc	218	426	831	1,340	2,160	GWh
Riau	19	20	23	28	35	47	Hi	226	460	920	1,530	2,530	
W.Sumatra	28	32	36	42	53	65	Lw	211	400	750	1,180	1,870	
Sales GWh/ Year			1981	82	83	84							
Wilayah III			140	159	232	282							
Riau			57	65	76	83							
W.Sumatra			83	94	166	199							

## Note:

- 1) Constant price at 1975 for GDRP.
- 2) Source: West Sumatra BAPPEDA & Riau BAPPEDA, PLN Wilayah III



### 3.6 日負荷特性の分析

入手し得たパダン地区およびパカンバル地区における日負荷曲線データについて分析し、統計的処理を行ったのち、推測統計法的手法により将来の日負荷曲線を想定するものとする。そのため先ず得られたデータにつき、

- ① 週日負荷曲線及び休日負荷曲線につき、各時間毎の平均値の有意差検定を行なう。
- ② 週日及び休日の現在の負荷データを同一母集団として扱えるかどうかを調べる。
- ③ ①、②の結果に基づき週日負荷曲線想定と休日負荷曲線推定に別個の取扱いが必要かどうかを判断する。

#### 3.6.1 週日及び休日負荷曲線における各時間帯の平均値の有意差検定

##### a) パダン地区

入手した負荷曲線データは1984年7月15日(日)、同18日(水)；1984年12月16日(日)、同19日(水)及び1985年3月17日(日)、同20日(水)である。これらについて週休日の有意差検定を行ったところ何れも有意水準5%において“有意でない”、すなわち、週休日の時間帯別平均値に差があるとはいえないという結論を得た(Annex 3 - 2(1), (2), (3)参照)。

##### b) パカンバル地区

パダン地区におけるデータのように、同一年度あるいは至近年度のものは得られず、ただ1982年12月20日(月)と1985年4月17日(水)の負荷曲線のみが入手できた。

これらについてパダンを対象として行ったと同じように負荷特性の有意差検定を行うとAnnex 3 - 3のようになる。

当然であろうが年度が3年も離れているので平均値には差がある。すなわち1985年の方が大である。然しながら、両者の負荷曲線には強い相関があり、3年経過しても需要の構成は殆んど変化していないことを示している。

#### 3.6.2 週日及び休日の日使用電力量の月間変動

一般には年間で、月毎の使用電力量は(a)経済成長があれば増加して行くであろうし、(b)季節需要があれば季節毎に変動するであろうし、又場合によっては(c)成長もしなければ、季節的な変動もないという状態があるかも知れない。

もし(c)の状態であるならば年間のうちの月をとっても、又どの日をとっても同じような姿を示すもので、データの的には同じ母集団から抽出された試料として統計的に処理しうる。

しかし、(a)、又は(b)の場合は、その変化が顕著であるならば、月毎の或いは季節毎のデータはそれぞれ取り扱いを同一にはできない。

ここでは、パダンのデータとして1984年7月、12月及び1985年3月の夫々月内の2日間ではあるが日曜と週日の負荷曲線、したがって日電力量も分っているので(c)であるかどうか仮設をたて、それが棄却されれば(a)と考えてよいだろう。

(インドネシア国では特に季節的に変動する需要があるとは思えない。)

同一月内の日曜、週日の需要(平均電力)には、有意差があるとはいえないという結果をAnnex 3 - 2 (1), (2), (3)で得ているので、この2者の平均をその月を代表する需要の姿とし、7月、12月及び翌年3月の月別の変化を分析した。

その結果は、Annex 3 - 4で示すように全データは同一母集団のものから抽出されたという仮設は棄却され、使用電力量は月によって大いに相違しているということが証明された。

ここでは、すなわち年度末に向って増加の傾向にあるとあって差支えないであろう。

### 3.6.3 休日と週日の負荷曲線の取扱いの区別

(1) すなわちAnnex 3 - 2 (1), (2), (3)の分析において休日と週日需要の間で、その平均値には有意差がないことが判断された。

先進地域においては工業用需要が増加し、そのため週日の工場稼働による影響から、一般には休日と週日需要の間に大きな差があるものである。

然し現在のパダン地区においては、パダンセメントという大工業需要家があるが、この需要は休日、週日を問わず常に一定の生産活動をしているため、週、休日の需要に格差を生ぜしめない。また、その他の工業需要は極くわずかしかなくとも、週休日の需要に変化が生じない大きな理由でもあろう。

しかしながら、モデル負荷曲線に基づいて、週、休日の時間別需要推移について相関分析を行ってみると、Annex 3 - 2 (1)に示すように、1984年7月の場合、相関関係がないという結果となった。同年12月及び1985年3月においては、相関ありとの結果がでていますが、週、休日需要の時間軸変動、すなわち負荷曲線の推

定を行なう場合には、週日と休日を別個に取扱った方がよいと考えられる。

8時間帯のモデル負荷曲線を使用したのは、グルーピングをした方が、変化の姿がより良く捉えられ、分析的確性が持たせられるからである。

#### 3.6.4 日使用電力量の直線回帰

3.6.2, すなわちAnnex 3 - 4で検討したように1984年7月, 12月及び次年3月の使用電力量は夫々大いに差があり, 期末に向って増加しているように考えられる。

直線的な増加と考え, 回帰直線を当てはめてみた。

Annex 3 - 5に算出されているとおり日電力量に関しては,

$$y = 21.8x + 484.1 \quad (\text{MWh})$$

但し  $y$  : 日電力量 MWh

$x$  : 4月を1とする月数

が得られた。

なお, この回帰についてAnnex 3 - 6に示すように回帰分析を行ったところ, 直線回帰が全く正しいとして証左された。

これによって1984年4月の平均日使用電力量を推定すると506MWh/日となる。

### 3.7 モデル負荷曲線の採択

3.6において, 日負荷特性を分析するのに1日8時間帯負荷曲線の形にモデリングを行った。これはさきにも述べたように, 時間を数時間づつまとめてグループをつくって分析した方が, 需要の性格, 情報が的確に得られるからである。

この扱いは, 将来の負荷曲線を想定する場合も妥当であると考えられる。このため, 負荷曲線を構成する代表的な需要種別, すなわち一般住宅用需要, 公共用需要, 商業用需要および工業用需要について夫々の日間における電気の使われ方を8時間帯負荷曲線として想定の基本とすることとした。

これらの各種別々需要の負荷の“形”を定めるに当たっては, 中部スマトラ地区よりは電化も進み, かつ工業化も進んでいる他の地域, 例えば東ジャワ地区, 又はアセアン連合の他の国の例などを参考にして定めた。なお最終的な負荷の“形”を定めるまでには, 試行錯誤を試み, 適合度の検定(3.9項)などを十分済ませて, 原在および将来に亘って, 十分モデルとして使用に耐えうるものであることを理論的

に裏付けた。

最大需要時間帯の需要の大きさを 100 とした，各種別のモデル負荷曲線はTable 3.7-1 および Fig. 3.7-1 の通りである。これらの負荷曲線を時間帯毎に合計したものが，総合負荷曲線となることはいうまでもない。

このほか大工業需要家であるパダンセメント及びブルタミナ・ドマイの負荷曲線については別扱いとし，特別なカーブを準備した。

Table 3.7-1 各需要種別々負荷曲線の形

単位：%

時刻	種別	住宅	商業	公共	小工業	中工業	セメント 又は ブルタミナ
	時間帯						
1~3	1	50	50	70	50	50	90
4~6	2	60	50	70	50	50	90
7~9	3	40	80	60	80	90	80
10~12	4	30	100	60	100	100	80
13~15	5	30	90	50	95	95	80
16~18	6	40	100	80	100	100	80
19~21	7	100	80	100	65	65	100
22~24	8	80	50	70	50	50	90

注：セメント又はブルタミナにおいて昼間帯低いのは自家発稼動による。



Table 3.7-1 Patterns of load curves according to the respective types of consumers

Time	Type Time zone	Unit: %					
		Residential	Commercial	Public	Small Industries	Medium Industries	Padang Cement or PERTAMINA
1 - 3	1	50	50	70	50	50	90
4 - 6	2	60	50	70	50	50	90
7 - 9	3	40	80	60	80	90	80
10 - 12	4	30	100	60	100	100	80
13 - 15	5	30	90	50	95	95	80
16 - 18	6	40	100	80	100	100	80
19 - 21	7	100	80	100	65	65	100
22 - 24	8	80	50	70	50	50	90

Note: The load of Padang Cement or PERTAMINA is low during day time zone due to operation of their captive power plants.

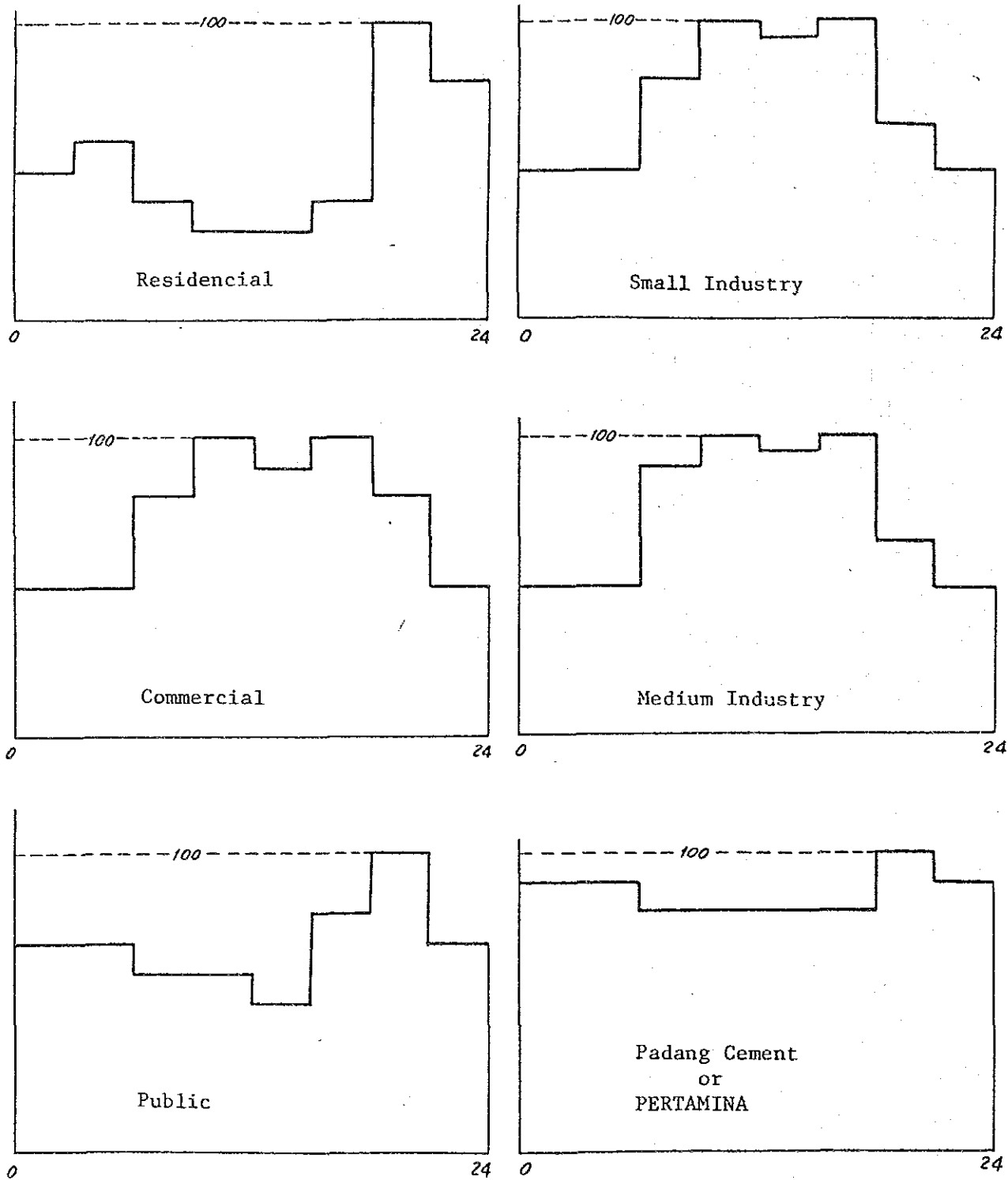


Fig. 3.7 - 1 Patterns of Load Curves According to the Types of Consumers

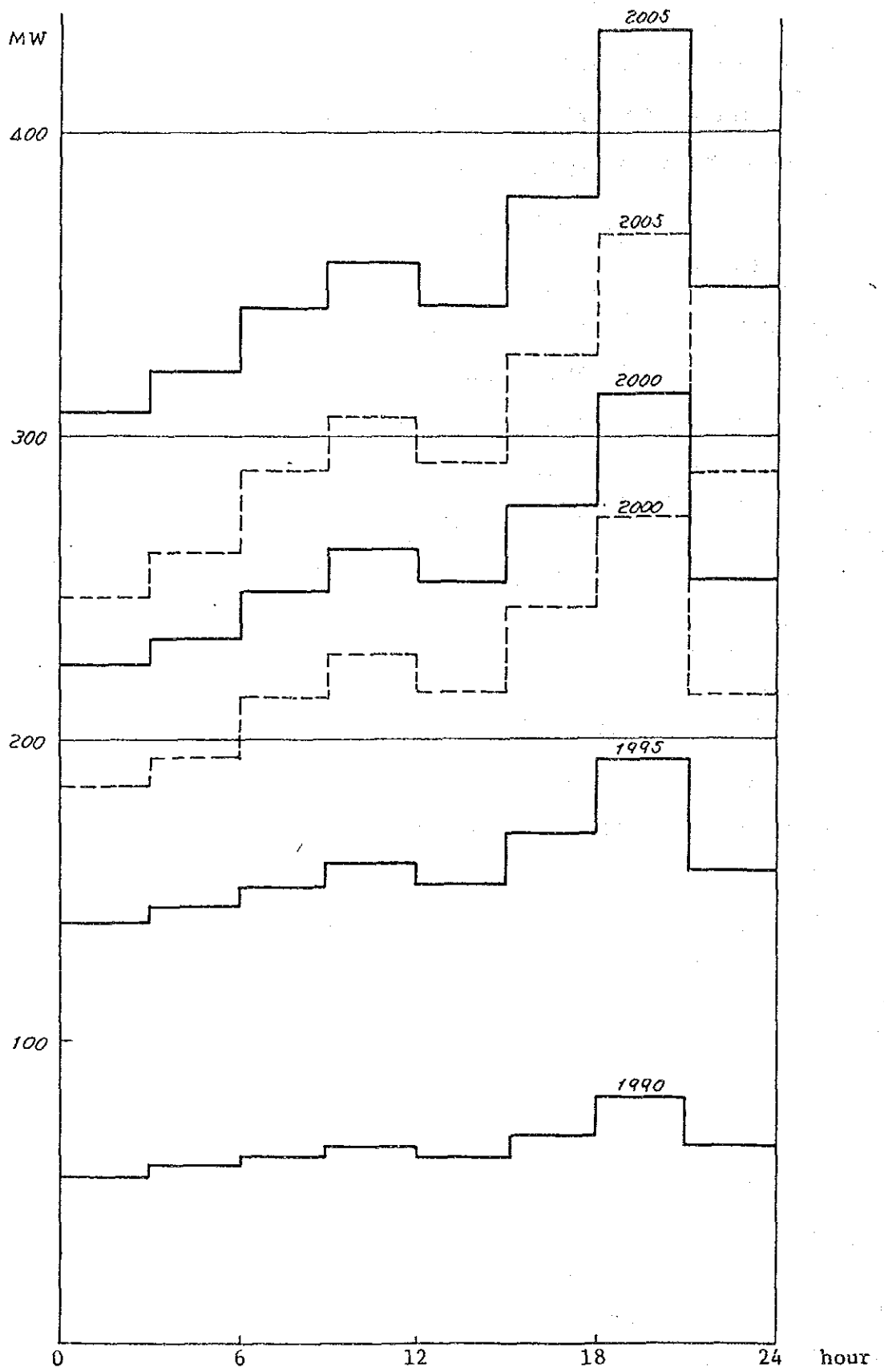
### 3.8 総合日負荷曲線の作成

年間販売電力量想定（一般に単に需要想定ということもある）によって各需要種別々の想定値が得られるが、これを年間休日日数と週日日数によって案分し、同時に休日使用電力量：週日使用電力量の比率によって、休日及び週日の各種別々の電力量を算出する。

現在パダンもしくはパカンバルのような中部スマトラ地域の大都市であっても、商工業需要は小さいので、休、週日の使用電力量に差はないが、徐々に商業化、工業化が進展するにつれて、その差異が出てくることは前述のとおりである。この比率は商業及び公共用においては 0.9:1.0とし、工業においては 0.7:1.0とした。なお工業のうち、小工業：中工業の構成比率については工業化が進むにつれて年次的に変化するものとし、1985年を 0.9:0.1とし、1990年 0.8:0.2、1995年 0.7:0.3、2000年 0.6:0.4 のように推移するものとした。

以上によって得られた各種別々電力量を送配電損失率を考慮して、送電端電力量を換算する。これを3.7項で採択された8時間帯モデル負荷曲線に配分し、それぞれ週、休日別に各種別の負荷曲線を作成し、時間帯毎に合計値を求めて総合負荷曲線を作成する。（Annex 3 - 7 (1), (2)参照）

以上のように想定された150kV 系統に入る全需要の8時間帯負荷曲線はFig. 3.8 - 1のように示される。なお、基礎とした需要はベーシックを採用してある。



Note; - - - - - Excl'd. PERTAMINA

Fig. 3.8-1 Forecasted load curves of 150 kV system

### 3.9 想定負荷曲線の適合度の検定

将来に向っての負荷曲線を想定する前に3.8に基づいて作成した総合負荷曲線が果して現在の実績負荷曲線とよく適合するかどうか検定してみる必要がある。

このためパダン地区を対象として“1984/85 会計年度”における、種別々年間販売電力量実績からAnnex 3 - 7 (1), (2)による総合負荷曲線の作成例に則り、Annex 3 - 8 (1), (2), (3)のように8時間帯負荷曲線を推定した。勿論この需要の中には、現在の大工業需要家であるパダンセメントも加えた。

この推定負荷は、年間平均送電端需要電力量が算出の基となっているので、当該年度の実績負荷曲線と適合度を検定するには1日電力量を合致させて行なわなければならない。

Annex 3 - 8 (1), (2), (3)の後半にあるように、 $\chi^2$  - 検定によって1984年7月、12月及び1985年3月の実績負荷曲線と比較した結果、疑いのない程のよい適合度を示している。

パカンバル地区を対象とする検定はAnnex 3 - 9 (1), (2), (3)に示してあるが、年度の離れている2つの負荷曲線共、推定値とよい適合をしている。

### 3.10 1日最大需要ならびに最小需要の想定

#### 3.10.1 モデル負荷曲線(8時間帯)から1時間最大又は1時間最小需要を推定するための分析

8時間帯のうち注目すべき時間帯としては、最小需要もしくは最大需要の出現する時間帯であるので、検討の対象とした時間帯は夫々1~3, 4~6, 7~9及び19~21, 22~24の5つの時間帯に的を絞った。

平均値の差の検定で検証したように、同じ対象月の休日、週日は同一母集団として取扱うことができるが、パダン地区の7月、12月及び3月の各月に跨るデータは同一母集団として扱うことができないため、それぞれの月ごとに上記時間帯内のバラツキの大きさを%で算出するとAnnex 3 - 10のようになる。

この% $\sigma$ の平均値をとると

$$\begin{aligned} \% \bar{\sigma} &= 1/5(\bar{\sigma}_1 + \bar{\sigma}_2 + \bar{\sigma}_3 + \bar{\sigma}_7 + \bar{\sigma}_8) \\ &= 7.08 \quad \rightarrow \quad 7\% \end{aligned}$$

注  $\sigma_1, \sigma_2, \dots, \sigma_8$ などは夫々1~3, 4~6, …… , 22~24時間帯内の電力需要の標準偏差である。

従って、モデル負荷曲線における各3時間帯内の1時間最大需要電力もしくは最小需要電力の変動の標準偏差は、平均電力の7%であることが分る。

### 3.10.2 1日最大需要ならびに最小需要の想定

想定値の変動の上限又は下限を考える場合、高々2σの範囲をとれば十分と思われる。従ってAnnex 3-7(1), (2)によって得られた、週日及び休日の8時間帯最大需要および最小需要に対し、それぞれ前記の14%相当分を、加算又は減算して1時間最大及び最小値を求めることができる(Annex 3-11参照)。

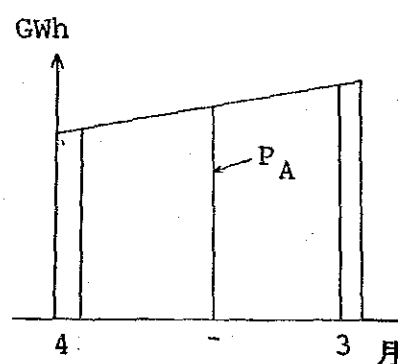
### 3.10.3 年間最大需要ならびに最小需要の想定

設備計画に必要な年間(ここでは会計年度をとることとする)最大需要、あるいは需給バランス計算等に必要最小需要は、需要電力量の年間増加率を考慮して、やはりAnnex 3-7(1), (2)の計算表から導き出される。

年間最小需要は、年度初め(4月)の、しかも休日最小値であり、年間最大需要は年度末の(翌年3月)の、しかも週日最大値である。この計算例はAnnex 3-12に示される。

### 3.10.4 月別送電端需要電力量の配分

特に月別に需要電力量を算定したいときには、年間送電端販売電力量から平均電力を求め、年間の増加率を考慮して求められる。計算例はAnnex 3-13に示す。このように計算できるのは月別もしくは季節別の変動がなく、単調増加の傾向を持っているからである。



$P_A$  : Annex 3-13 参照

## 第 4 章 電力系統計画





## 第4章 電力系統計画

西スマトラおよびリアウ両州の将来の電力需要の増加に対応して、現在 PLN においては大規模の水・火力発電所の建設計画が進められている。本調査は、これら発電所の有効利用と、電力供給の拡大、安定化を図るために、建設が計画されている連系送電系統について検討を行なうものである。

すなわち、発電所の候補地点として計画中のものは、1991年運転開始目標のオンピリン火力発電所（50MW×4）をはじめ、シンカラック湖の落差を印度洋側へ利用しようとするシンカラック水力発電所（50MW×4）、バリサン山脈に源を発するカンパール・カナン河のバンキナン上流に計画されているコタパンジャン水力発電所（37MW×3）、さらにはインドラギリ川の開発によって立地が考えられているクアantan水力発電所などがある。これらの地点が開発されれば、2000年初頭までに中部スマトラ地区には700～900MWの電力資源が期待できる。現有水力設備はマニンジョウ水力発電所（17MW×4）ならびにバタンアガム水力発電所（3.5MW×3）のみであるが、将来の利用しうる水力資源は実に豊富である。

これらの電源地点を念頭において、西スマトラ州の首都パダンおよびリアウ州の首都パカンバルを重心にしながら、ブキティンギ、パヤクンプ、ドマイ、及びレンガット等の主要都市ならびにそれらの開発地区に電力網を拡げて行くことが、将来の両州の地域発展、民生向上にとって非常に大切なことである。

本章においては、1995年までの各地の需要に対する送電計画を立案し、各発電所の効率的総合運用と、電力系統の安定運用を目標に各種の検討を加えるものである。

### 4.1 電力系統の信頼度と系統構成方針

#### 4.1.1 系統構成方針

(1) 第3章の需要想定をもとに、適切な電力系統計画を作成する。

- a) 西スマトラ、リアウ両系統の連系によって、中部スマトラ全域にわたる安定した連系系統を構成する。
- b) 電圧階級の節減、既設系統との協調、需要規模等から見て電圧階級の基本を150/20KVとし、70KVについては、経済性などを考慮して必要があれば、ローカル的に適用する方針とする。
- c) 基本系統の一部に275KV系統を導入した場合についても検討を加える。

- d) 地域サービス要請，系統事故等の影響を勘案して，供給信頼度的に調和のとれた系統構成とする。すなわち
- i) 単一事故時の対応
- ① 主要送電線は，2回線構成，あるいは，ループ構成とし，1回線停止時，または単一事故時に供給支障を生じないこと（地域によっては，短時間で供給回復可能）を目標とする。
  - ② 変電所の母線構成については，複母線を原則とするが，局地地区については，単母線方式の適用を考える。この場合，将来の需要増，信頼度向上の要請に応えられるよう複母線化可能な設計とする。また母線区分可能な方式も適用する。
  - ③ 変電所は当面1バンクであっても，将来は2バンク以上の構成にできるように考えて，1バンク停止時にも，バンク間の負荷切替で短時間に供給支障を解消できるようにする。  
1バンクの小規模変電所を対象として西スマトラ，リアウ両州に各1台の共通予備器を設置する。
  - ④ 局地系統については，地域のサービス要請と，設備投資の調和を勘案して，送電線は1回線とし，既設ディーゼル発電所の一部を予備として活用することも併せ考える。  
将来は需要の増大に伴って，2回線化，或は，ループ化する方向性について検討し，設計に反映させる。
- ii) 広範囲停電回避策
- 周波数低下率リレー，ロードシェディングシステム，各系統の単独運転システムなどを適用して，広範囲停電を避ける。
- e) 保守，運用，改修等の効率化に資するよう，使用機器，材料の仕様の統一化をはかる。
- f) 短絡容量の抑制，事故区間の切離しの容易さ，系統運用の容易さ，などを考えて系統構成に反映させる。

#### 4.1.2 系統構成の検討にあたり使用した電力需要

電力系統を構成する電線サイズ，変圧器容量などを決定するにあたっては第3章

で想定した電力需要のうち高目水準の値を基本に検討することとしたが、これは電力系統の特性から見た場合、特に送電線は、建設後長期間設備規模を変えることが困難なため、大きめの数値を基礎とした方がよいからである。

#### 4.1.3 電源開発計画

インドネシア国 PLN と日本 JICA との間に関した "Scope of Work (1985年2月7日)" により、本調査の対象とする中部スマトラ電力系統開発計画は、PLN の公式的な電源開発計画の提示に基づいて調査される筈のものであった。然しながら1986年4月現在、PLN の計画は確定していなかったため、調査団としては予備的な電源開発計画の検討を行った上で電力系統計画を策定した。

1986年4月時点において、PLN はこの中部スマトラ地域において略2000年までの大規模電源立地候補地点として3ヶ地点を有している。すなわちサワルト付近の石炭を利用するオンピリン火力発電所(第1期50MW×2)、(第2期50MW×2)、シンカラック湖の水を印度洋側へ落して利用するシンカラック水力発電所(第1期50MW×2、第2期50MW×2)及びカンパールカナン川を利用するバンキナン上流のコタパンジャンダム式水力発電所(37MW×3)である。

オンピリン火力発電所は1991年の運転開始が決定されているようであるが、他の2水力地点の開発年次は未決定となっている。中部スマトラ地域の需要想定(第3章)によれば、1995年にはこの系統に100MW程度の供給力を投入することが必要になるが、電源開発計画上、シンカラック発電所(第1期)を建設するか、コタパンジャン発電所を建設するかの何れかの選択の問題となる。

開発順位の予備的な検討における経済的な比較では、シンカラック発電所が優位と考えられる。然し、電源開発は必ずしも経済的優位性のみによって決定されることは限らず、電源分布と需要分布の協調、地域開発との調和などを総合的に配慮する必要がある。本調査においては、前記2水力発電所の何れかが1995年に運開併入されることとした。電力系統計画の経済評価は、一応シンカラック先行開発を基本にし、コタパンジャン先行開発の場合も併せ検討することとした。

検討の結果によれば系統増強の順序、時期について両案の間に、基本的な差異はなかった。

## 4.2 基幹系統構成諸案の比較

将来のこの地域における電力系統の規模，ならびに既設設備との調和を考慮して150kV系統案を基本に諸案比較を行った。その結果基幹系統について，オンピリン～パヤクンプ～パカンバルルートに150kV送電線を建設することが適策と判断された。

(Fig 4.1 - 1, 2, 3 参照)



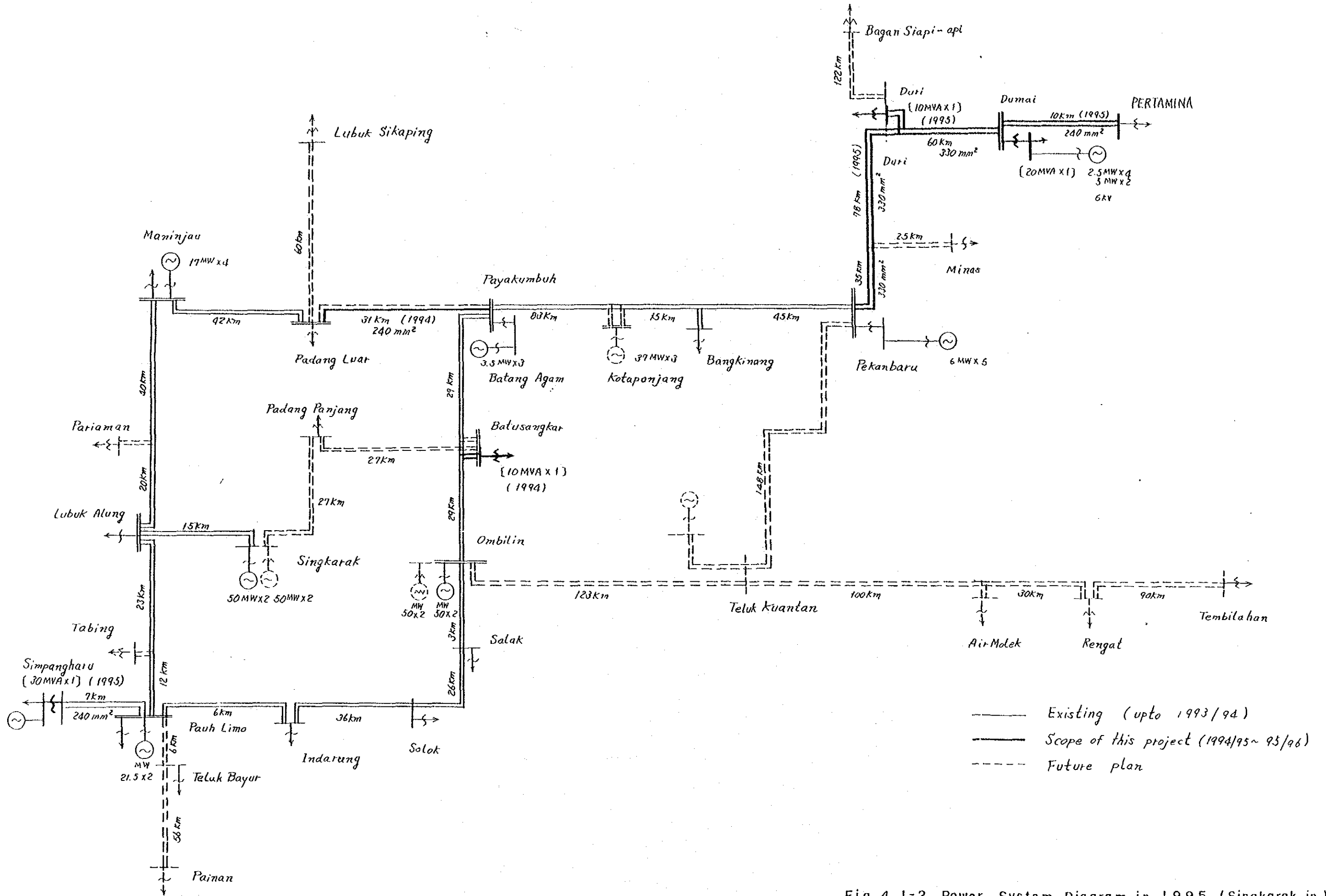


Fig. 4.1-2 Power System Diagram in 1995 (Singkarak in)

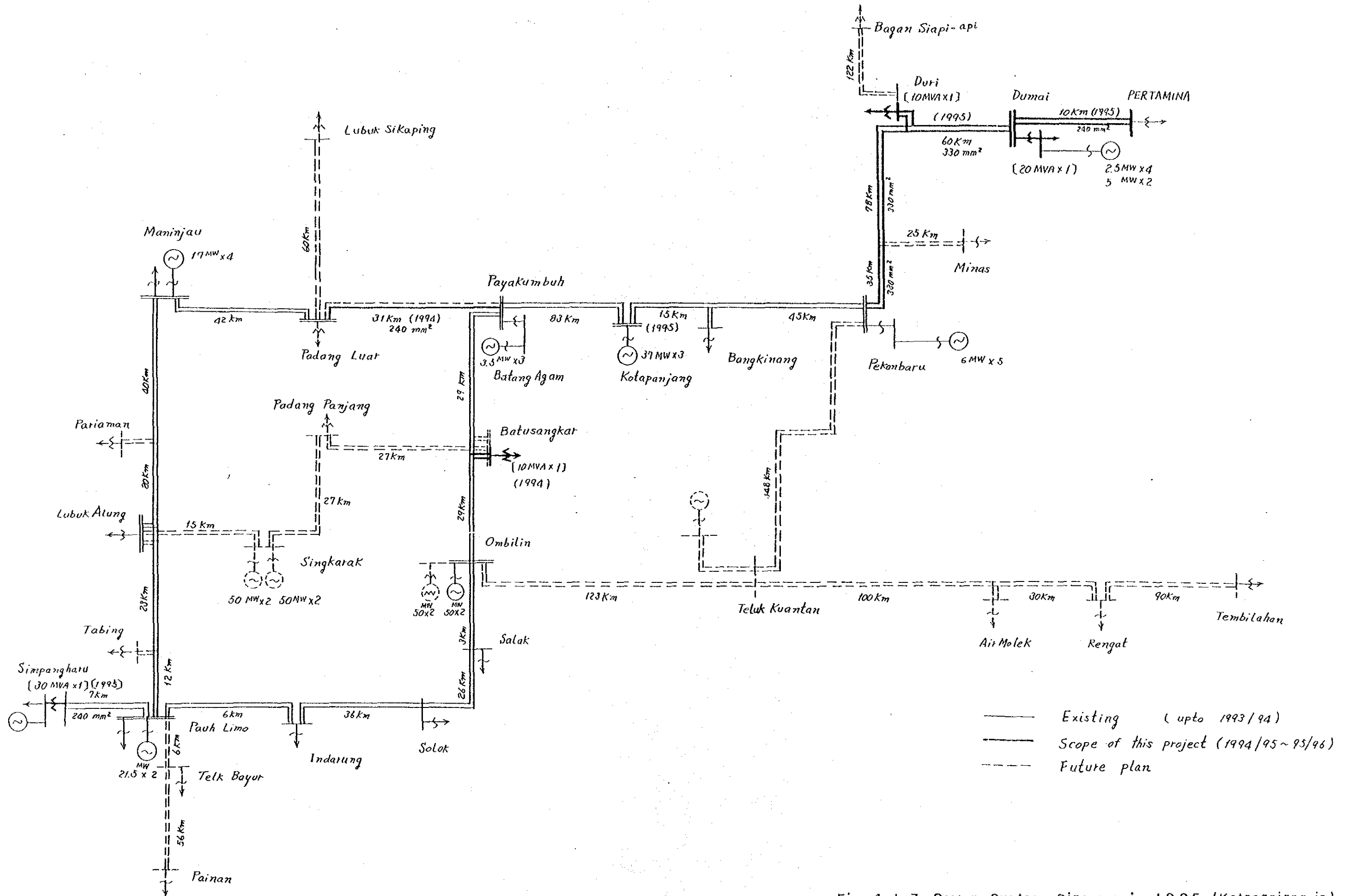


Fig. 4.1-3 Power System Diagram in 1995 (Kotapanjang in)





#### 4.2.1 150kV系統代替案との比較

この計画案を基本とし、150kV系代替案としてクアンタンまわりのルートを検討したが送電線巨長が長く初期投資が大となるため得策ではないという結論を得た。

(Fig 4.2 - 1 Table 4.2 - 1, 2 参照)

#### 4.2.2 275kV導入案との比較

PLNの長期構想の中に、南スマトラ方面からオンピリンまで 275kV送電線を導入する構想がある。この将来構想を考慮に入れて、本プロジェクトも 275kV送電系統として構成することも考えられるが、パヤクンプ、クアンタン経由の何れのルートをとっても建設費が高く経済的に不利である。

(Fig 4.2 - 2 Table 4.2 - 3 参照)

注：送電ロスを含めた経済比較についてはAnnex 4 - 1 参照

#### 4.2.3 西スマトラ ループ系統の構成順序の検討

(I) リアウ州との系統連系の拠点となるパヤクンプまでの送電線を㊸マニンジョウを電源とするルートと㊹オンピリンを電源とするルートについてどちらを優先した方が有利かの検討を行った。

㊸ マニンジョウ側を優先する場合

パダナルアール～パヤクンプ間約31km新設

㊹ オンピリン側を優先する場合

オンピリン～パヤクンプ間約58km新設

(i) 1993年系統についての検討

潮流状況はFig 4.2 - 3のように予想され㊸、㊹両者の送電ロスの差は約1 MW㊹の方がすくない。電圧維持面から㊸系統の場合コンデンサ約6 MVAが必要になり、㊹系統が有利となる。(Table 4.2 - 4 参照)

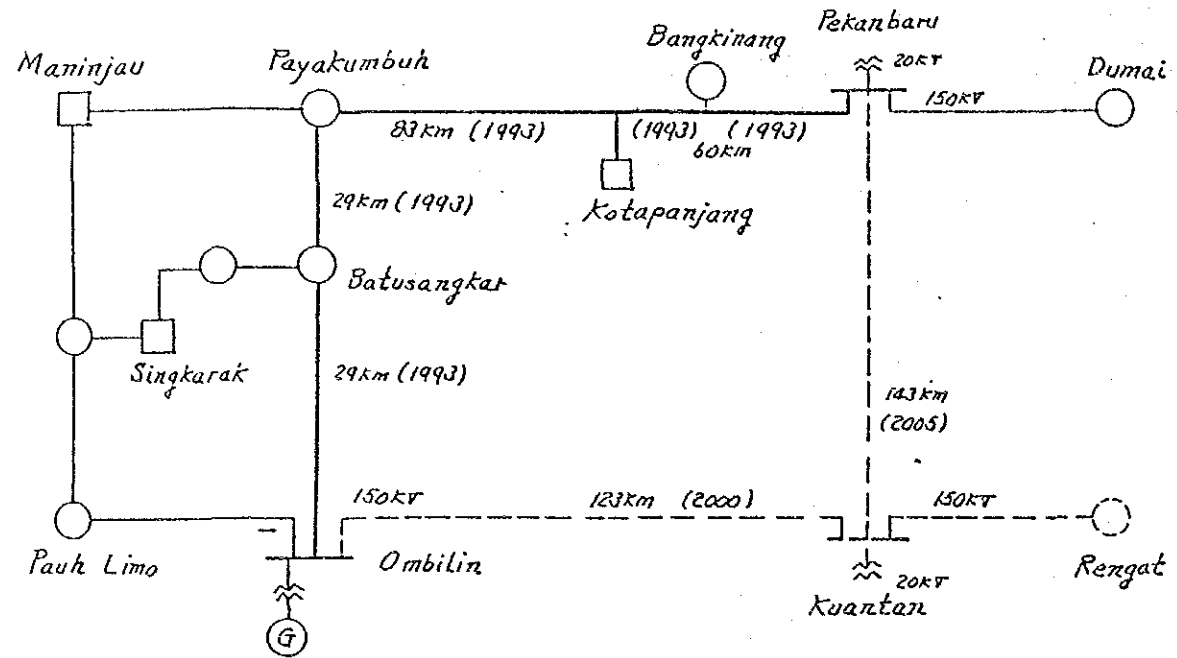
(ii) 1995年の系統の場合

Fig 4.2 - 4に示す如く送電系統のロスの増加、電圧調整用コンデンサの必要量から見て、ループ系統を構成するのが有利である。また㊸系統がない場合にはループ系統に比較して送電ロスが約3 MW、コンデンサ所要量約20MVA 増加となる。

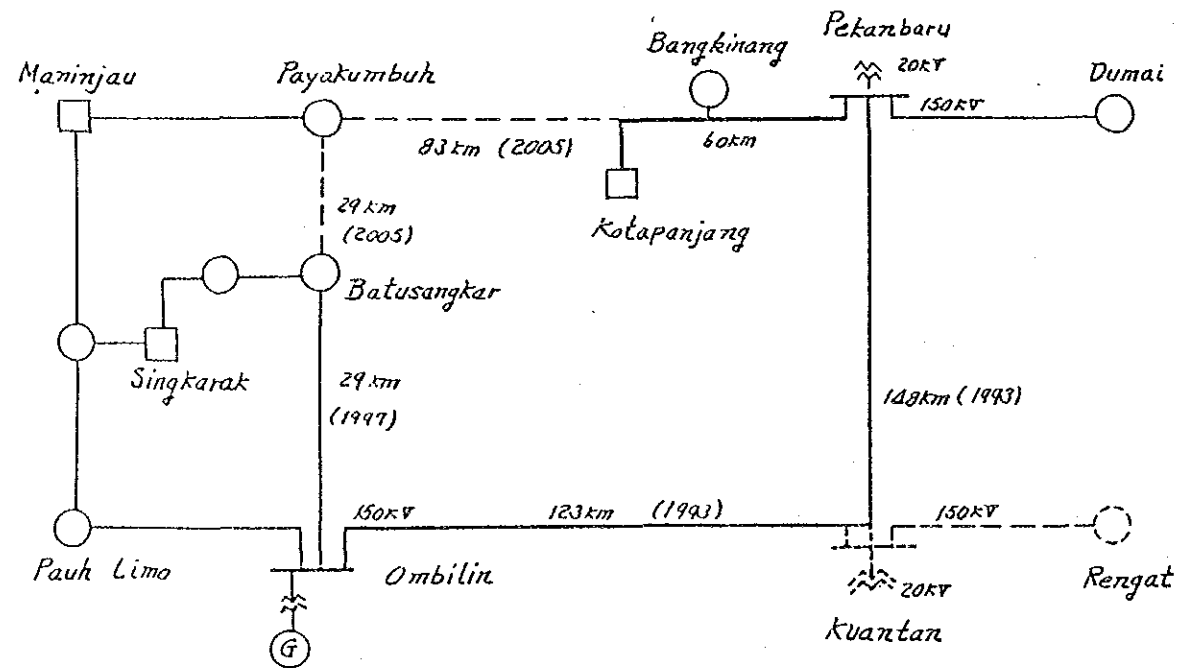
なお、ループ系統にすれば㊤系統が1回線の場合と2回線の場合のロス之差は僅少である(約200KW程度)。㊤側を1回線とすることは㊤の系統がオンビリン、シンカラクなど大電源との連系線となるため、将来支障を来たす。

- (iii) 以上のことから1993年に㊤すなわち、オンビリン～パヤクンプ間を2回線新設し、㊤系統は1995年までに1回線(2回線設計)送電線を新設する計画とする。

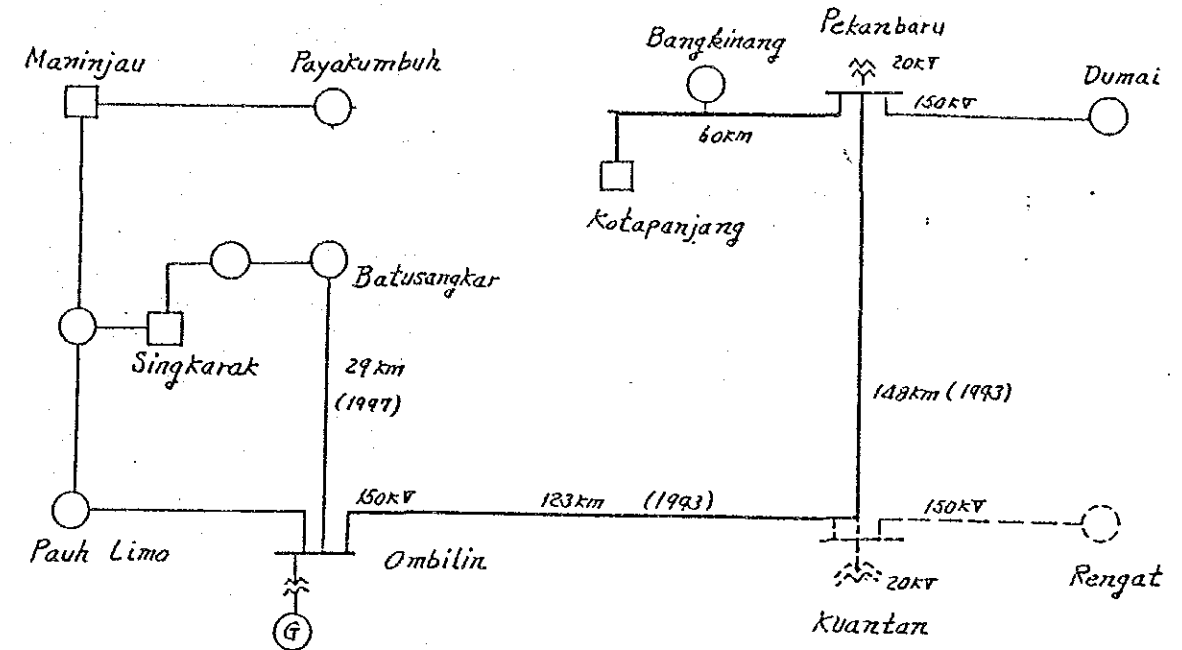
(A) : Basic Plan



(B) : Alternative 150 kV Plan



(C) : Alternative 150 kV Plan  
In case of no investment in 2005



- 1) (A) and (B) Plans are the same system configuration after 2005.
- 2) (C) Plan is the system configuration omitting the transmission lines from Payakumbuh to Batusangkar and branch of Kotapanjang H.P.P. , which the investment in 2005 is cut. Then, it is needless to say, that the system reliability is lower than Plan(B).

Fig. 4.2-1 Comparison with Alternative Plans for 150 kV System Design

Table 4.2-1 Comparison between the Basic 150 kV Plan and Alternative Plan

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

Year	(A): Basic plan			(B): Alternated 150 kV plan			(C): Alternative 150 kV Plan In case of no investment in 2005		
	Construction plan	Construction cost	Present value	Construction plan	Construction cost	Present value	Construction plan	Construction cost	Present value
1993	Ombilin - Payakumbuh - Pekanbaru 201 km CB x 8	3,768 <u>660</u> 4,428	4,428	Ombilin - Kuantan - Pekanbaru 271 km Padang Luar - Payakumbuh CB x 8	4,774 475 <u>660</u> 5,909	5,909	Ombilin - Kuantan - Pekanbaru 271 km Padang Luar - Payakumbuh CB x 8	4,774 475 <u>660</u> 5,909	5,909
1994	Padang Luar - Payakumbuh 31 km CB x 2	380 <u>186</u> 566	505						
1997	Batusangkar CB x 4	330	210	Batusangkar - Ombilin 29 km CB x 4	530 <u>330</u> 860	547	Batusangkar - Ombilin 29 km CB x 4	530 <u>330</u> 860	547
2000	Ombilin - Kuantan 123 km CB x 4 + Kotapanjang CB x 4	2,074 <u>660</u> 2,734	1,237	Kotapanjang - Pekanbaru 60 km CB x 4 + Kuantan CB x 4	1,147 <u>660</u> 1,807	817	Kotapanjang - Pekanbaru 60 km CB x 4 + Kuantan CB x 4	1,147 <u>660</u> 1,807	817
2005	Kuantan - Pekanbaru 148 km CB x 4	2,700 <u>330</u> 3,030	778	Batusangkar - Payakumbuh - Kotapanjang 112 km CB x 8	2,091 <u>660</u> 2,751	706			
	Total	11,088	7,158	Total	11,327	7,979	Total	8,576	7,273
	Total present value of annual expenditure		5,949	Total present value of annual expenditures		6,851	Total present value of annual expenditures		6,615
	10 years' (1993-2002) total of the above		4,388	10 years' (1993-2002) total of the above		5,230	10 years' (1993-2002) total of the above		5,230

Although the Plan (C) is economically expensible comparing to the Basic Plan (A), the system reliability is low.

Table 4.2-2 Break down of Figures in Table 4.2-1

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

(A): Basic Plan					(B): Alternative 150 kV Plan					(C): Alternative 150 kV Plan In case of no investment in 2005				
**PLAN:	**COST COMPARISON**				**PLAN:	**COST COMPARISON**				**PLAN:	**COST COMPARISON**			
YEAR	C.COST	YEREXP	PYEXP	PCOST	YEAR	C.COST	YEREXP	PYEXP	PCOST	YEAR	C.COST	YEREXP	PYEXP	PCOST
1993	4428.0	549.9	549.9	4428.0	1993	5909.0	733.8	733.8	5909.0	1993	5909.0	733.8	733.8	5909.0
94	566.0	620.2	553.7	505.3	94	0.0	733.8	655.2	0.0	94	0.0	733.8	655.2	0.0
95	0.0	620.2	494.4	0.0	95	0.0	733.8	585.0	0.0	95	0.0	733.8	585.0	0.0
96	0.0	620.2	441.4	0.0	96	0.0	733.8	522.3	0.0	96	0.0	733.8	522.3	0.0
97	330.0	661.2	420.2	209.7	97	860.0	840.7	534.2	546.5	97	860.0	840.7	534.2	546.5
98	0.0	661.2	375.2	0.0	98	0.0	840.7	477.0	0.0	98	0.0	840.7	477.0	0.0
99	0.0	661.2	335.0	0.0	99	0.0	840.7	425.9	0.0	99	0.0	840.7	425.9	0.0
2000	2734.0	1000.8	452.7	1236.7	2000	1807.0	1065.1	481.8	817.3	2000	1807.0	1065.1	481.8	817.3
1	0.0	1000.8	404.2	0.0	1	0.0	1065.1	430.1	0.0	1	0.0	1065.1	430.1	0.0
2	0.0	1000.8	360.8	0.0	2	0.0	1065.1	384.0	0.0	2	0.0	1065.1	384.0	0.0
3	0.0	1000.8	322.2	0.0	3	0.0	1065.1	342.9	0.0	3	0.0	1065.1	342.9	0.0
4	0.0	1000.8	287.7	0.0	4	0.0	1065.1	306.2	0.0	4	0.0	1065.1	306.2	0.0
5	3030.0	1377.1	353.4	777.7	5	2751.0	1406.8	361.0	706.1	5	0.0	1065.1	273.3	0.0
6	0.0	1377.1	315.6	0.0	6	0.0	1406.8	322.4	0.0	6	0.0	1065.1	244.1	0.0
7	0.0	1377.1	281.7	0.0	7	0.0	1406.8	287.8	0.0	7	0.0	1065.1	217.9	0.0
TTL	11088.0	13529.9	5948.8	7157.5	TTL	11327.0	15003.9	6850.5	7979.1	TTL	8576.0	13978.8	6614.6	7272.9
T10	8058.0	7396.9	4388.0	6379.8	T10	8576.0	8653.1	5230.0	7272.9	T10	8576.0	8653.1	5230.0	7272.9

## Note:

C.COST: Construction Cost

YEREXP: Yearly Expenditure

PVYEXP: Present Value of Yearly Expenditure

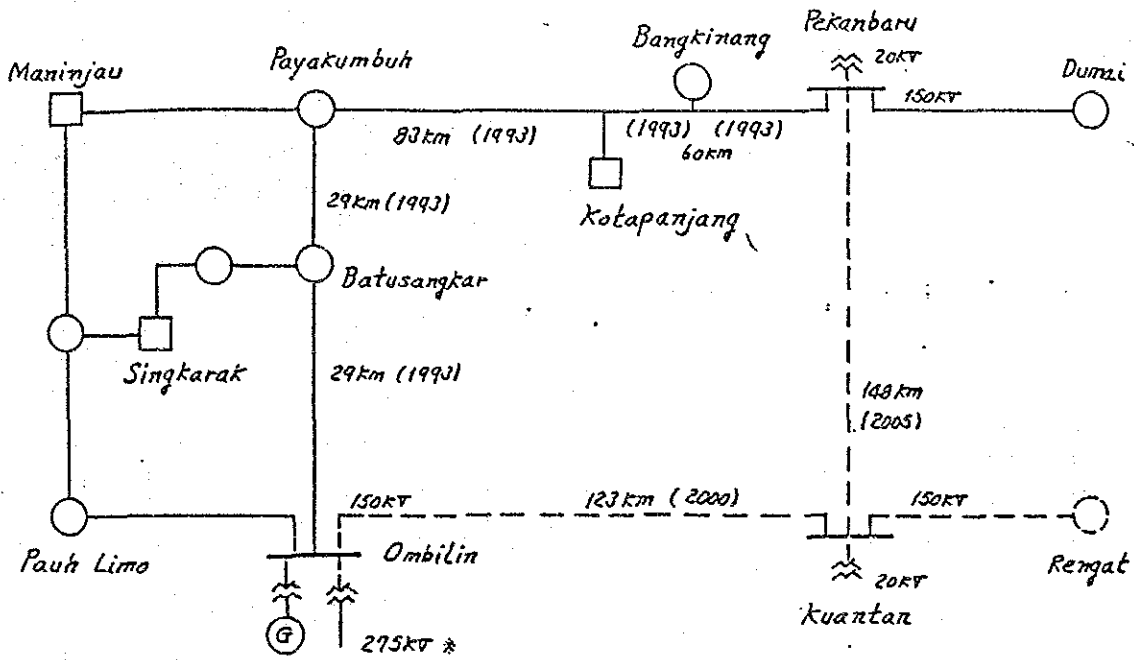
PVCOST: Present Value of Construction Cost (1993)

TTL : Total

T10 : 10 Years (from 1993 to 2002) Total Cost Expenditure



Plan : A Basic 150 kV Plan



\* The above comparison is made on the assumption that 275 kV system will be introduced to Ombilin in 2005.

Plan : B 275 kV Plan

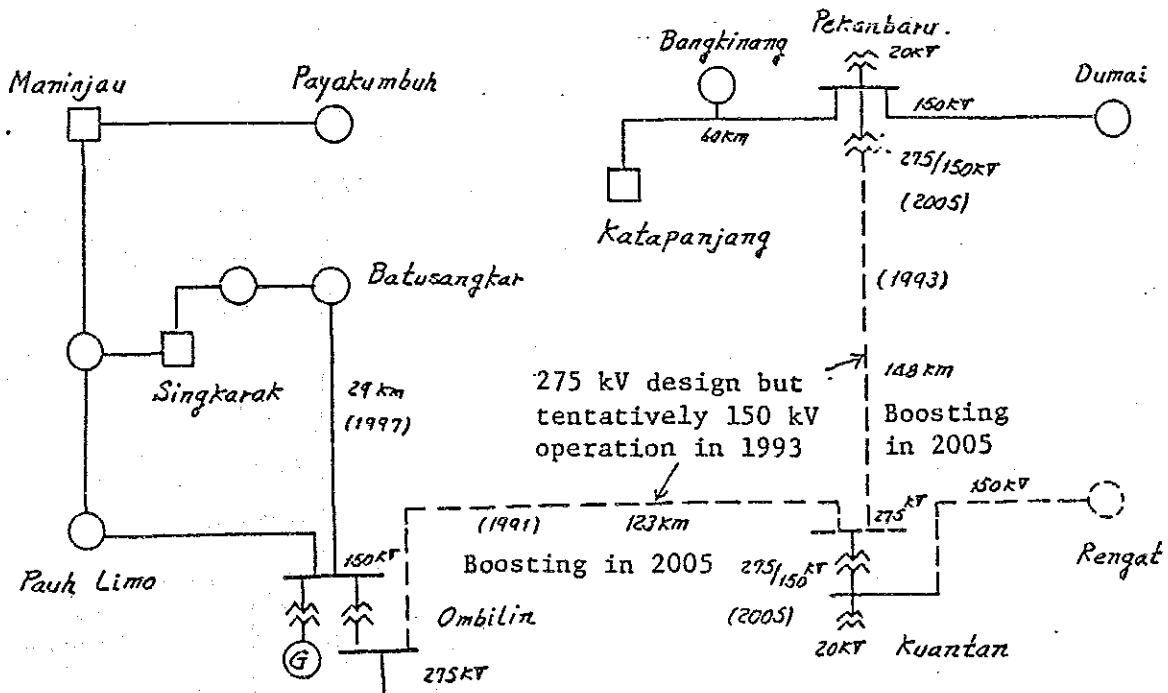


Fig. 4.2-2 (1) Comparison with between 150 kV System Plan and 275 kV System Introduction Plan (1)





Table 4.2-3 Comparison between the Basic 150 kV Plan and 275 kV Introduction Plan

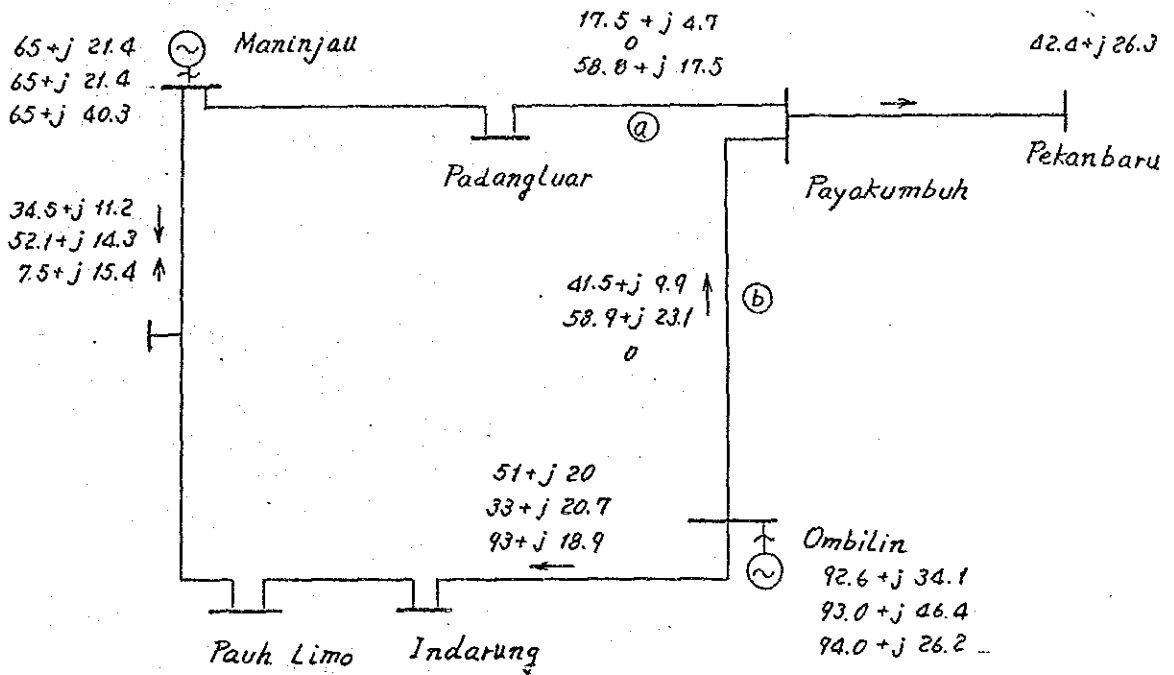
Unit: 10<sup>6</sup> Yen

Year	A: Basic 150 kV plan			B: 275 kV plan			C: 150 kV plan and later introduction of 275 kV		
	Construction plan	Construction cost	Present value	Construction plan	Construction cost	Present value	Construction plan	Construction cost	Present value
1993	Ombilin - Payakumbuh - Pekanbaru 201 km (150 kV)	3,768	3,768	Ombilin - Kuantan - Pekanbaru 271 km (275 kV design)	9,494	9,494	Ombilin - Payakumbuh - Pekanbaru 201 km (150 kV) Same as Plan A.	3,768	3,768
1997				Ombilin - Batusangkar 29 km (150 kV)	530	337			
2000	Ombilin - Kuantan 123 km (150 kV)	2,074	938	Kotapanjang - Pekanbaru 60 km (150 kV)	1,147	519	Ombilin - Kuantan 123 km (275 kV design)	4,251	1,923
2005	Kuantan - Pekanbaru 148 km (150 kV)	2,700	693	Kuantan 275/150 200 MVA x 2 Pekanbaru " "	2,500	642	Kuantan - Pekanbaru 148 km (275 KV)	5,243	1,346
	Ombilin 275/150 200 MVA x 2 *On the assumption that 275 kV power source will be connected to Ombilin, this additional portion is allotted	2,500	642	*275 kV power source is assumed to be interconnected to Ombilin. Ombilin - Kuantan - Pekanbaru Boosting to 275 kV	2,500	642	Kuantan - 275/150 200 MVA x 2 Pekanbaru " " Ombilin - Kuantan Boosting to 275 kV	2,500	642
	Total	11,042	6,041	Total	16,171	11,634	Total	18,262	8,321

The system configuration of Plan (C) is same as the system of Plan (A) before 2000 and planned assumed if the necessity of introduction of 275 kV transmission line to Pekanbaru is occurred according to the change of circumstances.



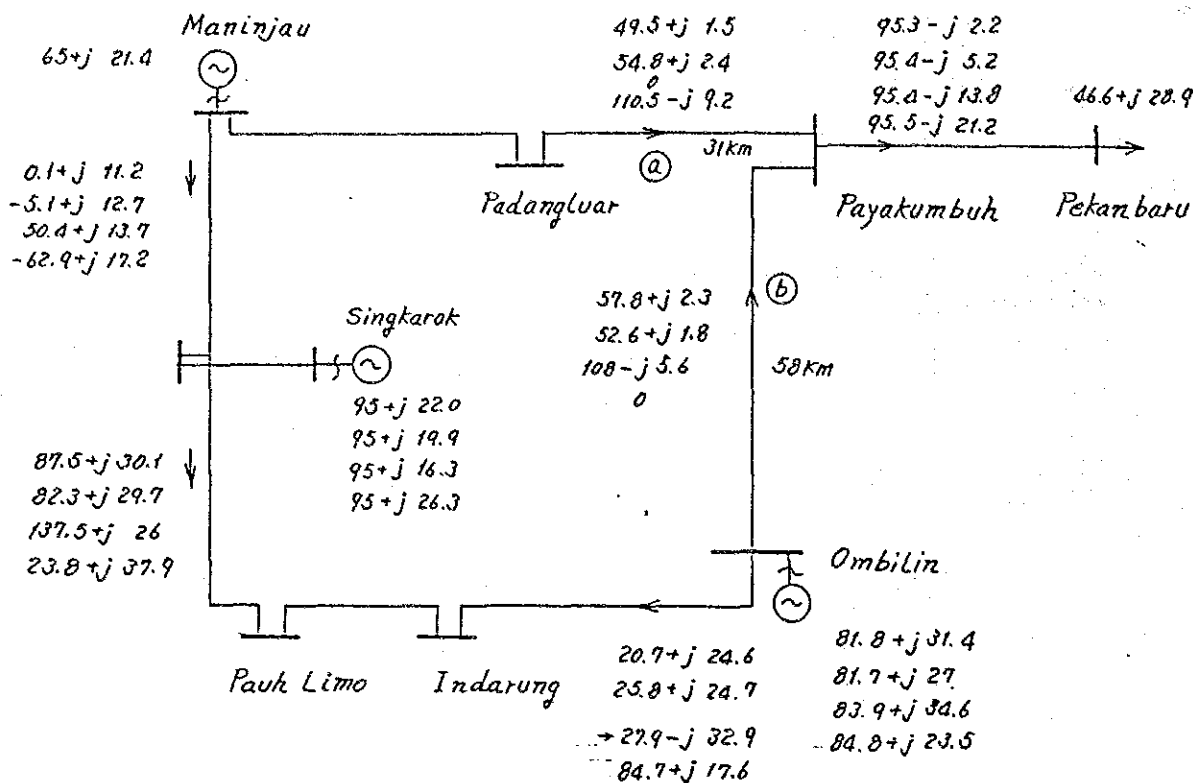
Power Flow at Peak



Case	Pekanbaru SC	T/L Loss
(1) Loop	0	1.87 MW
(2) Line (a) off	0	2.27
(3) Line (b) off	6	3.35

Results of study: In case there is no line (b), the transmission loss will increase, and condensers will also be needed to maintain the voltage.

Fig. 4.2-3 Study of System Configuration up to Payakumbuh in 1993



Case	Required Condenser	T/L Loss
(1) Loop line (a) 1cct	31 MVA	5.80
(2) Loop line (a) 2cct	31	5.70
(3) Line (a) off	43	7.94
(4) Line (b) off	53	8.78

Results of study: In case there is no line (b), the transmission loss with increase by about 3 MW, and it will be necessary to install condensers of about 20 MVA capacity.

Fig. 4.2-4 Study of System Configuration up to Payakumbuh in 1995

Table 4.2 - 4 西スマトラループ系統構成順序の検討

単価：百万円

	マニンジョウ側優先案			オンピリン側優先案		
	工事概要	工事費	現価	工事概要	工事費	現価
1993	バダナルアール～バヤクフ 31km新設 2回線 両端引出口	475 330 805	805	オンピリン～バヤクフ 58km新設 2回線 両端引出口	1059 330 1389	1389
1995	オンピリン～バヤクフ 58km新設 両端引出口	1059 330 1389	1107	バダナルアール～バヤクフ 31km1回線新設 両端引出口	380 186 566	451
	合計	2194	1912	合計	1955	1840
上記の比較のほかロスが約1MW増加し、電圧維持用コンデンサ約6MVA増設を要する。						

## 4.2.4 その他の系統の検討

オンピリン～レンガット～テンピラハン

ドゥリ～バガンシアピアビ

パウリモ～パイナン

バダナルアール～ルブックシカピン

の系統について、それぞれ検討したが、経済的見地から建設年次を1996年以降とするのが適切と判断し、本プロジェクトの対象から除外した。

なお、バガンシアピアビへの送電は、ルート選定調査からに見てドゥリ変電所を起点として分岐するのが適策と判断される。

なおバガンシアピアビにたいしては70kV送電方法についても検討し、150kVよりやや経済的に有利であったが、当地域が将来全部150kVで構成されていくのでごく一部に70kV送電線を導入しても、設備が複そうするうえ、将来の情勢変化への対応力に欠けることなどを考慮し、このクラスの電圧の採用は、しないこととした。

## 4.2.5 変電所新增設計画

第6章 変電設備の項に記載のとおり検討を行いTable 4.2 - 5のとおり各地点の対策を行うこととした。

Table 4.2 - 5 変電所新增設計画一覧表

地 点	最大電力 MVA (Pf 0.85)				95年までの対策	
	1993	1995	2000	2005		
Padang	54	61.8	83	106.4	Simpangharu 150kV化	30MVA×1 (1992) 30MVA×1 (1995)
Bukittinggi ※	10.7	11.9	14.7	17.5	Padang Luar から送電	
Payakumbuh	18.2	21	31.1	43.2	20MVA×2 新設 (1993)	
Batusangkar	3.1	3.6	5.1	6.8	10MVA×1 新設 (1994)	
Padang Panjang	3.5	4.2	6.0	7.9	Padang Luar から20kV送電	
Pariaman (Lubuk Alung)	7.2	8.4	15.8	22.8	Lubuk Alungから20kV送電	
Solok ※	6.3	8.0	13.0	19.2		
Sawalunto	1.7	4.3	8.0	11.5		
Painan			5.4	8.3		
Lubuk Sikaping			7.2	11.1		
Pekanbaru	49.9	54.9	69.7	87.1	50MVA×2 新設 (1993)	注: Table 6.3-4 参照
Bangkinang	4.4	5.8	10.1	16.4	10MVA×1 新設 (1993)	
Dumai	7.4	9.5	19.3	26.0	20MVA×1 新設 (1995)	
Duri		2.5	4.4	6.5	10MVA×1+(1) 新設 (1995)	
Minas			16.9	24.3		
Bagan Siapi-api			6.2	9.6		
Rengat			10.4	19.0		
Tembilahan			9.7	17.1		
Teluk Kuantan			3.7	7.1		

※ Padang Luar及びSolok の増負荷対策については、別 Projectで取扱われるものとしてこの計画から除外した。

### 4.3. 系統解析

#### 4.3.1 潮流・電圧の検討

系統構成の検討と並行して、電力潮流の検討を行ない、各発電所、変電所、送電線の電圧、電流が適切に保持できるかどうか確認した。

電圧保持目標値は、発電機端及び変電所150kV側母線で平常時105%～95%内に入るよう調相設備を設置することとして検討した。

系統解析の結果及び変電所規模を勘案してパカンバル変電所に30MVA(5MVA×3を2群)ドマイ変電所に6MVA(3MVA×2)のコンデンサを設置することとした。

##### (1) 電力潮流、電圧状況の特徴点

###### (a) 1993年の状況

(i) 主要発電所は、マニンジョウ 68MW, オンビリン 100MWが接続され、パカンバルが150系統の末端になる。

西スマトラの150kV ループ系統は、未完成である。

この状態では、コンデンサ(SC),リアクトル(SR)による電圧調整の必要はなく、安定した電圧が保持できる。(Fig 4.3-1 参照)

###### (ii) 1回線停止時

最も影響の大きいパヤクンプ～パカンバル間の1回線を停止した場合は、パカンバルの電圧が80%台に低下する。これを90%に保持するために必要なパカンバルのSC量は12MVAとなる。(Fig 4.3-6 参照)

###### (b) 1995年の状況

(i) 1993年の系統に、シンカラック50MW×2台、または、コクパンジャン37MW×3台が並列された状態で150kV系統はドマイまで延長され、さらにここからベルタミナへ電力が供給される。

西スマトラのループ系統は既に構成されている。

シンカラック発電所が並列される場合には、遠距離送電となるため、電圧保持用のSCが31MVA程度必要になる。(Fig 4.3-2 参照)

コクパンジャン発電所が並列される場合には、SCがなくても電圧の保持は可能となる。(Fig 4.3-3 参照)

送電ロスについてもコクパンジャン発電所並列の場合の方が小さくなる。

	1995年Peak load, MW	S C 所要量 MVA	送電 loss MW
Singkarak in	242MW	31	5.8
Kotapanjang in	"	0	3.2

(ii) 送電線1回線停止時の影響

パカンバル～ドマイ間が同様停止した場合ドマイの電圧は、85%まで低下する。これを95%に保持するためには、ドマイに約13MVAのS Cを追加投入する必要がある。(Fig 4.3-7 参照)

(c) 2000年および2005年の状況

1995年までの系統計画を決定するためには、長期的観点からの検討が必要のため、5年先、10年先の系統状況がどうなるかその見通しについても検討を併せて行った。

(i) 2000年の系統

- ・新規電源としては、シンカラック 50MW×2台が追加され、コクパンジャン (37×3) も入っている。
  - ・オンピリンからレンガットを通してテンピラハンまで150kV送電線が完成しているものとした。
- さらにパイナン、バガンシアピアピなど遠距離の小都市まで送電しているものとした。
- ・この結果、パカンバル、ドマイ方面では、平常時で約48MVAのS Cが必要となり、レンガット、テンピラハン方面では、長距離送電線による電圧上昇を抑制するため、約9MVAのリアクトル(SR)が必要となる。(Fig 4.3-4 参照)

(ii) 2005年の系統

- ・電源としては、オンピリンに50MW2台を増設すると仮定して検討したが、需給状況に余裕がなくなり、この年代頃には、新電源の開発が必要になるものと思われる。
- ・系統の規模は、2000年の状況と同じと仮定して検討した結果、需要の増加に伴って、ドマイ方面の電圧保持がかなり難しい状況になる。

パカンバル以北の需要約210MW + j130MVAに対して所要S C量は、約110



MVA に達し、効率のよいSCの分散配置について検討を深める必要がある。

(Fig 4.3 - 5 参照)

・電源の状況、系統の状況から見ても、この頃には、別途、系統増強対策が必要になってくるものと予想される。

### (3) 検討にあたって仮定した条件

#### (a) 需要

系統の運用面から見てきびしい条件について検討を行うことが必要であるため第3章電力需要想定値のうち、高め水準の値をもとに、年度末ピーク及び休日深夜の年平均最低負荷を使用した。

負荷の力率は、各種実績が80~90%程度になっていることから負荷力率の悪い所は、それぞれで改善をはかることを期待して85%とした。(Table 4.3 - 1, 2 参照)

(b) 主要発電所の発電力は、ピーク時には最高出力の95%程度を期待し、発電端電圧を最高105%最低100%、負荷側150kV母線電圧は、平常時105~95%の範囲に保持できるように、電圧調整を行うこととして、所要コンデンサ量を算定した。

なお、きびしい系統条件で検討する必要があるため、系統末端に近いディーゼル発電所は停止しているものとした。(Table 4.3 - 3, 4 参照)

### 4.3.2 短絡容量、安定度の検討

#### (1) 短絡容量

想定した2005年の系統について、各所の3相短絡電力を計算した結果、最大は、オンピリン発電所の母線で約2,000MVAとなり、シンカラック1,780MVA パカンバル1,000MVA程度となった。(Fig 4.3 - 8 参照)

150kVガス絶縁遮断器(GCB)は、小さいものでも20KA(5,200MVA)の性能を持っており、十分余裕がある。

#### (2) 系統安定度

検討の結果、安定であることを確認した。

最もきびしい条件について検討するため、ピーク時の相差角の大きくなるドマイの系統末端に27MVAのガスタービンを並列させ、負荷もこの発電力分だけ増加したと仮定して、パカンバル変電所近端の3相短絡事故時の計算を行った結

果は、Fig 4.3-9のとおり、各発電機が動揺するが、間もなく回復し、安定であることを確認した。故障継続時間は0.3秒として計算した。

なお、予備検討の段階で0.5秒継続する場合は、末端発電機は脱調する結果が出た。(Fig 4.3-10, 11参照)

平常状態では、事故遮断時間は、リレー動作を含めて0.1秒程度と高速が期待できるので、安定運転が可能である。

#### 4.3.3 無負荷時の電圧上昇の検討 (Table 4.3-5 参照)

長距離送電線の無負荷時の電圧上昇が、どの程度になるか典型的な長距離、軽負荷送電線となるオンピリン～テンピラハン間約340kmの送電線について検討した。

オンピリンの150kV側母線電圧を 150kVとした場合

末端電圧は160.6kV(6.57%上昇)

充電電流は、177.5A / 2回線となった。

注) 別途行った軽負荷時の汐流の計算から末端電圧を 105%に維持するためには、

分路リアクトル9MVAを必要とするとの検討結果を得ている。

CENTRAL SUMATRA POWER SYSTEM 1993

P+jQ [% at 100 MVA Base]  $V\angle\theta$  [%/deg]

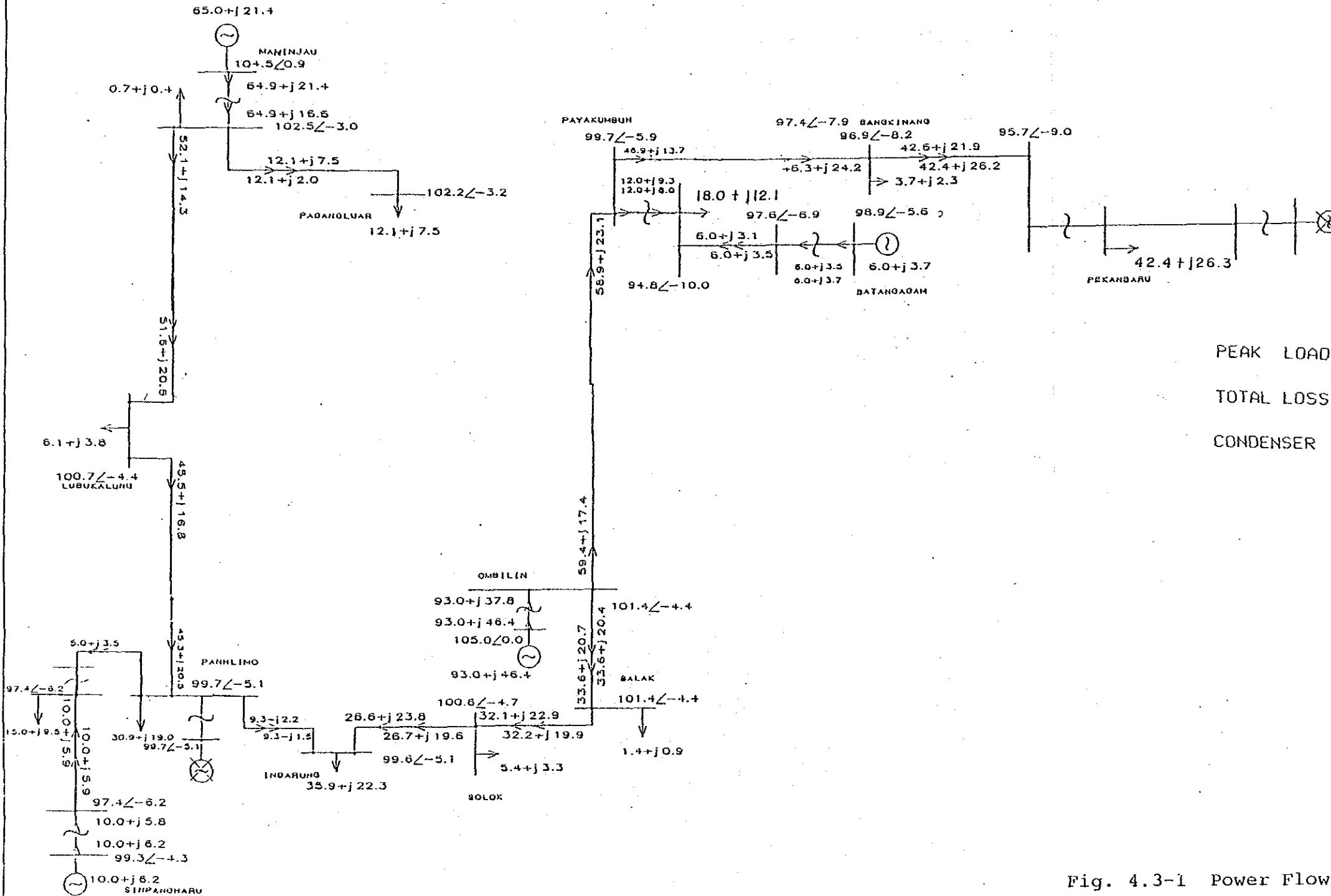
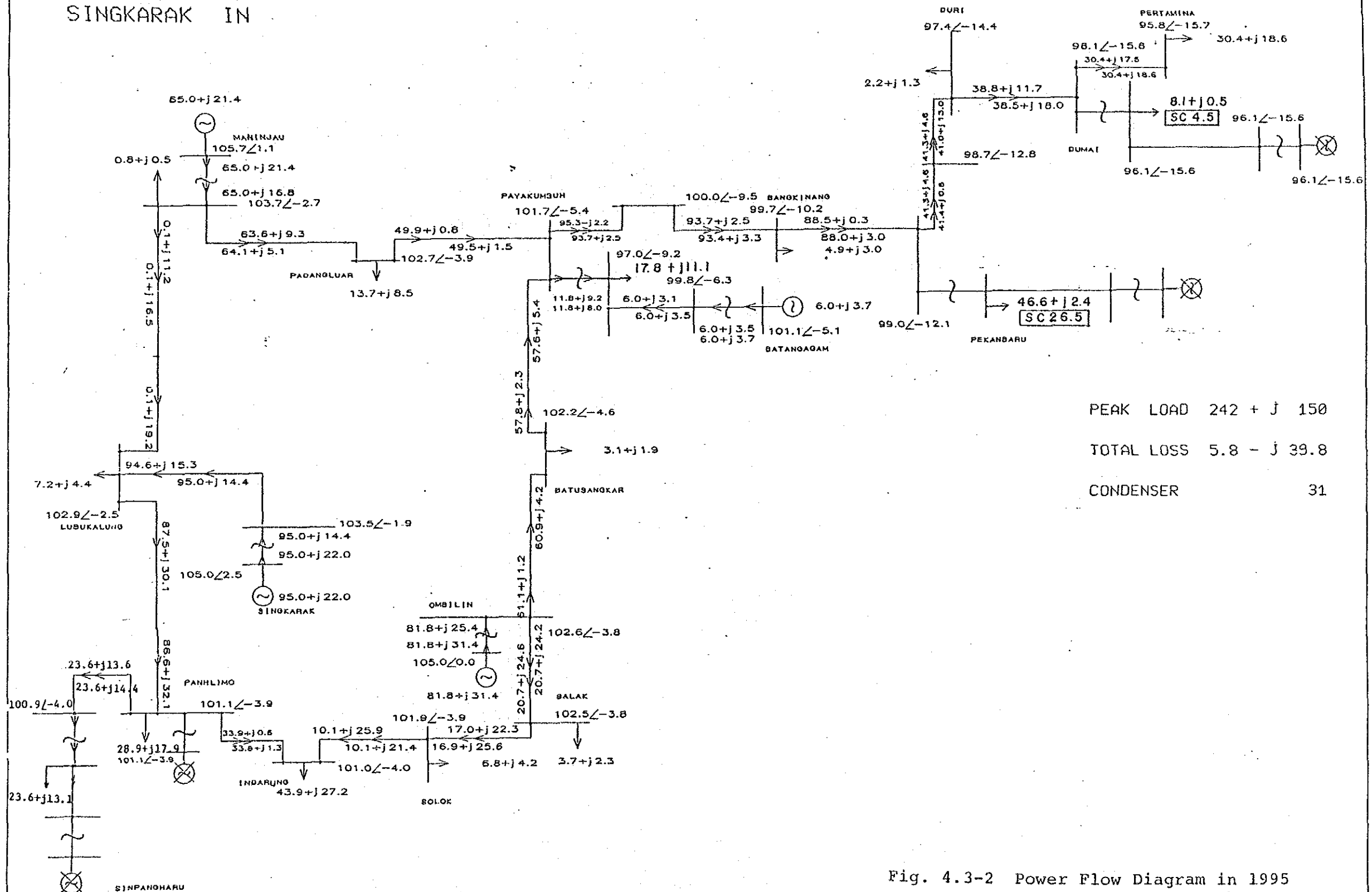


Fig. 4.3-1 Power Flow Diagram in 1993

CENTRAL SUMATRA POWER SYSTEM 1995

SINGKARAK IN

P+jQ [% at 100 MVA Base]  $\angle$  [°/deg]



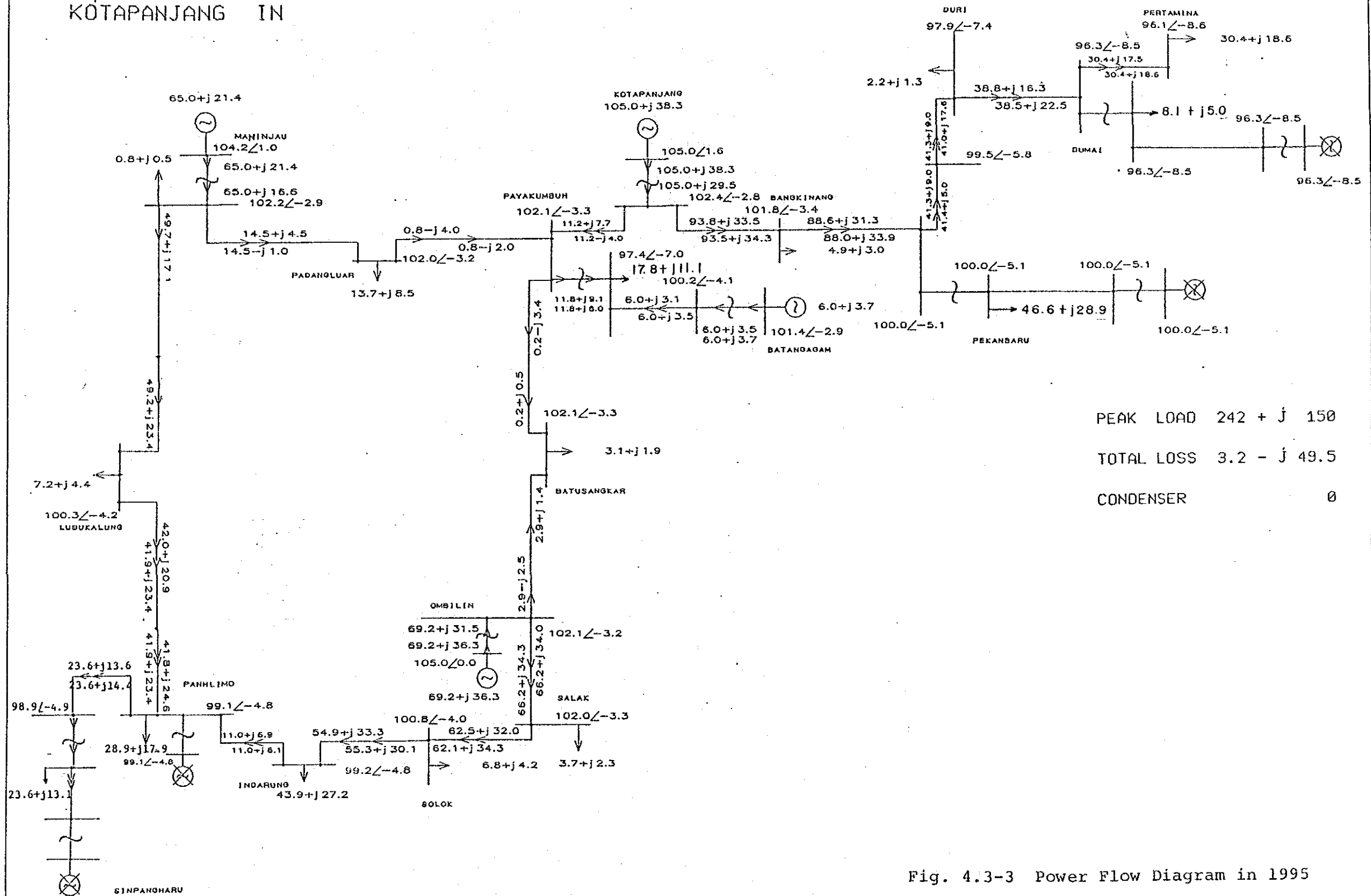
PEAK LOAD 242 + j 150  
 TOTAL LOSS 5.8 - j 39.8  
 CONDENSER 31

Fig. 4.3-2 Power Flow Diagram in 1995

CENTRAL SUMATRA POWER SYSTEM 1995

KOTAPANJANG IN

P+jQ [% at 100 MVA Base]  $\angle$  [°/deg]



PEAK LOAD 242 + j 150  
 TOTAL LOSS 3.2 - j 49.5  
 CONDENSER 0

Fig. 4.3-3 Power Flow Diagram in 1995

# CENTRAL SUMATRA POWER SYSTEM 2000

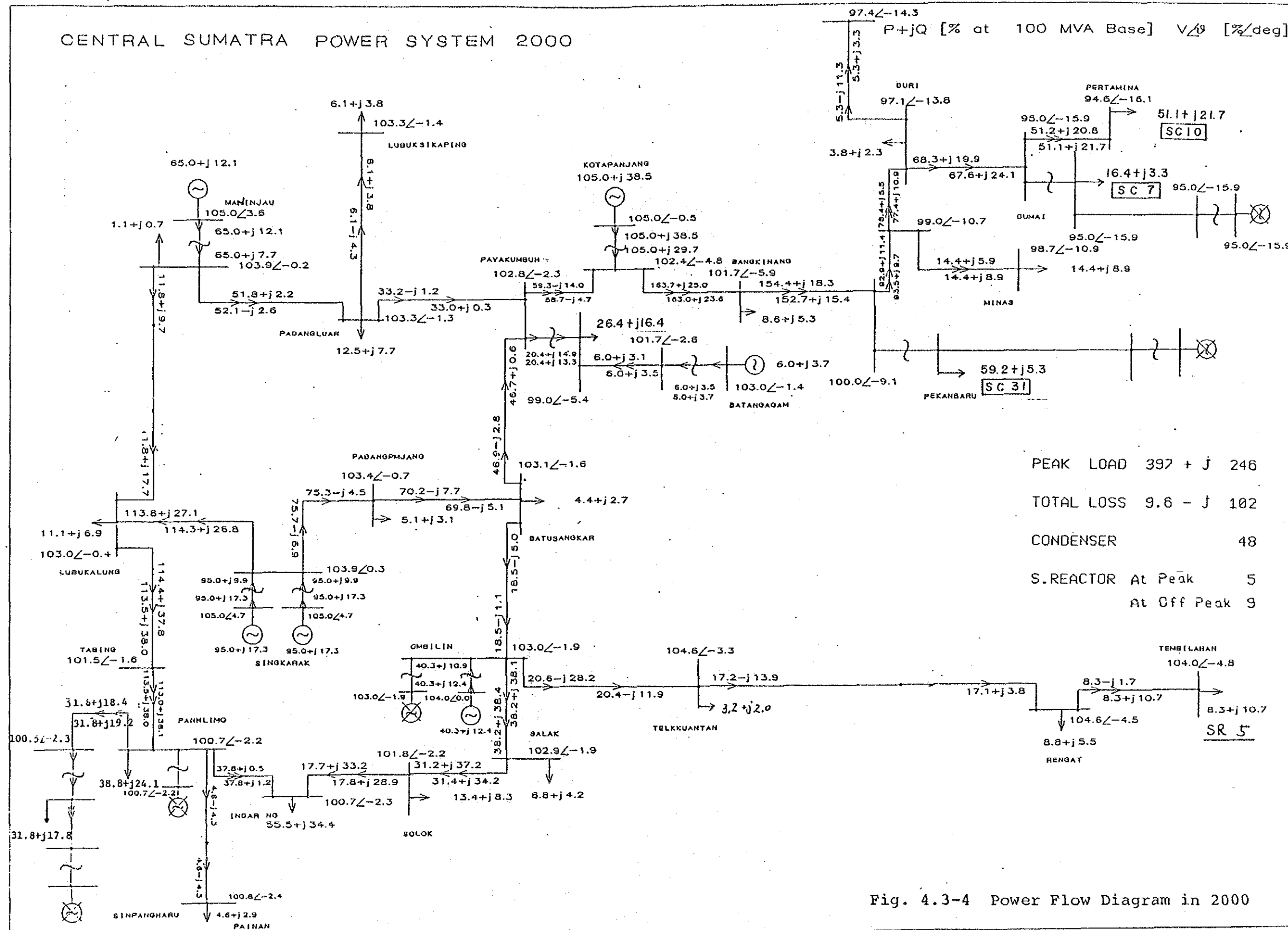


Fig. 4.3-4 Power Flow Diagram in 2000

CENTRAL SUMATRA POWER SYSTEM 2005

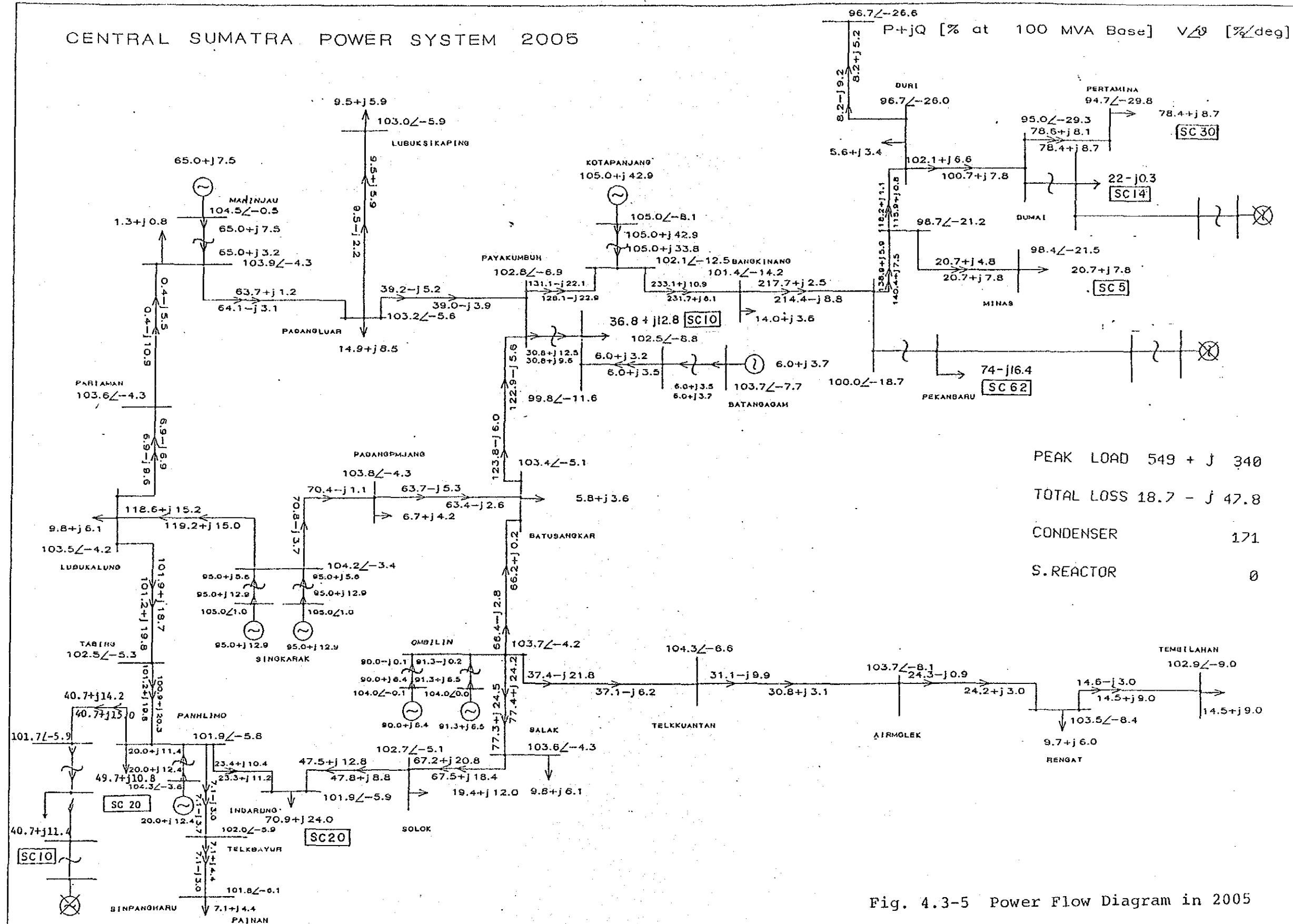
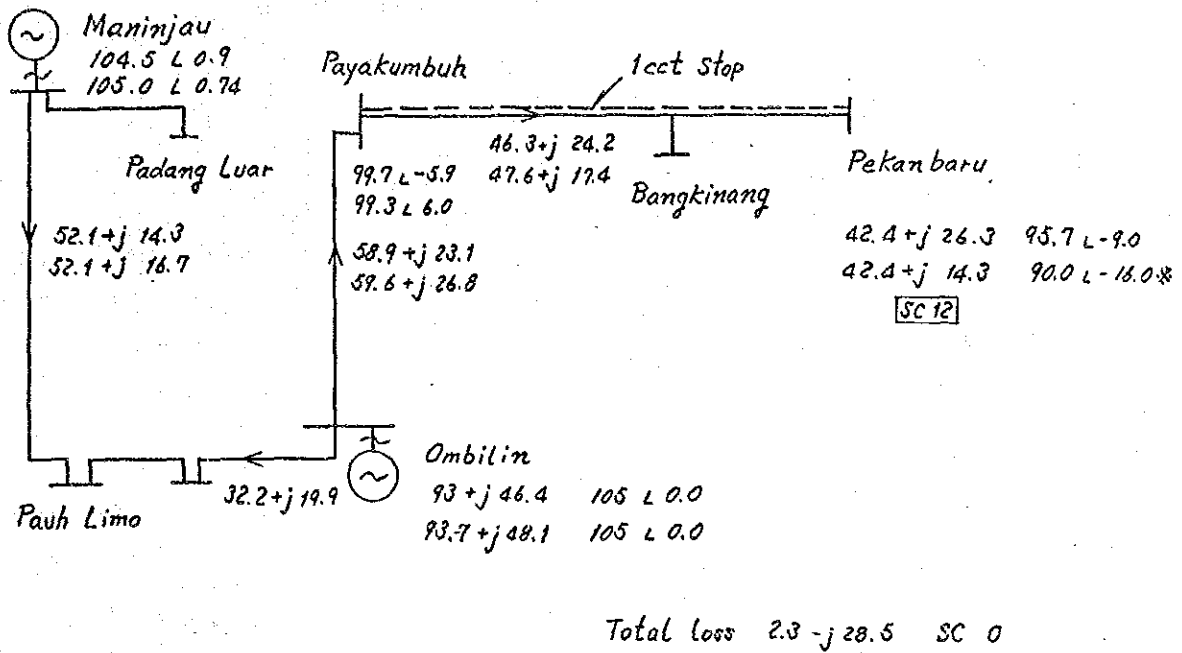


Fig. 4.3-5 Power Flow Diagram in 2005







上段は、平常時の値を示す。

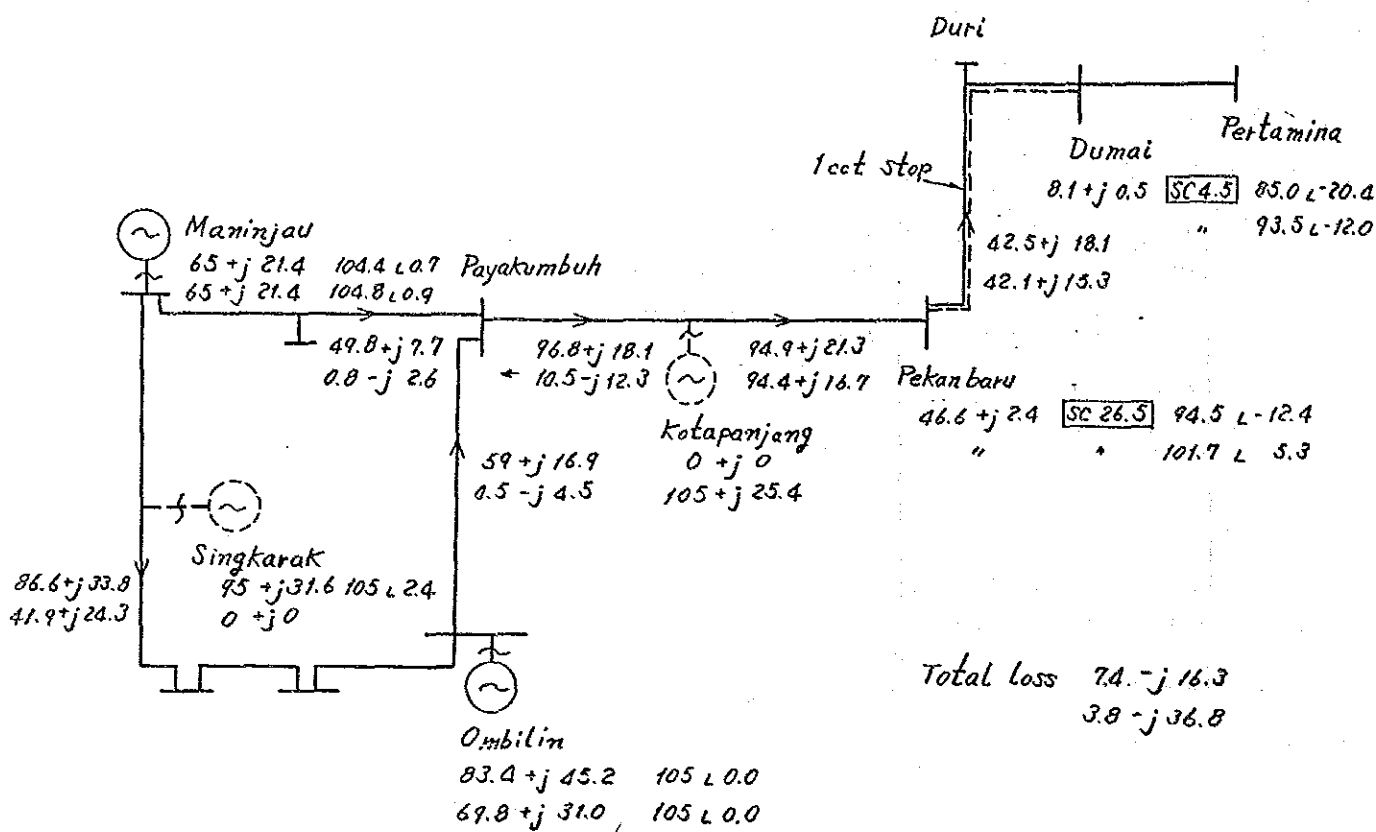
下段は、1回線停止時の値を示す。

オリンピリンの発電端電圧は105%

パヤクンブーパカンバル間1回線停止時に、末端電圧を90%に維持するためには、パカンバルに12MVAのコンデンサが必要である。

送電線1回線停止時の電圧を維持する一つの方法として、ディーゼル発電所を運転する方法も考えられる。

Fig. 4.3 - 6 送電線1回線停止時の影響 (1993年)



上段は、シンカラック発電所運転時の状態を示す。ドマイの電圧は85%に低下する。  
 下段は、コタパンジャン発電所運転時の状態を示す。ドマイの電圧は93.5%に低下する。

コンデンサは、同一容量を設置したと仮定して算出した。

- (1) シンカラック運転時85%に低下した電圧は、ドマイのディーゼル発電機を運転した場合、(出力 $8.1 + j6.0$ MVA) 電圧は85%から91%に回復する。
- (2) ドマイの電圧を95%に維持するためには、さらに13MVAのコンデンサを増加する必要がある。

Fig. 4.3 - 7 送電線1回線停止時の影響 (1995年)

Table 4.3-1. Load at the Respective Stations during Peak Load  
(used for calculating power flow)

		Unit : P MW, Q MVar							
Node	Stations	Year 1993		1995		2000		2005	
		P	jQ	P	jQ	P	jQ	P	jQ
GB1	Maninjau	0.7	0.4	0.8	0.5	1.1	0.7	1.3	0.8
1	Pariaman							6.5	4.0
2	Lubuk Alung	6.1	3.8	7.2	4.4	11.1	6.9	9.8	6.1
3	Tabing								
4	Pauh Limo	45.9	28.5	52.5	32.6	70.6	43.8	90.4	56.1
5	Simpangharu								
6	Teluk Bayur								
7	Painan					4.6	2.9	7.1	4.4
8	Indarung	35.9	22.3	43.9	27.2	55.5	34.4	70.9	44.0
9	Solok	5.4	3.3	6.8	4.2	13.4	8.3	19.4	12.0
10	Salak	1.4	0.9	3.7	2.3	6.8	4.2	9.8	6.1
11	Padang Panjang					5.1	3.1	6.7	4.2
12	Batusangkar			3.1	1.9	4.4	2.7	5.8	3.6
13	Payakumbuh	18.1	11.2	17.8	11.1	26.4	16.4	36.8	22.8
14	Padang Luar	12.1	7.5	13.7	8.5	12.5	7.7	14.9	8.5
15	Lubuk Sikaping					6.1	3.8	9.5	5.9
31	Bangkinang	3.7	2.3	4.9	3.0	8.6	5.3	14.0	8.7
32	Pekanbaru	42.4	26.3	46.6	28.9	59.2	36.7	74.0	45.9
33	Duri			2.2	1.3	3.8	2.3	5.6	3.4
34	Dumai			8.1	5.0	16.4	10.1	22.1	13.7
35	Bagan Siapi-api					5.3	3.3	8.2	5.1
36	Teluk Kuantan					3.2	2.0	6.0	3.7
37	Airmolek							6.5	4.0
38	Rengat					8.8	5.5	9.7	6.0
39	Tembilahan					8.3	5.1	14.5	9.0
41	PERTAMINA			30.4	18.6	51.1	31.7	78.4	48.6
42	Minas					14.4	8.9	20.7	12.8
	Total	171.7	106.5	241.7	149.5	396.7	245.8	548.6	339.4

- Notes 1. The node numbers refer to the numbers of the respective stations used in computer calculation.
2. The load of No. 11 Padang Panjang in 1993 and 1995 includes that of No. 14 Padang Luar.
3. The load of No. 12 Batusangkar in 1993 includes that of No. 13 Payakumbuh.
4. The mark [ indicates that the load is divided.
5. The mark ] indicates that the load is made together.

Table 4.3-2 Load at the Respective Stations during Light Load  
(used for calculating power flow)

		Unit : P MW, Q MVar					
Node	Stations	Year 1993		1995		2000	
		P	jQ	P	jQ	P	jQ
GB1	Maninjau	0.4	0.2	0.4	0.3	0.6	0.4
1	Pariaman						
2	Lubuk Alung	2.7	1.7	3.2	2.0	5.0	3.1
3	Tabing						
4	Pauh Limo	20.9	13.0	24.1	14.9	32.2	20.0
5	Simpangharu						
6	Teluk Bayur						
7	Painan					2.0	1.2
8	Indarung	27.0	16.7	33.2	20.6	42.4	26.3
9	Solok	2.4	1.5	3.0	1.9	6.1	3.8
10	Salak	0.6	0.4	1.6	1.0	3.1	1.9
11	Padang Panjang					2.3	1.4
12	Batusangkar			1.4	0.9	2.0	1.2
13	Payakumbuh	8.1	5.0	8.0	5.0	11.9	7.4
14	Padang Luar	5.3	3.3	6.1	3.8	5.6	3.5
15	Lubuk Sikaping					2.8	1.7
31	Bangkinang	1.6	1.0	2.1	1.3	3.8	2.4
32	Pekanbaru	16.6	10.3	21.3	13.2	27.0	16.7
33	Duri			0.9	0.6	1.6	1.0
34	Dumai			3.4	2.1	7.4	4.6
35	Bagan Siapi-api					2.4	1.5
36	Teluk Kuantan					1.4	0.9
37	Airmolek						
38	Rengat					2.4	1.5
39	Tembilahan					3.8	2.4
41	PERTAMINA			22.7	14.1	39.1	24.2
42	Minas					6.5	4.0
	Total	85.6	53.1	131.4	81.7	211.4	131.1

Notes: Refer to those in Table 4.3-1

Table 4.3-3 Output of the Respective Power Plants during Peak Hours  
(used in calculating power flow, etc.)

								Unit : MW
Node No.	Name of power plants	Rated output		Operation output used in calculating power flow, etc.				Remarks
		MW	No. of units	1993	1995	2000	2005	
G 1	Manjinjau	17	4	65	65	65	65	
G21	Singkarak	50	2		(95)	95	95	
G22	Singkarak	50	2			95	95	
G31	Ombilin	50	2	Free (93)	Free (81.8)*	Free (40.3)	Free (91.3)	*The upper value and lower value in 1995 indicate the output during operation of Singkarak and Kotapanjang, respectively.
G32	Ombilin	50	2				90	
G 4	Kotapanjang	37	3		(105)	105	105	
G 5	PERTAMINA	21.5	2					
G 6								
G 7	Pauh Limo	21.5	2				20	
D 5	Simpangharu	6	2					
		4	1	10				
D13	Batang Agam	3.5	3	6	6	6	6	
D32	Pekanbaru	6	5					
D34	Dumai	2.5	4					
		5	2					
Total				174	247.8	406.3	567.3	

- 1) To study under severe conditions, the diesel power plants, D.32 Pekanbaru and D.34 Dumai adjacent to system terminals are assumed to be shut down.
- 2) G.31 Ombilin was used for adjusting the balance of power demand and supply.
- 3) The output in 1995 was studied in two cases, namely, in case G. 21 Singkarak or G. 4 Kotapanjang is in operation.
- 4) G. 5 PERTAMINA was assumed to be interconnected to the power system based on the load equivalent to its output only in calculating the system stability.
- 5) D. 5 Simpangharu in 1993 and G. 7 Pauh Limo in 2005 are assumed to be operated to attain the balance between power demand and supply.
- 6) The operation output of G. 31 Ombilin was calculated based on the results of calculating the power flow.

Table 4.3-4 Operation Output of the Respective Power Plants during Light Load Hours

Unit : MW

Node No.	Name of power plan	Rated output		Operation output used in calculating power flow, etc.			Remarks
		MW	No. of units	1993	1995	2000	
G 1	Maninjau	17	4	Free (43.1)	40	40	
G21	Singkarah	50	2		Free (50.4)	Free (42.3)	
G22	"	50	2			50	
G31	Ombilin	50	2	40	40	40	
G32	"	50	2				
G 4	Kotapanjang	37	3		(40)	40	
G 5	PERTAMINA	21.5	2				
G 6							
G 7	Pauh Limo	21.5	2				
D 5	Simpangharu	6	2				
		4	1				
D13	Eatang Agam	3.5	3	3	3	3	
D32	Pekanbaru	6	5				
D34	Dumai	2.5	4				
		5	2				
Total				86.1	133.4	215.3	

- 1) The Ombilin Power Plant was assumed to be operated constantly at 40% load, and power demand and supply be balanced by hydro-power plants.
- 2) The values denoted by "free" refer to those calculated based on the results of calculating power flow, etc.

CENTRAL SUMATRA POWER SYSTEM 2005

SHORT CIRCUIT CAPACITY

MVA (KA)

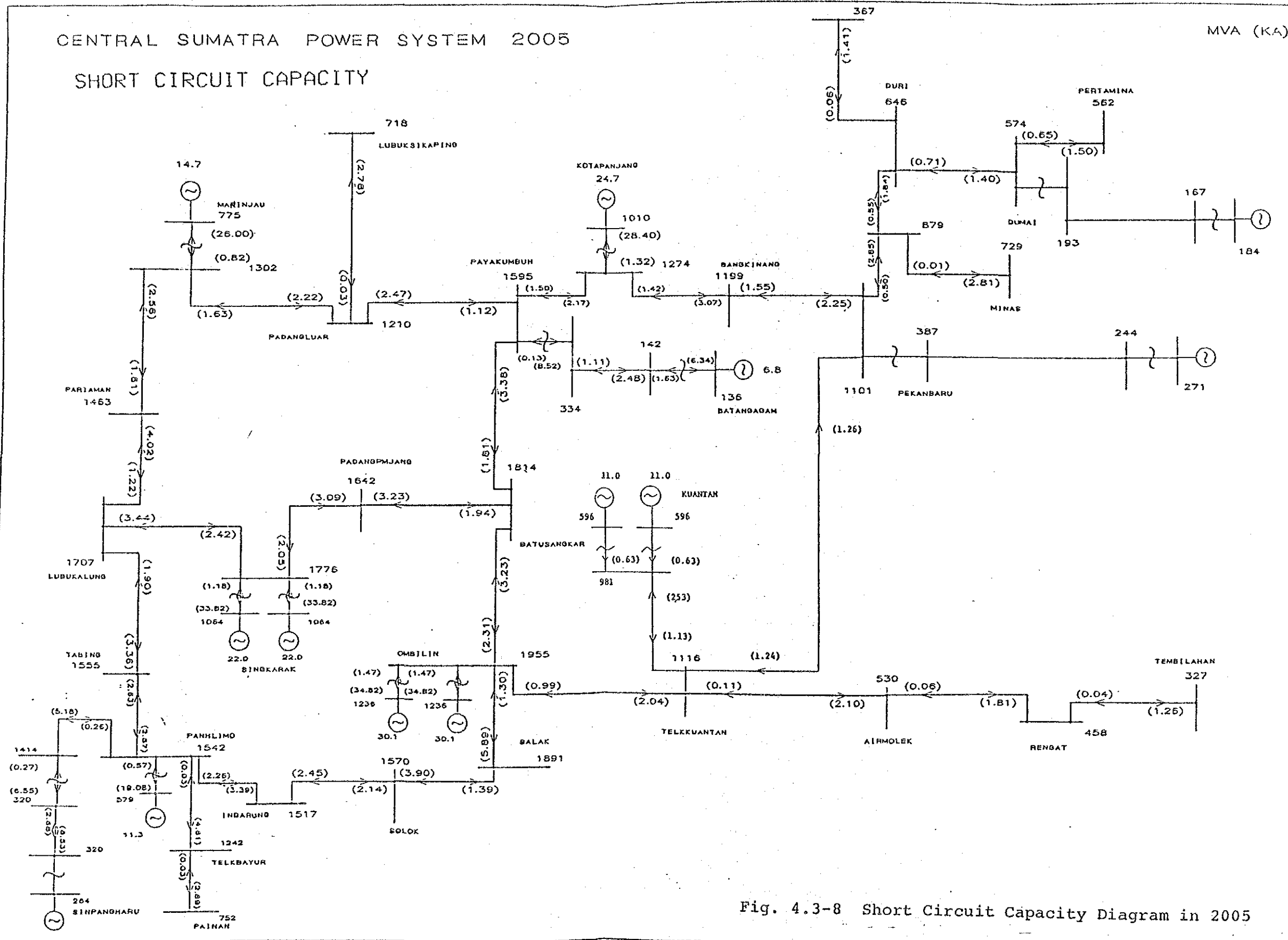
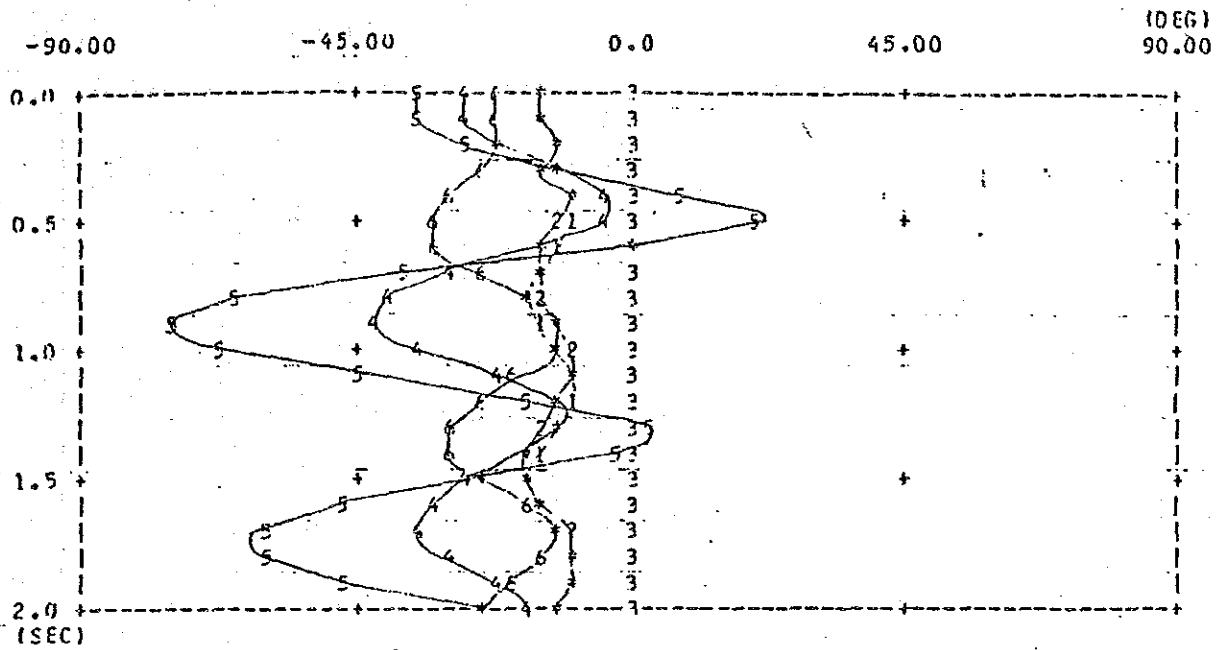


Fig. 4.3-8 Short Circuit Capacity Diagram in 2005





BASE GENERATOR=G31      CASE-1    3LO=0.3 SEC  
 OMBILIN



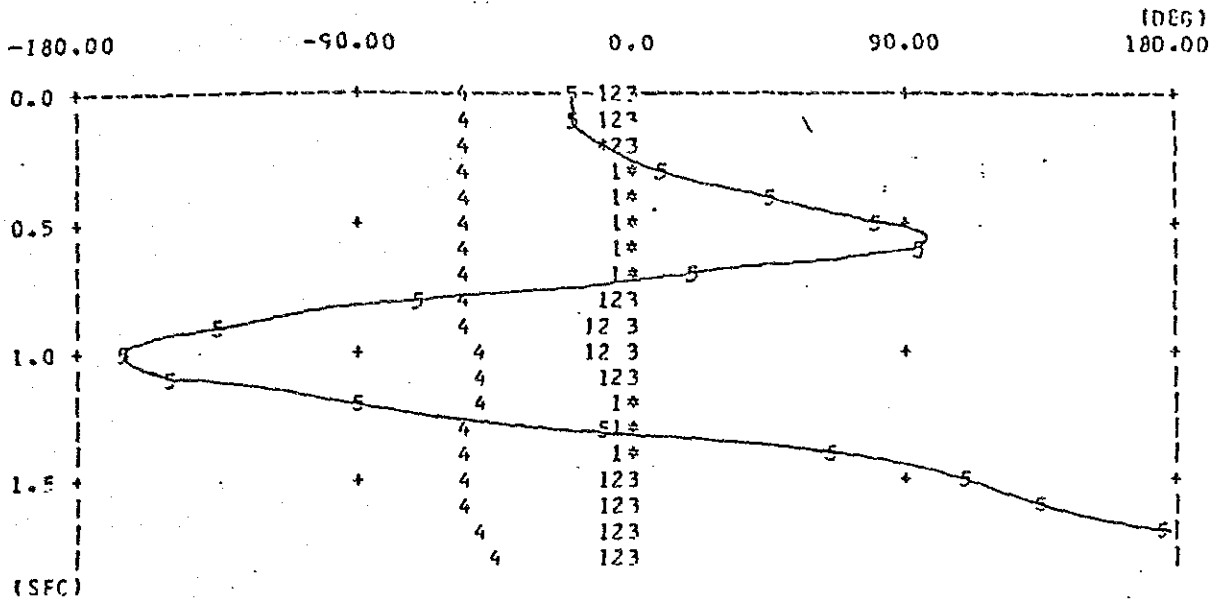
SYMBOL GNO		SYMBOL GNO		SYMBOL GNO	
1=G1	MANINJAU	2=G21	SINGKARA	3=G31	OMBILIN
4=G4	KOTAPANJANG	5=G5	PERTAMINA	6=G7	PAUHLIMO

1	Maninjau	4 x 17 MW
2	Singkarak	2 x 50
3	Ombilin	2 x 50
4	Kotapanjang	3 x 37
5	PERTAMINA	2 x 21.5
6	Pauh Limo	2 x 21.5

Fig. 4.3-9 Results of Calculating System Stability



BASE GENERATOR=G3      CASE-1\*      3LO=0.5 SEC  
 OMBILIN



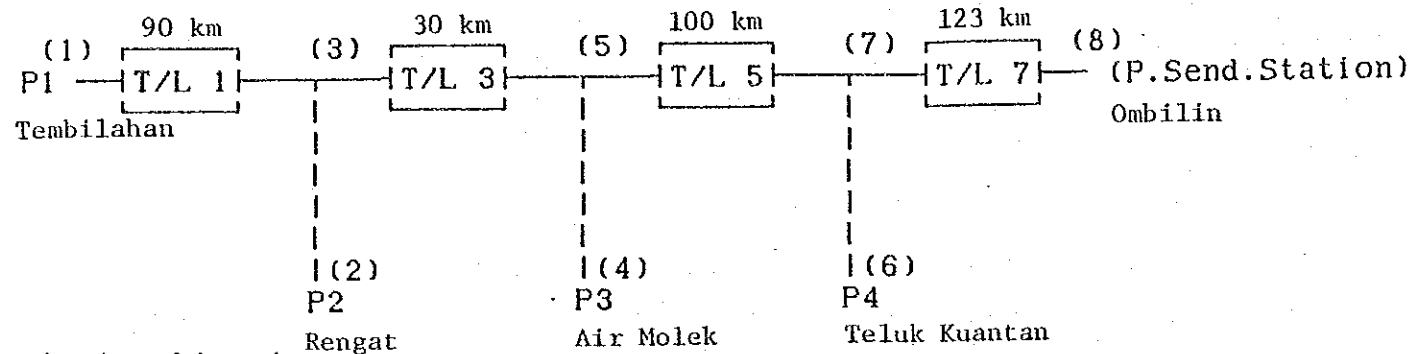
SYMBOL GNO		SYMBOL GNO		SYMBOL GNO	
1=G1	MANINJAU	2=G2	SINGKARA	3=G3	OMBILIN
4=G4	KOTAPANJANG	5=G5	DUMAI		

The system is stepped out for 0.5 sec of continuous fault at a load of 400 MW.

Fig. 4.3-11 Results at the Time of Preliminary Study

Table 4.3-5 Results of Calculating No-load Voltage

Line Voltage = 150 kv      Frequency = 50 Hz      Cond.Temp. = 40 °C



Transmission Line 1

ACSR 240 mm<sup>2</sup> x 1 x 2cct x 90 km  
 Cond.Diameter = 22.4 mm      DC Resistance at 20°C = .12 ohm/km  
 Horizontal distance : C1 - C1' = 7 m      C2 - C2' = 7 m      C3 - C3' = 7 m  
 Vertical distance : C1 - C2 = 4.2 m      C2 - C3 = 4.2 m  
 Equivalent phase distance Deq = 5.292 m      Equivalent radius of Cond. = 11.20 mm  
 L = 1.28160 mH/km      C = 0.0090217 uF/km      R = 0.12960 ohm/km

Four Terminal Constant

A = 0.99538200 + j 0.00148536      B = 5.81404000 + j18.09320000  
 C = -0.00000025 + j 0.00050938      D = 0.99538200 + j 0.00148536

Transmission Line 3

ACSR 240 mm<sup>2</sup> x 1 x 2cct x 30 km  
 Cond.Diameter = 22.4 mm      DC Resistance at 20°C = .12 ohm/km  
 Horizontal distance : C1 - C1' = 7 m      C2 - C2' = 7 m      C3 - C3' = 7 m  
 Vertical distance : C1 - C2 = 4.2 m      C2 - C3 = 4.2 m  
 Equivalent phase distance Deq = 5.292 m      Equivalent radius of Cond. = 11.20 mm  
 L = 1.28160 mH/km      C = 0.0090217 uF/km      R = 0.12960 ohm/km

Four Terminal Constant

A = 0.99948700 + j 0.00016527      B = 1.94333000 + j 6.03846000  
 C = -0.00000001 + j 0.00017003      D = 0.99948700 + j 0.00016527

Transmission Line 5

ACSR 240 mm<sup>2</sup> x 1 x 2cct x 100 km  
 Cond.Diameter = 22.4 mm DC Resistance at 20°C = .12 ohm/km  
 Horizontal distance : C1 - C1' = 7 m C2 - C2' = 7 m C3 - C3' = 7 m  
 Vertical distance : C1 - C2 = 4.2 m C2 - C3 = 4.2 m  
 Equivalent phase distance Deq = 5.292 m Equivalent radius of Cond. = 11.20 mm  
 L = 1.28160 mH/km C = 0.0090217 uF/km R = 0.12960 ohm/km

Four Terminal Constant

A = 0.99429900 + j 0.00183311 B = 6.45537000 + j20.09700000  
 C = -0.00000035 + j 0.00056578 D = 0.99429900 + j 0.00183311

Transmission Line 7

ACSR 330 mm<sup>2</sup> x 1 x 2cct x 123 km  
 Cond.Diameter = 25.3 mm DC Resistance at 20°C = .0888 ohm/km  
 Horizontal distance : C1 - C1' = 7 m C2 - C2' = 7 m C3 - C3' = 7 m  
 Vertical distance : C1 - C2 = 4.2 m C2 - C3 = 4.2 m  
 Equivalent phase distance Deq = 5.292 m Equivalent radius of Cond. = 12.65 mm  
 L = 1.25725 mH/km C = 0.0092037 uF/km R = 0.09590 ohm/km

Four Terminal Constant

A = 0.99137300 + j 0.00209159 B = 5.86417000 + j24.22530000  
 C = -0.00000050 + j 0.00070925 D = 0.99137300 + j 0.00209159

P1 = 0 MW P2 = 0 MW P3 = 0 MW P4 = 0 MW

P.F. (%)	No.	V (kv)	E (kv)		I (A)	V.fluct (%)	I1 (A)	I2 (A)
	1	160.55	92.69	▲ 0.00°	0.00	▼ 90.00°		
	2	159.81	92.26	▲ 0.09°	0.00	▼ 89.91°		
	3	159.81	92.26	▲ 0.09°	47.22	▼ 89.97°	47.22	▲ 90.09°
	4	159.23	91.93	▲ 0.15°	0.00	▼ 89.85°		
	5	159.23	91.93	▲ 0.15°	62.88	▼ 89.95°	62.88	▲ 90.15°
	6	156.14	90.15	▲ 0.52°	0.00	▼ 89.48°		
	7	156.14	90.15	▲ 0.52°	114.53	▼ 89.83°	114.53	▲ 90.52°
	8	150.00	86.60	▲ 1.10°	177.48	▼ 89.61°		
							PS = -0.573 (MW)	

TRANSMISSION LOSS (MW)

T/L 1	T/L 3	T/L 5	T/L 7	TOTAL	Efficiency
-0.013	-0.018	-0.158	-0.384	-0.573	0.00%



#### 4.4 送電線電線サイズの検討

##### (a) 電線サイズの決定にあたって考慮した事項

- (i) 送電線の電力潮流状況から見て、長期に亘って許容電流を越えないようにする。しかし、あまり過大設備にならないように考える。
- (ii) 重要な線路については、並行2回線のうち1回線が停止したとき、健全回線が過負荷にならないように考える。
- (iii) 経済的な見地から、年経費のすくない電線サイズを選定する。このために、電線サイズの変化による工事費、年経費、送電lossの変化を計算して適切なサイズを選ぶ。
- (iv) 許容電流、経済性、将来の情勢変化への対応力、などを総合勘案して、電線サイズを決定する。

##### (b) 経済的観点からの電線サイズの検討

(a)の考えをもとに、1995年から2005年までの電力潮流の増加 (Table 4.4-1) を考慮に入れて、10年間の積算年経費の現在価値を求めた結果、Fig 4.4-1のような結果を得た。

また、送電々力別に単年度の年経費について見るとFig 4.4-2のようになる。

##### (c) 考察

##### (i) 10年間の積算経費で見た場合

経済的電線サイズは、最も電力潮流の大きい、コタパンジャン～パカンバル間が $410\text{mm}^2$ 、バヤクンプ～コタパンジャン間は、 $330\text{mm}^2$ と $410\text{mm}^2$ との間に大きな差はない。パカンバル～ドマイ方面は、送電電力が小さいので $330\text{mm}^2$ よりも $240\text{mm}^2$ の方がやや経費がすくない。

##### (ii) 単年度の経費で見た場合

2005年の断面で見た場合、パカンバル～ミナス間135MW、ミナス～ドゥリ～ドマイ間114MW～100MWの送電々力から見れば $330\text{mm}^2$ 乃至 $410\text{mm}^2$ が有利となってくる。

##### (iii) バヤクンプまわりパカンバルの系統の送電々力は2005年の電力潮流程度が限界でそれ以降は、次の電源対策が必要になってくると考えられる。

パカンバルからドマイ方面については、パカンバルを電源拠点として、将来さらに送電々力が増加していくものと考えられる。

(iv) 以上の諸情勢を勘案して、電線サイズを次のように選定した。

コタパンジャン～パカンバル間	410 m <sup>2</sup>
オンビリン～パヤクンプ～コタパンジャン 及びパカンバル～ドマイの幹線	330 m <sup>2</sup>
パダンルアール～パヤクンプ間ループ線	240 m <sup>2</sup>
他の分岐線	240 m <sup>2</sup>

(b) 計算に使用した諸元

(i) 工事費

電線サイズmm <sup>2</sup> (ACSR)	240	330	410	610
工事費 千円/km・2cct R <sub>p</sub> ×10 <sup>3</sup> 5.5/ ¥	16,100 88,550	17,700 97,350	19,300 106,150	23,000 126,500

(ii) 年経費

耐用年数	25年
金利及び償却	10.92%
維持費	1.5%
計	12.42%

(iii) 送電ロス単価 47.9 R<sub>p</sub>/kWh (予備検討時算出した平均単価)

31,840 R<sub>p</sub>/kW/年 (石炭火力の発電単価)

ロス単価を変えた場合についても合わせて検討した。

(iv) 現在価値換算係数 12%

(v) その他

送電線 並行2回線, 電線温度40℃

Loss factor 0.432 (Load factor 0.6)

Power factor 0.95



Table 4.4 - 1 区間別送電線負荷

	地点別 Peak load MW				区間別送電線負荷 MW				選定した 電線Size mm <sup>2</sup>
	地点	1995	2000	2005	区間	1995	2000	2005	
1	PERTAMINA	30.4	51.1	78.4	2 → 1	30.4	51.1	78.4	240
2	Dumai	8.1	16.4	22.1	4 → 2	38.5	67.5	100.5	330
3	Bagan Siapi-api		5.3	8.2	4 → 3		5.3	8.2	240
4	Duri	2.2	3.8	5.6	5 → 4	40.7	76.6	114.2	330
5	Minas		14.4	20.7	6 → 5	40.7	91.0	134.9	330
6	Pekanbaru	46.6	59.2	74.0	7 → 6	87.3	150.2	208.9	410
7	Bangkinang	4.9	8.6	14.0	8 → 7	92.2	158.8	222.9	410
8	Kotapanjang	0	- 80	- 80	9 → 8	92.2	78.8	142.9	330
9	Payakumbuh	17.8	26.4	36.8					

## 区間別電力伸び率

単位：%/年

区間	年	1995~2005		
		1995~2000	2000~2005	1995~2005
2 → 1	Dumai ~ PERTAMINA	10.9	8.9	9.9
4 → 2	Duri ~ Dumai	12.2	8.2	10.0
5 → 4	Minas ~ Duri	13.5	8.3	10.9
6 → 5	Pekanbaru ~ Minas	17.5	8.2	12.7
7 → 6	Bangkinang ~ Pekanbaru	11.5	6.8	9.1
8 → 7	Kotapanjang ~ Bangkinang	11.5	7.0	9.2
9 → 8	Payakumbuh ~ Kotapanjang	-3.2	12.6	4.5

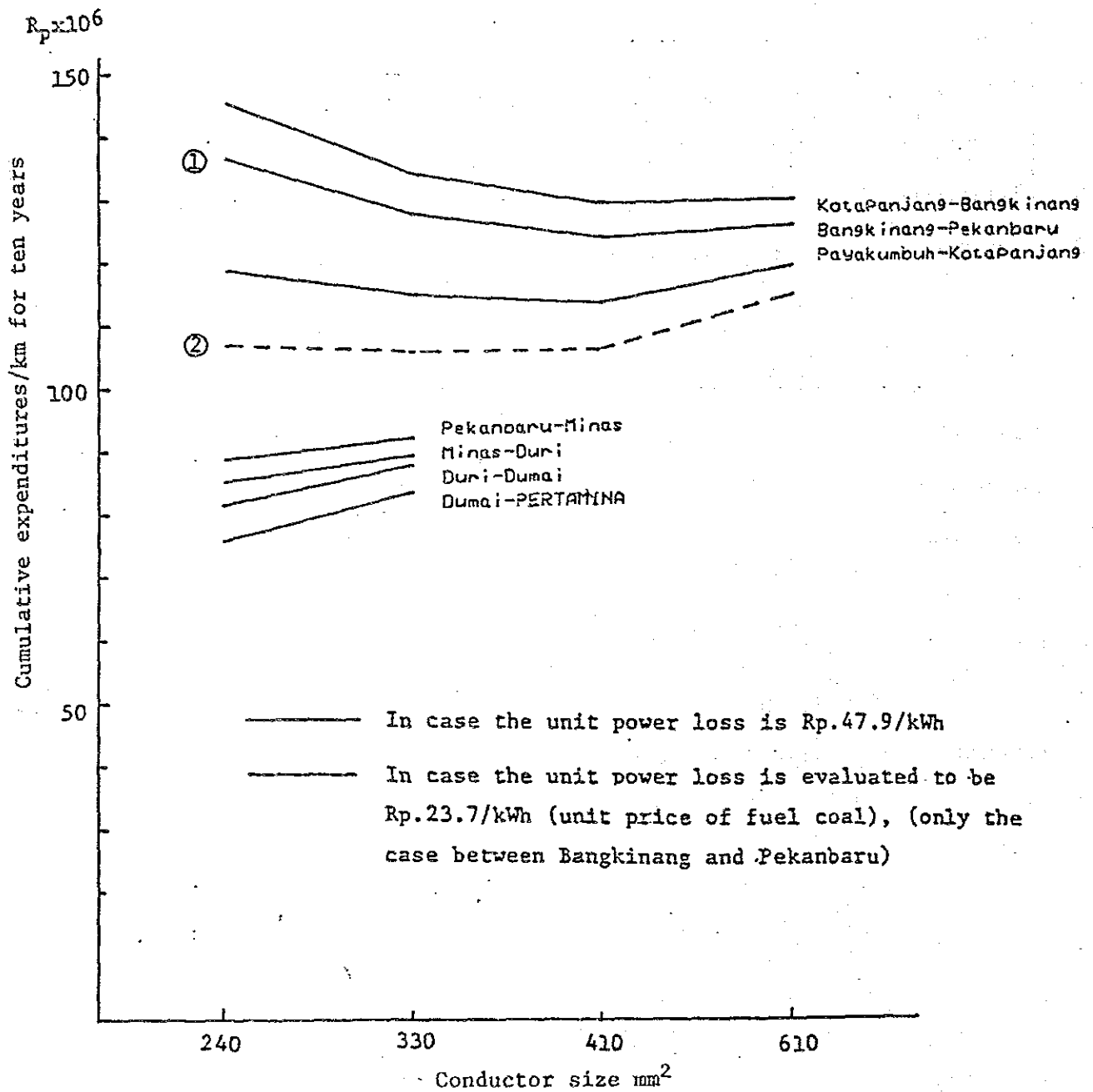


Fig. 4.4-1 Change of Annual Expenditures due to the Size of Conductor  
Present value of Cumulative Expenditures for Ten Years

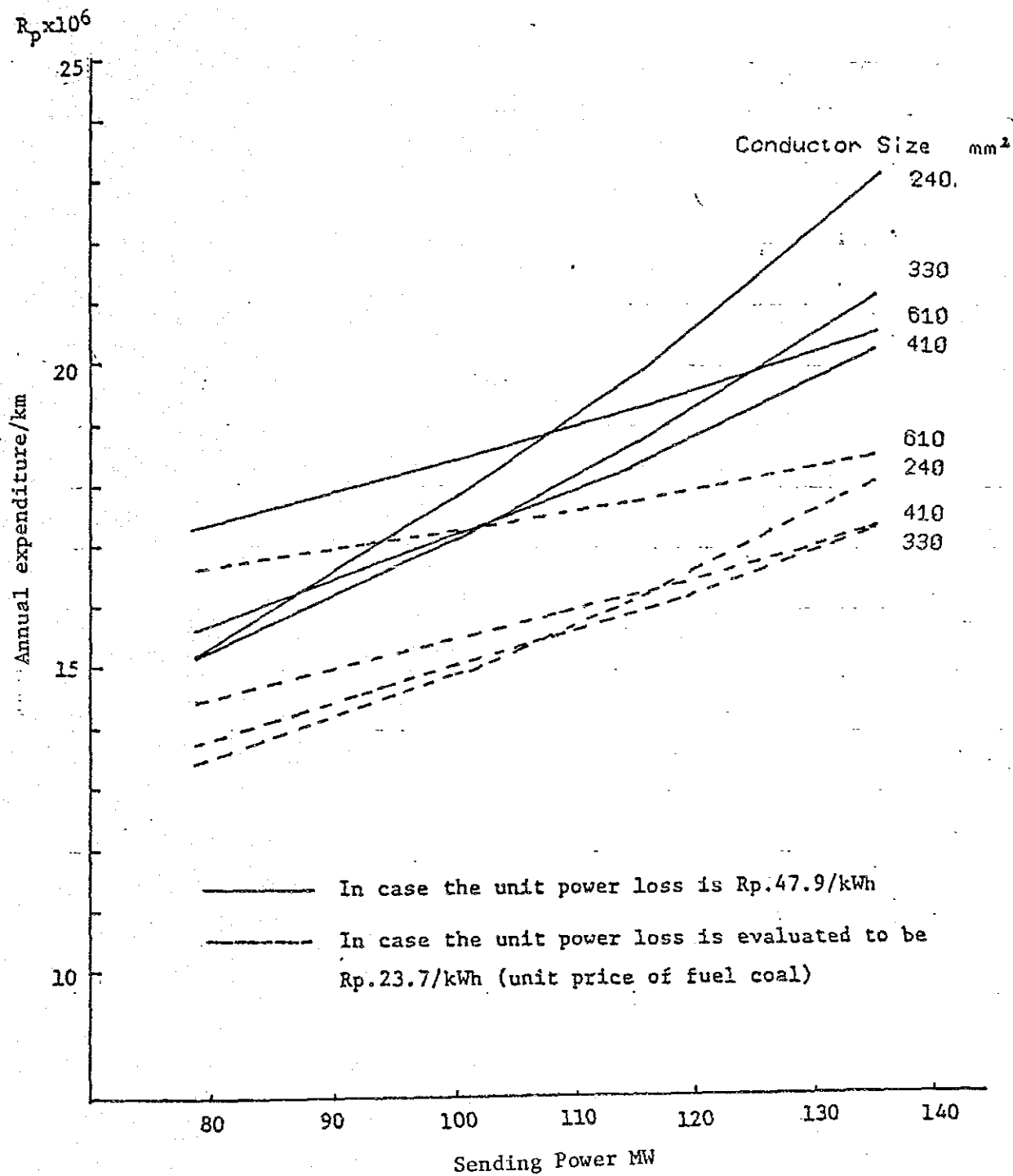


Fig. 4.4-2 Change of Annual Expenditures according to Sending Power Parallel Running by Two Circuits, 150 kV (Pf = 0.95)



## 第 5 章 送電設備



## 第5章 送電設備

### 5.1 送電線のルート

#### 5.1.1 送電線経過地付近の地形

当プロジェクトはスマトラ島中部の西スマトラ州とリアウ州にまたがっている。西スマトラ州はインド洋に面し、その地形は、パダンを中心とする平野部、マラピイ山（海拔2,891m）シンガラン山（海拔2,878m）に囲まれたブキティンギ、パヤクンプを中心とする高原、およびパヤクンプの北方アングラス付近から赤道を越してプラウバンジャンの近くのリアウ州との州境付近まではバリサン山脈の山岳地とから成っている。

一方リアウ州側は、西スマトラ州との境からランタンバランギン付近までの約15kmは標高300m前後の山岳地であるが、この地点から北側は平地で、特にマラッカ海峡から約140kmも内陸にあるバカンバルの標高は、わずか31mしかなく、多少地表面のうねりはあるがほとんど平坦である。その大部分がP.T.カルテックス パシフィック インドネシア（以下カルテックスと称する）の石油採掘地となっており、ジャングルに覆われている。

#### 5.1.2 150KV送電線のルート

150KV送電線のルートは1/50,000の地図上で選び、これを基に地上およびヘリコプターにより空中から現地調査して選定した。150KV送電線のルートの概要は下記およびAnnex 5-1, 5-2, 5-3のとおりである。

##### (1) オンビリン発電所～バツサンガール変電所 亘長 29km

オンビリンとバツサンガールはブキットゴバァ、コタアラム、タラウィ等の村落を通る幹線道路で結ばれている。送電線ルートはこの道路沿いの丘陵、水田地帯を直線部分を可能な限り長くとり、最短距離で両地点を結ぶルートを選定した。

##### (2) バツサンガール変電所～パヤクンプ変電所 亘長 29km

両地点はマラピイ山（海拔2,891m）とマリントン山（海拔2,262m）の間に挟まれたスウィクアラブ、タアバアパクア、バルウラア等の村落を經由する幹線道路によって結ばれている。

送電線のルートはこの幹線道路沿いに選ぶことにより、亘長は多少長くなるが比較的平坦地を通すことができ、建設工事・保守作業が容易になるので、この幹線道路沿いのルートを選定した。ルート付近一帯は、表層が赤色の粘土で地耐力も十分あるものと考えられる。路頭には安山岩、角礫岩が見られ安定した地盤と判断され

る。付近の山は急傾斜をなしているが、山崩れの心配はない。

(3) バダングルアール変電所～パヤクンプ変電所 亘長 31km

ブキティンギ郊外のバダングルアール変電所を起点にマラピィ山の山裾の水田地帯に点在するバクタバル、ラアシイ、カタティンギイ等の村落を通る道路沿いに、ほぼ直線的に経過し、バタンアガム発電所の調整池付近で国道を横断する。そして国道の北側を国道沿いになるべく角度鉄塔を少なくして、直線部分をできるだけ長くとりパヤクンプ変電所に至るルートを選定した。

マラピィ山から噴出した火山性の堆積物が山のすそ野を覆い、緩やかな傾斜地となっている。表土は粘性土であり、地盤としては良好である。逆T字型基礎が経済的であり、かつ施工も容易で最適と思われる。ルートの途中数ヶ所でマラピィ山からの谷川と交差するところがあり土石流の発生する恐れもあるので、基礎は谷川から20m程度離す必要がある。

また、パヤクンプ周辺は、水田と畑にかこまれている。地質図によれば付近の地質は、沖積層であり、粘土、砂質土、火山性の礫および珪岩によって構成された堆積物でおおわれている。

(4) パヤクンプ変電所～コタパンジャン発電所 亘長 83km

この区間も基本的には国道沿いに、送電線ルートを選定した。すなわち、

(a) パヤクンプ付近

パヤクンプを中心とする平野部は国道の西側を国道沿いに、直線部分をできるだけ長くし、地盤の良い所を選び、建設が容易で、しかも保守の容易な経済的なルートを選定した。

(b) アンダラス付近の峠越え

シカット山～ゴオバ山間（約9km）は国道と谷川をはさんで両側から岩山がせまり、送電線ルートとしては厳しいところであるが、幸いなことに岩山は安定した状態にある。したがって、送電線は一般的な2回線標準型鉄塔を採用し、基礎に工夫（ロックアンカー等）をこらして山の中腹および、対岸の斜面に鉄塔を建て、国道・谷川の上空をジクザグに数回横断しながら通過する峡谷沿いのルートとした。

(c) アンダラス付近の峠～コタパンジャン発電所

アンダラス付近の峠を通過すると、ゆるやかな山波が続く。送電線のルート



は国道沿いの、この緩やかな山波の中腹、または、頂の安定した地点を直線的に結ぶルートを選定した。

なお、ムアラマハット付近の現在の国道は、コクパンジャン水力発電所の開発に伴って水没するため、迂回道路の新設が計画されている。従ってこの付近の送電線ルートはこの新設迂回道路沿いにルートを選定した。

(5) コクパンジャン発電所～パカンバル変電所 巨長 60km

コクパンジャン水力発電所予定地付近からは徐々に平野部となるが、国道も蛇行するカンパールカナン河に沿ってパカンバル方面に向かっている。送電線のルートはこの国道をはさんでカンパールカナン河と反対側（国道の南側）を旧河川跡の軟弱地を避けながら可能な限り直線部分を多くとり国道沿いにパカンバルへ至るルートを選定した。なお、鉄塔の基礎は地盤の状況によっては杭基礎が必要となろう。

(6) パカンバル変電所～ドゥリ変電所 巨長 113km

パカンバルの西南部に新設が予定されているパカンバル変電所を起点に、送電線ルートはパカンバルの西側郊外を北上し、シアク河を渡ってまもなく国道と平行する。（ドゥリに向かって国道の左側）。ミナス付近では国道は激しく曲折しているが、送電線ルートはこの国道からあまり離れず、また、できるだけこの国道の横断を少なくし、主に国道の西側を経過することを基本にルートを選定した。

シアク橋周辺は、年2回ほど水が越堤するので、河川西岸の鉄塔基礎は柱体部を円形にし柱水圧に耐える構造としなければならない、そして、最高洪水位よりも30cm以上天端を高くする必要がある。また、パカンバル～ミナス間はゆるやかな起伏が続き、表土はうす茶色の砂もしくはシルトである。草木は少なく、露出している地表は雨でひどく浸食されているので、鉄塔建設地点周辺は表土流出防止の緑化等の対策が必要である。

なお、この区間はカルテックスの広大な管理地域となっており、送電線を通過することについては、カルテックス現地本部との打合せで基本的な了解を得ているが、具体設計の段階で

・新設送電線ルート

・設備相互間の離隔距離

等について調整が必要である。

(7) ドゥリ変電所～ドマイ変電所 巨長 60km

ドゥリとドマイの間はところどころにスワンプが点在する平坦地で、両地点を結ぶ国道は多少迂回しているが地盤の良い所を選んで建設されている。

したがって、送電線ルートもこの国道沿いを経過し、ドマイの手前ブキットネナス付近で国道から離れ、直線的に北上してドマイ変電所に至るルートを選定した。

(8) パウリモ変電所～シンパンハル変電所 巨長 7km

既設のシンパンハル発電所を改造して 150KV変電所を併設する場合、その電源となるパウリモ変電所と結ぶ 150KV送電線のルートは、数案考えられるが、経済的に、また、保守上からも、現在コトティンガ、カタピン等の村落を通る地方道沿いにある20KV配電線に平行したルートが、両変電所間を直線的に最短距離に結べるので、最適ルートとして選定した。

(9) ドマイ変電所～プルタミナ(ドマイ製油所) 巨長 10km

ドマイの南西部に新設が予定されるドマイ変電所から、ドマイの東部にあるプルタミナ ドマイ製油所へ電力供給するための 150KV送電線は、近くのドマイ空港の航空制限の範囲を避けて、ドマイ変電所に隣接するプルタミナキャンプ地の北側周縁を経過してプルタミナ ドマイ製油所の南側から敷地内に入り変電所に至るルートを選定した。

(10) ドゥリ変電所～バガンシアピアビ変電所 巨長 122km

バガンシアピアビへの送電線ルートはドマイ変電所から延長するルートとドゥリ変電所から分岐するルートの2つの方法が考えられるが、現在カルテックスが石油採掘のために、ドゥリからバンコー方面へ作業用道路網を拡充しつつあり、これを送電線の建設・保守に活用できるのでドゥリ変電所からの分岐ルートを選定した。

すなわち、ドゥリ変電所を起点にして、国道沿いに北上し、スバング付近で左折し、カルテックスが建設中の道路沿いに進み、ムルバウピンタールでローカン河を渡り、さらに道路沿いに北上してバンコー付近で再度ローカン河を渡り、ローカン河の右岸に沿ってバガンシアピアビ変電所に至るルートを選定した。

地盤条件はスワンプ地帯が中小河川に沿ってあり決して良いとは云えない。重角度鉄塔が必要な場合には、荷重も大きくなるので杭基礎が必要となる。

また、フローテング基礎など地盤条件に合った基礎型の採用も検討する必要がある。

(1) バダフルアール変電所～ルブックシカピン変電所 亘長 60km

バダフルアール変電所からルブックシカピン変電所への送電線ルートは、ブキティンギの西側を通るルートと、東側を通るルートの2ルートが考えられるが経過地の地形、地盤の安定度等から西側ルートを選定した。すなわち、バダフルアール変電所を起点にして、ブキティンギの西側、マニンジョウ湖を囲む外輪山の東側斜面を通る地方道沿いにマツール、バリンギン、パルムバジャン、シピサン、パンダ等の村落を経過してルブックシカピン変電所に至るルートを選定した。

(2) パウリモ変電所～パイナン変電所 亘長 62km

(a) パウリモ変電所～タルックバイユル

この地域はパダンの郊外で、各街道沿いに人家が建ち並び、その裏側には水田が広がる農村地帯である。送電線ルートは ( i ) この水田を経過するルートと、( ii ) PT、セメンパダン工場とパダン港 (タルックバイユル) を結ぶ鉄道上をガントリー鉄塔により経過するルートが候補となるが鉄道敷地幅および鉄道と国道との立体交叉付近の横断に困難性があり、( i ) の道路沿いの水田を経過するルートを選定した。すなわち、

パウリモ変電所を起点にクバ、ピアイテンガ等を経由する地方道路沿いに通し、タンジュンサバール付近で国道を横断する、そして既に完成しているパダンバイパス沿いにタルックバイユルに至るルートを選定した。

(b) タルックバイユル～パイナン変電所

タルックバイユル～タルックカブンは山が海にせまり国道はこの山の中腹をはしっている。このため、国道の左側は急傾斜の山が迫り、斜面は多くの場所で崖崩れをおこして、転石を含んだ土砂が幅3～4m、高さ10m程度堆積している。右側は絶壁で海に面しているため、この部分は国道沿いに送電線のルートを選定することは困難であり、国道(海岸)から離れて標高500m前後の山中にルートをとる。

国道はその後、タルックカブン付近から内陸部に入りラナホ付近で峠を越えるとタアロサン河沿いにバラネア、サアリド等の村落を経由してパイナンへ通じている。したがって、送電線ルートもこの国道沿いに角度鉄塔をなるべく少なくしてできるだけ直線部分を長くとり、パイナン変電所に至るルートを選定した。

## 5.2 絶縁レベル

送電線の絶縁設計を行なうにあたり、耐えうる異常電圧をどの程度にするか、すなわち過大設計すると不経済であり、また絶縁強度が不足すると停電回数が多くなり、信頼度が低下するので、絶縁レベルをどの程度にするかが大きな課題である。しかし、異常電圧の大きさ、発生頻度について明確なデータが入手できなかったので送電線の運用実績等から従来より用いられている考え方、手法を踏襲して設計を行なうこととした。

想定される異常電圧は雷撃による外部異常電圧と、開閉サージ等による内部異常電圧の2種類に大別されるが具体的には次により絶縁設計する。

### 5.2.1 外部異常電圧

中部スマトラの本プロジェクト地域の襲雷頻度（IKL）は現地調査時に得たIKL MAPによると西スマトラ州側は30～50、リアウ州側は40～70であり熱帯地特有の高レベルである。（Annex 5-4）

雷撃により発生する異常電圧（外部異常電圧）は送電線の絶縁耐力に比較して、はるかに高く雷撃によるフラッシュオーバー事故を皆無にすることは不可能である。このため架空地線の設置・鉄塔脚接地抵抗の低減等により防護をはかり、また、フラッシュオーバーが発生した場合には、高速度遮断、アーキングホーン・アーマロッド取付等によりがいし、電線の保護を行なって被害を最小限にとどめるように設計する。

### 5.2.2 内部異常電圧

遮断器の開閉サージ等系統内に発生する異常電圧（内部異常電圧）に対しては、フラッシュオーバーが発生しないことを条件に

- ・がいしの連結個数
- ・絶縁間隔

等を次により決める。

#### (1) がいしの連結個数

がいしの連結個数は「常規対地電圧」「系統内に発生する開閉サージ」「1線地絡時などの持続性異常電圧」に対し、十分耐えるように定める。

また、がいしを雷撃等から防護するためにアーキングホーンを取付けるが、雷撃のフラッシュオーバー時にアークががいし面を沿絡し、その熱によりがいしを破損しないように、アーキングホーンの間隙を保つ間隙能率<sup>\*1</sup>からがいし個数を定める。

具体的には、次の(a), (b), (c)項によるが結論としてはTable 5.2-1のようになる。

Table 5.2-1 がいしの一連連結個数とアーキングホーン間隙

適用区分	がいし装置	250mm懸垂がいし一連個数	インパルスフラッシュオーバー電圧	アーキングホーン間隙	アーキングホーンの間隙能率
内陸地区 *2 (等価塩分付着密度 0.01mg/cmf)	懸垂	10 個	750 KV	1,200mm	82%
	耐張	11 個	750 KV	1,200mm	75%
臨海地区, 塵埃汚染 地区 (等価塩分付着 密度0.03mg/cmf)	懸垂	12 個	750 KV	1,200mm	68%
	耐張	12 個	750 KV	1,200mm	68%

(注)

\* 1 間隙能率とはがいし連長( $Z_0$ )に対するアーキングホーン間隙( $Z$ )の比率( $Z/Z_0 \times 100$ )でFig. 5.2-1からわかるように、例えばこの比率が大きいと、臨界通路電圧(がいしの表面でフラッシュオーバーしない最高電圧)は低くなり、雷撃時にがいしの表面でフラッシュオーバーし、その熱によりがいしが破損しやすくなる。

したがって150 KV線での臨界通路電圧は、50%フラッシュオーバー電圧の1.5倍以上になるようにアーキングホーン間隙( $Z$ )を決める。

\* 2 等価塩分付着密度とは、汚損程度をあらゆる尺度で、汚損物がすべて塩分であるものと仮定し、実着汚損物の導電度と等しい導電度に達する時の単位面積当りの塩分量により表示され、単位はmg/cmfの単位で表わされる。

(a) 1線地絡時などの持続性異常電圧に対する所要がいし個数

最高許容電圧	170KV		TEGANGAN-TEGANGAN STANDAR, SPLN1:1978	
耐電圧目標値	127.6KV		1線地絡時の健全相 の電位上昇	
設計塩分付着密度	0.03mg/cml	0.01mg/cml		
がいしの種類	250mmφ懸垂がいし	250mmφ懸垂がいし		
250mmφ懸垂がい しの汚染耐電圧	11.0KV/個	14.8KV/個		
がいし 連結 個数	懸垂装置	12個	10個 ※	※印はアーキングホ ーンの間隙能率から 決まった個数
	耐張装置	12個	11個 ※	

(b) 開閉サージに対する所要がいし個数

最高許容電圧	170KV		TEGANGAN-TEGANGAN STANDAR, SPLN1:1978	
耐電圧波高値	138.8KV			
開閉サージ倍数	2.8			
がいし連の 所要絶縁強度	466.4KV		気圧補正係数1.2	
がいし 連結 個数	懸垂装置	10個	※	※印はアーキングホ ーンの間隙能率から 決まった個数
	耐張装置	11個	※	

(c) 絶縁協調

西スマトラ州内の150KV送電系統は

- ・ マニンジョウ〜パウリモ線
- ・ パウリモ〜サラック線

で、各区間はFig. 5.2-2のように絶縁レベルは異なり、又絶縁方式も回線間平衡絶縁方式と不平衡絶縁方式がある。

これに対して、今回の調査対象区間は各々次の理由により絶縁レベル、方式を定める。

## ( i ) 絶縁レベル

西スマトラ州内で発電した電力をリアウ州側へ供給するための送電線、発電所の絶縁レベルは、揃っていないと、系統運用上の弱点となり、供給信頼度が低下し、または過剰設計となり不経済である。

そこで、次の理由により、今回、調査対象とした送電線の絶縁レベルをTable 5.2-1のようにすることにより、既設設備と絶縁協調がはかれる。

○ 今回の F / S 対象とした送電線の絶縁設計はがいし個数、アーキングホーンの間隙能率から絶縁レベル750KV(インパルス フラッシュオーバー 電圧)が最適となること。

○ 起点となるオンピリン発電所の絶縁レベルは不明であるが、これにつながる150KV パウリモ～サラック線の絶縁レベルは750KV(インパルス フラッシュオーバー 電圧)であること。

○ もう一方の起点となるバダングルアール変電所の絶縁レベルは不明であるが、その電源線であるマニンジョウ～バダングルアール線の絶縁レベルは 895 KV (インパルス フラッシュオーバー 電圧)である。(250mm φ 懸垂がいし1連10個、アーキングホーンなし)

しかし、当地域は雷多発地なのでアーキングホーンを取付けてがいしを保護しないと雷撃時のフラッシュオーバーにより、がいし破損が頻発して、送電線の停電回数が増えるものと推測される。

そこで供給信頼度の向上をはかるために、がいしの連結個数10個はそのままにして、アーキングホーンを取付けるとすると、アーキングホーンの間隙能率から、アーキングホーンのギャップ長は1,200mm, 絶縁レベル750KV(インパルス フラッシュオーバー 電圧)となる。

## ( ii ) 平衡絶縁方式の採用

送電線の絶縁方式は次の理由により、平衡絶縁方式を採用する。

○ 送電線の回線間不平衡絶縁方式は雷害による2回線同時停電を極力防止するのには有効な手段であるが、低絶縁側の1回線停電事故は増加するので、雷害事故の総件数は増え、供給信頼度は低下する。

特に、当プロジェクトでは、パヤクンプ変電所からリアウ州へ約 350km もの長距離送電線を新設し、片側電源としてパカンバル変電所、ドマイ変電所

等の配電用変電所に供給することになるが、途中のミナス変電所、ドゥリ変電所は系統の安定運転面から、2回線の内各々の回線にバランスして1回線ずつ（他の1回線は予備）接続されるため、停電の多い変電所と比較的停電の少ない変電所ができ供給信頼度が低下し、系統運用上制約される。なお、当プロジェクトの中部スマトラ系統について「ARMSTRONG-WHITEHEAD THEORY」に基づき雷害事故率を推定すると、Table 5.2 - 2 のようになり、不平衡絶縁方式では雷害事故が増加することがわかる。

Table 5.2 - 2 FORECAST OF TRIPOUT RATE PER 100KM PER YEAR

STROKE TO No. OF CIRCUIT VOLTAGE	STANDARD INSULATION					UNBALANCED INSULATION				
	Tower		Conductor		Total	Tower		Conductor		Total
	1cct	2cct	1cct	2cct		1cct	2cct	1cct	2cct	
150KV	0.64	1.01	0.67	0.97	3.29	1.98	0.28	1.55	0.22	4.03

○既設150KV マニンジョウ～パウリモ線は回線間不平衡絶縁方式を採用している。その運転開始以来約2年間の事故実績はTable 5.2 - 3のとおりで、これにより不平衡絶縁設計の効果を明確に判断できない。

Table 5.2 - 3 TRIPOUT RECORDS OF 150KV MANINJAU-PAUH LIMO T/L (1983. Aug. ~1985. Aug.)

TRIPOUT CONDITION	CAUSES OF FAULTS					
	HUMAN WORK	CLIMATE		ANIMAL TREE	UNKOWN	TOTAL OF FAULTS
		BAD WEATHER	LIGHTNING			
1cct TRIPOUT	13	0	0	0	18	31
2cct TRIPOUT	2	0	0	2	4	8
TOTAL	15	0	0	2	22	39



## (2) 絶縁間隔

### (a) 標準絶縁間隔

標準絶縁間隔は外部異常電圧に対して、がいし連と電線と鉄塔間の絶縁協調のために定める。その考え方の基本は「アーキングホーンを取付けた場合、アーキングホーンで必ずフラッシュオーバーするようにクリアランスを決定する」ことである。

一般的には、標準絶縁間隔  $\ell$  は

$$\ell = 1.115Z + 0.021$$

$Z$  : アーキングホーン間隔 ( $Z = 1.2 \text{ m}$ )

より求める。 ( $\ell = 1.4 \text{ m}$ )

### (b) 最小絶縁間隔

「開閉サージ」および「持続性異常電圧」に耐えるクリアランスを最小絶縁間隔とする。両者のうち「開閉サージ」の方が条件が悪いので、これに耐える間隔を最小絶縁間隔とする。(900mm)

{送電線耐雷設計基準要綱—日本電力中央研究所(1971)より}

### 5.3 鉄塔の概念設計

中部スマート送電系統に適用する鉄塔は日本の電気学会電気規格調査会の標準規格〔JEC-127 (1965)〕により、経済的で、スマートの自然条件に適した設計とする。

#### 5.3.1 鉄塔設計の想定荷重

鉄塔の各部材に生じる応力は、次に示す想定荷重が鉄塔に作用するものとして計算する。

##### (1) 垂直荷重

###### (a) 鉄塔重量

(b) 電線、地線、がいしの重量、および電線路の垂直角がいちじるしい場合はその影響も考慮する。

##### (2) 水平横荷重

###### (a) 鉄塔風圧力

(b) 電線、地線およびがいし等に加わる風圧力

(c) 電線路に水平角がある場合は、電線・地線の想定張力の水平横分力

(d) 電線、地線の切断により生じるねじり力

##### (3) 水平縦荷重

###### (a) 鉄塔風圧力

(b) 引留鉄塔において電線・地線を引留めるために生じる不平均張力の水平縦分力

(c) 電線・地線の切断により生じる不平均張力の水平縦分力

(d) 電線・地線の切断により生じるねじり力

#### 5.3.2 風圧力

##### (1) 設計風速

風圧力算定のもととなる設計風速として、瞬間風速をとるか、平均風速をとるかは、鉄塔設計の手法上最も重要な問題である。

鉄塔を合理的に設計するためには、鉄塔に対して、最大の荷重を与える瞬間風速を的確に評価し、それを設計風速として算定した荷重と鉄塔の耐力とを対応させることが望ましい。

しかし、ある規模の鉄塔に対して、最大の荷重を与える瞬間風速は、どの程度の継続時間をもつものであるか、いかえれば何秒間の平均風速に相当するものであ

るかは明確でない。

そこで、J E C - 127 (1965)では、設計風速として10分間最大平均風速値を採用している。

中部スマトラ地域の風速の観測記録はAnnex 5 - 5のとおりである。この内地点別の最大風速値を選びだすと次のとおりである。

パカンバル	(標高 31 m)	25KNOTS	(46.3Km/H)
タビン(パダン)	(標高 3 m)	35KNOTS	(64.9Km/H)
レンガット	(標高 18 m)	16KNOTS	(29.7Km/H)
スカラムル	(標高 928 m)	11KNOTS	(20.4Km/H)

この中で最も大きい 35KNOTS (64.9Km/H) から毎秒当たりの平均風速は 18.0m/s と算出される。

しかし、自然風は時間的に変動したり、地形の影響をうけること等を考慮して、設計風速は最大平均風速25 m/sを採用する。

なお、当プロジェクト地域から多少離れるが、同じスマトラ島の北スマトラ州で実施されたアサハン プロジェクトでの風速の観測記録の中で、地点別の最大値は Table 5.3 - 1 のとおりである。従って、この記録と比較しても、今回採用する設計風速 25m/s は妥当と思われる。

Table 5.3 - 1 最大風速観測記録

観測地名	標高	最大風速(m/s)	観測期間
メダン	5m	17.0	1949~1976
ピンツポハン	898m	18.0	1963~1976
シマンクック	1,106m	25.0	1969~1976

## (2) 風圧力の計算

鉄塔、がいし、電線・地線等に対する風による風圧力は次式により求める。

$$P = \frac{1}{2} \rho c V^2 A \dots\dots\dots (5.3 - 1)$$

ここで、P : 風圧力 (kg)

$\rho$  : 空気密度 (kg · sec<sup>2</sup> / m<sup>4</sup>)

c : 抵抗係数

V : 設計風速 ( m / sec )

A : 受風面積 ( m<sup>2</sup> )

なお、空気密度  $\rho$  は

$$\rho = \frac{1.293 \times 273}{T + 273} \cdot \frac{H}{760} \cdot \frac{1}{9.8} \quad (\text{kg} \cdot \text{sec}^2 / \text{m}^4)$$

ここで、T : 気温 ( °C )

H : 気圧 ( mmHg )

によって求められる。パカンバルの気温気圧の過去の記録は Annex 5 - 6 Annex 5 - 7 のとおりで、これより、最低気温の平均値 21.0 °C と平均気圧 1.010 MBar = 758 mmHg から

$$\rho = \frac{1.293 \times 273}{21.0 + 273} \cdot \frac{758}{760} \cdot \frac{1}{9.8} = 0.1222$$

となる。

### (3) 鉄塔の風圧値

#### (a) 鉄塔の抵抗係数

鉄塔の抵抗係数は受風体の断面形状によって大きく異なる。山形鋼鉄塔の抵抗係数は充実率 ( 下式 ) が同じであれば風速が変化してもほとんど変わらないが、充実率によって大きく変化する性質をもっている。したがって、山形鋼鉄塔の抵抗係数は、充実率によって定まる。

なお、充実率 (  $\phi$  ) は次式による。

$$\phi = \frac{\Sigma \text{節間を占有する部材の面積}}{\Sigma \text{節間面積}}$$

風洞実験の結果による四角山形鋼鉄塔の充実率と抵抗係数の関係は Fig. 5. 3 - 1 に示すとおりである。

したがって、中部スマートラ送電線にこれを適用すると、充実率  $\phi$  は

$$\phi = \frac{16.1}{107.8} = 0.149 \quad * 1$$

であることから、抵抗係数  $c$  は  $c = 3.05$  となる。

---

\* 1 充実率  $\phi$  は全体の 80% 以上占める A 型鉄塔による。

(b) 鉄塔の風圧値

鉄塔に加わる風圧力は前記(5.3-1)式により次のように求められる。

$$\begin{aligned} P &= \frac{1}{2} \rho c V^2 A \\ &= \frac{1}{2} \times 0.1222 \times 3.05 \times 25^2 \times 1 \\ &= 116.5 (\text{kg} / \text{m}^2) \end{aligned}$$

したがって、中部スマトラ地域の 150KV送電線山形鋼鉄塔の風圧値は安全サイドをとって 120kg/m<sup>2</sup>を採用する。

なお、次のような場合はそれぞれの条件に応じて以上に述べた手法により風圧値を算出する。

- ・特殊な地域で基準風速を変更する場合
- ・鉄塔がいちじるしく高い場合

(4) 電線・地線の風圧値

(a) 電線・地線の抵抗係数

電線・地線の抵抗係数はその表面の粗度すなわち、その外径とより線構成により変化するが、その風洞実験によりおよそ次のような値が得られている。

種類 サイズ	抵抗係数
ACSR 240mm <sup>2</sup> ~ 410mm <sup>2</sup>	0.965~0.980
AS/AW 55mm <sup>2</sup>	1.165

(b) 電線・地線の風圧値

電線に加わる風圧力は、鉄塔と同様に前記(5.3-1)式から次のように求められる。

(電線)

$$\begin{aligned} P &= \frac{1}{2} \rho c V^2 A \\ &= \frac{1}{2} \times 0.1222 \times (0.965 \sim 0.980) \times 25^2 \times 1 \end{aligned}$$

$$= 36.9 \sim 37.4 \text{ (kg/m}^2\text{)}$$

(地線)

$$P = \frac{1}{2} \rho c V^2 A$$

$$= \frac{1}{2} \times 0.1222 \times 1.165 \times 25^2 \times 1$$

$$= 44.5 \text{ (kg/m}^2\text{)}$$

したがって、中部スマトラ地域での電線・地線の風圧値は安全サイドをとって

電線は40 (kg/m<sup>2</sup>)

地線は45 (kg/m<sup>2</sup>)

を採用する。

(5) がいし・架線金具の風圧値

(a) がいし (250mm φ 懸垂がいし) 及び架線金具の抵抗係数

懸垂がいし装置は風圧を受けると、がいし連が傾斜し、がいしの受風面積が変化する。また、耐張がいし装置も、水平角度がある場合あるいは斜風を受ける場合に、がいしの受風面積が変化する。この影響をも考慮した風洞実験の結果から最大となる抵抗係数1.4をとることとした。

また架線金具の抵抗係数については複雑な各種形状のものがあり一率に定めがたく風洞実験結果もないが、設計荷重の架線金具風圧の占める比率が非常に小さいことを考慮し、がいしと同じ値を採用する。

(b) がいしおよび架線金具に加わる風圧力は、前記 (5.3-1) 式より次のように求められる。

$$P = \frac{1}{2} \rho c V^2 A$$

$$= \frac{1}{2} \times 0.1222 \times 1.4 \times 25^2 \times 1$$

$$= 53.5 \text{ (kg/m}^2\text{)}$$

したがって、中部スマトラ地域でのがいしおよび、架線金具の風圧値は安全サイドをとって、55kg/m<sup>2</sup>を採用する。

(6) まとめ

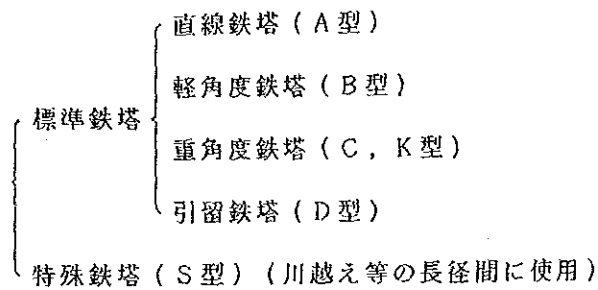
上記(3)~(5)の風圧値をまとめるとTable 5.3-2のとおりとなる。また、中部スマトラ地域の既設 150KV送電線及び東部ジャワでの設計風圧値を参考として付記する。

Table 5.3-2

風 圧	CONSULTANT	(CENTRAL SUMATRA)	ELECTROWATT NIPPON KOEI (MANINJAU ~PAUH LIMO)	LANMEYER (SALAK ~PADANG)	NEWJEC (EAST JAWA I ~ III stage)
鉄 塔 ( k g / m <sup>2</sup> )		120	120	140	110
電 線 ( k g / m <sup>2</sup> )		40	40	53	40
地 線 ( k g / m <sup>2</sup> )		45	40	53	40
氷及び金具 ( k g / m <sup>2</sup> )		55	80	-	60

### 5.3.3 鉄塔形状

鉄塔はその使用目的により次のように分類される。



これらの鉄塔の形状は

- ① 経過地の条件
- ② がいし装置
- ③ 絶縁設計

等を基に、鉄塔・基礎および架線の資材代、工事費、用地費を総合的に勘案して、経済的であつ、施工・保守のやりやすい形状とする。

#### (1) 鉄塔根開き及び鉄塔上部塔体幅

鉄塔の重量は、その根開き及び塔体幅を広くすると重くなり又、狭くすると軽くなるが極端に狭くするとたわみ等の問題が生ずる。根開きを狭くし鉄塔重量を軽くすると、基礎への荷重が大きくなり、基礎体が大きくなるため、工事費が高くなる。

したがって、鉄塔の根開き及び鉄塔上部の塔体幅は、鉄塔及びその基礎の資材代・工事費、用地費等の総合的な経済比較により決まる。その検討結果は鉄塔根開きについてはFig. 5.3 - 2, Fig. 5.3 - 3, Fig. 5.3 - 4に又塔体上部幅についてはFig. 5.3 - 5に例示した。



## (2) 電線・地線の配列

中部スマトラ送電系統は2回線により連系される必要があるため、鉄塔の装柱としては

- ・山岳部分におけるルート選定上の制限

(アングラスの峠付近は複数ルートの選定が難しい)

- ・経済的な有利性(1回線2ルートとの比較)

等から、2回線鉄塔を採用する。

又、架空地線は襲雷頻度の高い地域に建設され、しかも片端電源長距離送電線になるので、供給信頼度をより一層高めるために、架空地線を2条とし、また、しゃへい角も0度とする。

## (3) 使用する鉄塔の型

中部スマトラ送電系統に使用する鉄塔は、前記の(1)、(2)の想定荷重、鉄塔形状をもとに、Table 5.3-3のような6型により設計し、ルートおよび経過地の地形に応じて最経済的な組合せにより建設する。

Table 5.3-3

鉄塔型	水平角度	荷重径間長	がいし装置型
A型	3°	350m	懸垂装置
B型	15°	350m	耐張装置
C型	30°	350m	〃
D(K)型	引留(60°)	350m	〃
S型	3°	600m	〃

A型鉄塔 Annex 5-8

B型鉄塔 Annex 5-9

D(K)型鉄塔 Annex 5-10

S型鉄塔 Annex 5-11

#### 5.4 鉄塔基礎の概念設計

送電線の鉄塔基礎は、上部構造物を安全に支持し、上部材に有害な影響を及ぼすような不同変位を起こさないように鉄塔の規模、基礎に加わる荷重、地盤状況などを十分把握し、信頼度、経済効果、安全施工の期待できる設計をする。

中部スマトラ送電系統に使用する鉄塔の型は6型あるが基礎設計では、その内B型、K型、D型の3種類に区分し、概念設計を行う。

##### (1) 設計条件

##### (a) 鉄塔から基礎に伝達される荷重

鉄塔からその基礎に伝達される荷重は下表のとおりである。

鉄塔型	C (t)	T (t)	Q (t)	Q <sub>B</sub> (t)	tan θ	L (mm)	ℓ (m)	備考
B型	21	16	2.1	1.5	0.126	100	6.5	
K型	47	41	4.7	3.3	0.139	150	7.0	
D型	85	85	8.5	6.0	0.139	200	7.0	

C : 圧縮力

T : 引揚力

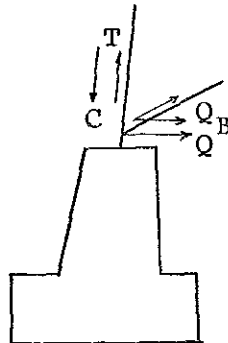
Q : 水平力

Q<sub>B</sub> : ブレース方向のかかる力の水平分力

tan θ : ころび

L : 主脚材サイズ

ℓ : 根開き



##### (b) 基礎型

土質条件に対応して基礎型を選定すると、

- a. 良好な地盤 → 逆T型直接基礎 I 型
- b. やや軟弱な地盤 → マット型直接基礎 IV<sub>1</sub> 型
- c. 軟弱地盤 → 杭基礎 IV<sub>2</sub> 型

(c) 土質条件

(i) 良好な地盤 (コーンペネトロメーター試験結果 Annex 5 - 13, Annex 5 - 15に相当)

	C (t/m <sup>2</sup> )	φ (度)	γ (t/m <sup>3</sup> )	WL (m)
上層	3	0	1.5	なし
下層	4.5	0	1.5	なし

C : 粘着力  
 φ : 内部摩擦角  
 γ : 単位重量  
 WL : 地下水位

Cは、コーンペネトロメーターの試験結果から、次式により推定した。

$$C = \frac{1}{10} q_c$$

q<sub>c</sub> : Refer to Annex 5 - 12~15

(ii) やや軟弱な地盤 (Annex 5 - 12に相当)

	C (t/m <sup>2</sup> )	φ (度)	γ (t/m <sup>3</sup> )	WL (m)
上層	1.0	0	1.3	GL±0
下層	3.4	0	1.5	

(iii) 軟弱地盤 (Annex 5 - 14に相当)

	土質	層厚 (m)	強度特性	WL (m)
上層	粘性土	25	q <sub>v</sub> 3.3 (t/m <sup>2</sup> )	GL±0
下層	砂質土	5	N値 10	
支持層	砂質土	—	N値 30	

q<sub>v</sub> : 一軸圧縮強度  
 N値 : 標準貫入試験の結果を打撃回数N値で表わす。

(2) 概念設計

上記(i)の設計条件に基づき、鉄塔基礎の形状、大きさについて設計した結果は、Annex 5 - 16, Annex 5 - 17, Annex 5 - 18のとおりである。

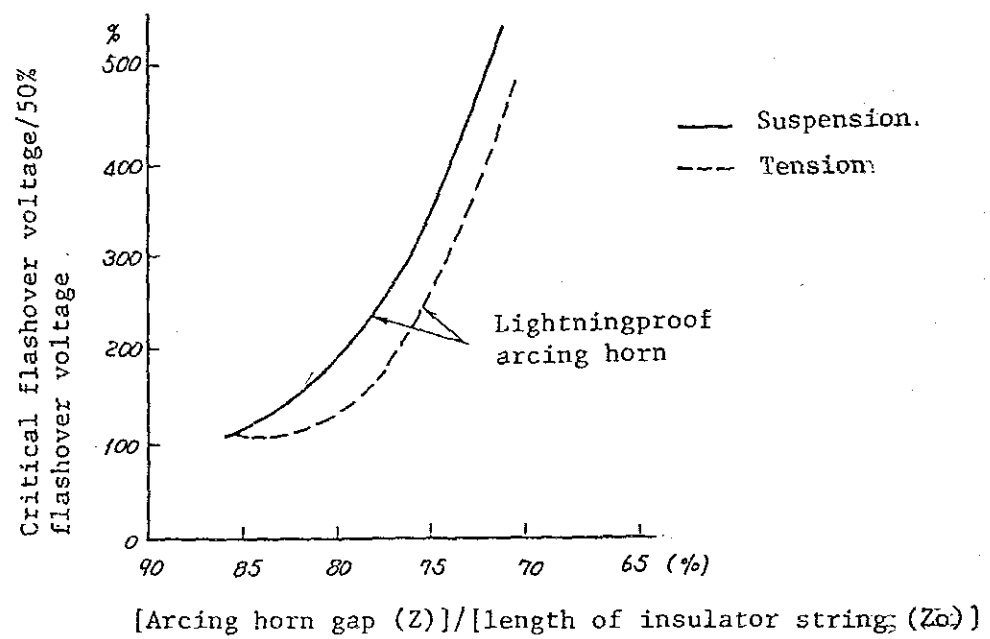
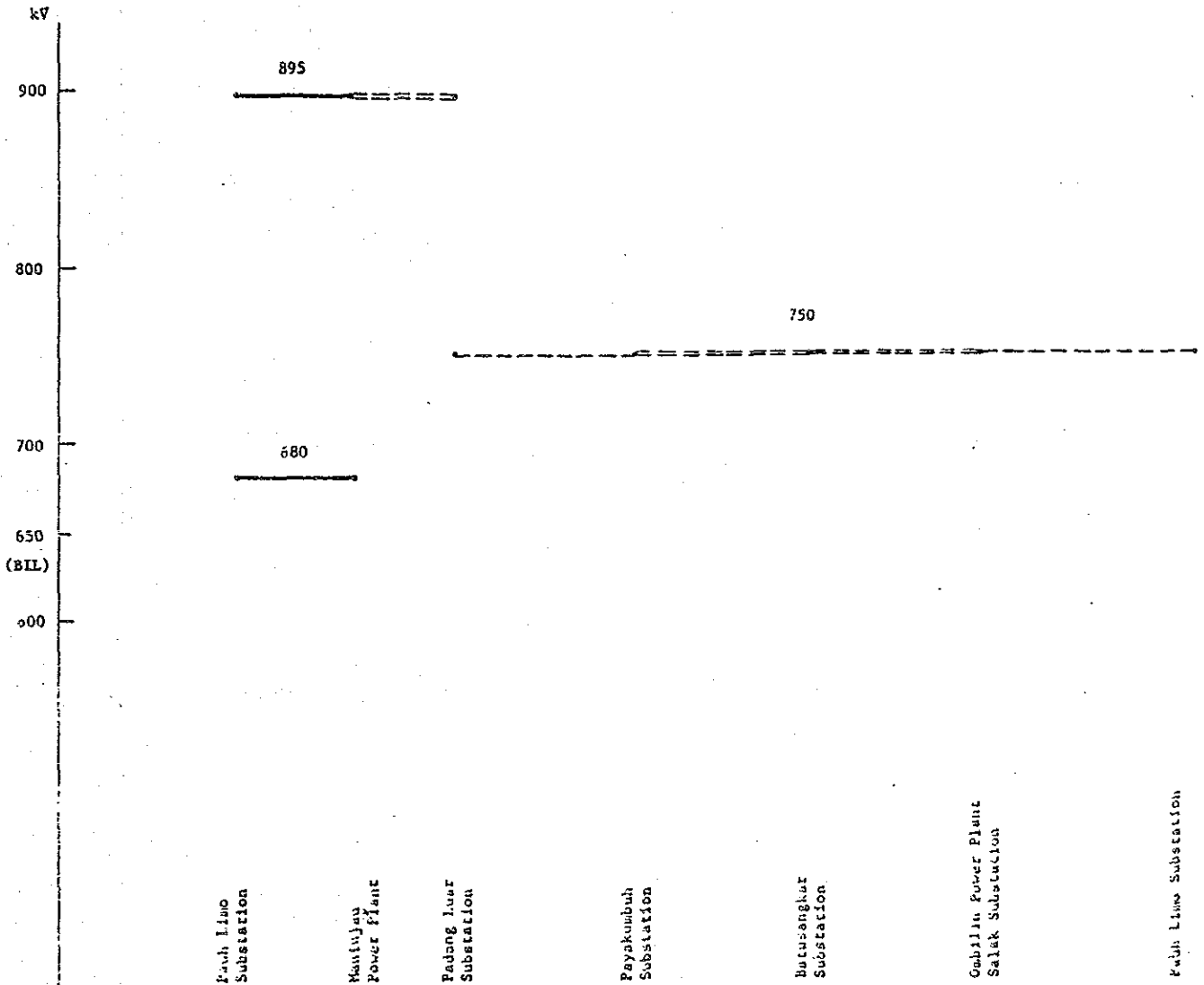


Fig. 5.2-1 [Arcing horn gap (Z)]/[Length of insulator string (Zo)] and Critical Flashover Voltage

Impulse Flashover Voltage



Arcing horn gap	Existing	Under design	Designed under this study	Designed under this study	Designed under this study	Under construction
High insulation circuit	1,485 mm	None	1,200 mm	1,200 mm	1,200 mm	1,200 mm
Low insulation circuit	1,115 mm	None	1,200 mm	1,200 mm	1,200 mm	Two circuit design, with one circuit being overhead line

Fig. 5.2-2 Insulation level of 150 kV transmission lines

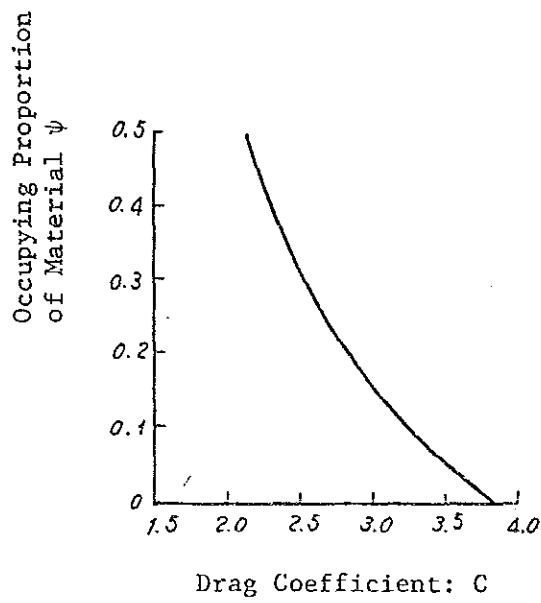


Fig. 5.3-1 Relationship between Occupying Proportion of Material Drag Coefficient of Angle Tower

Tower Weight

Cost (Rp.x10<sup>6</sup>)

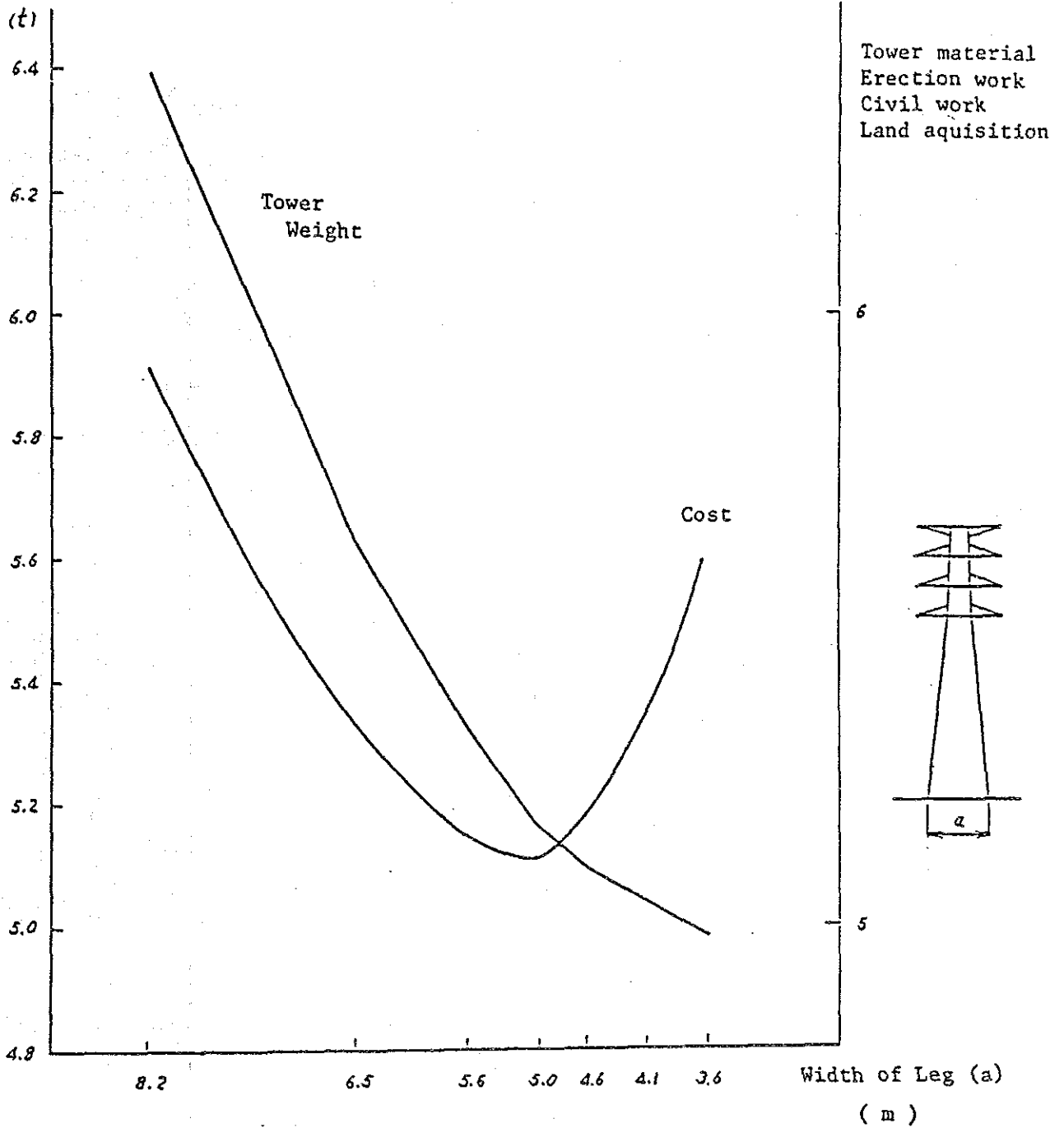


Fig. 5.3-2 Width of Leg and Cost for A Type Tower

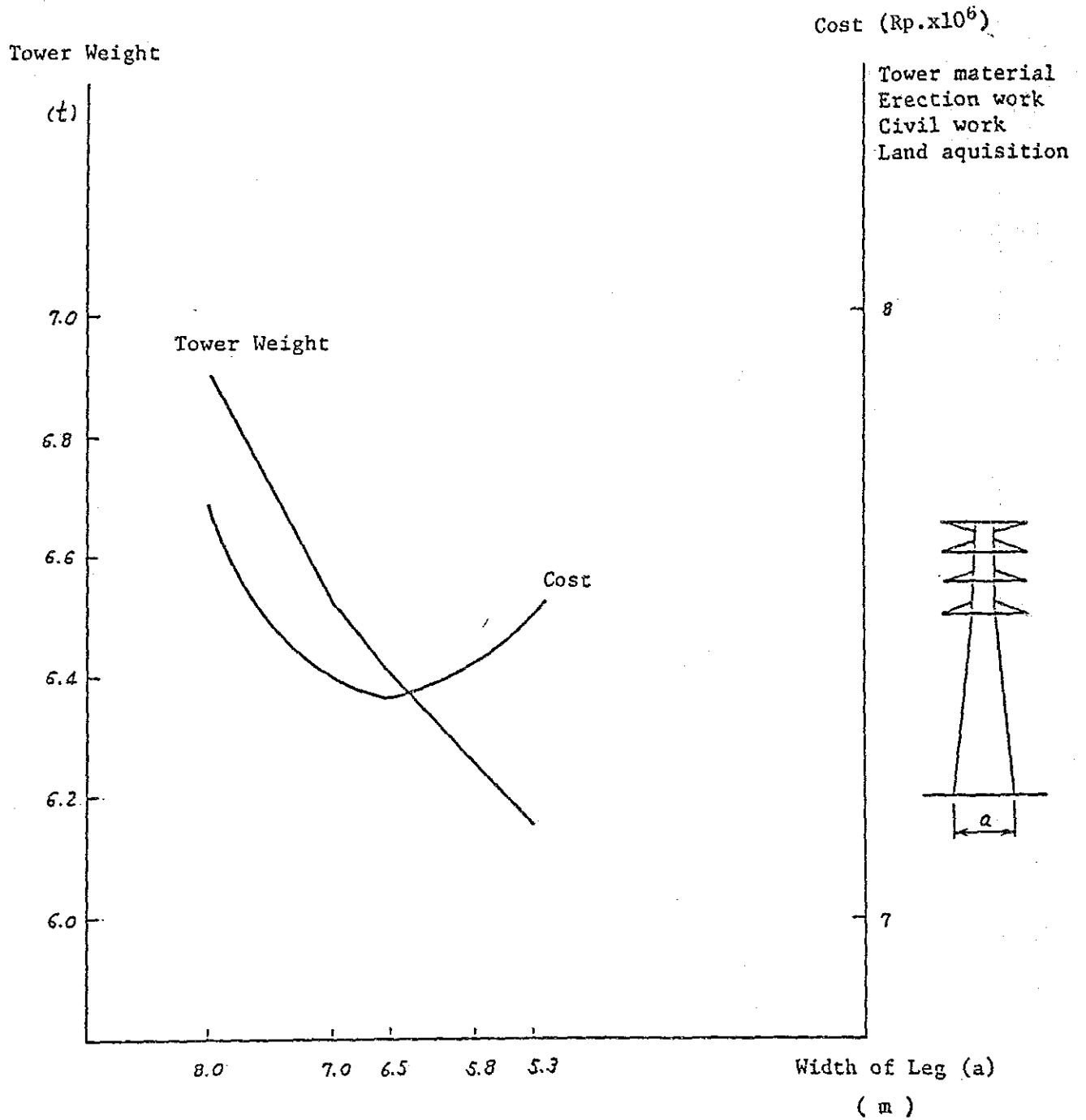


Fig. 5.3-3 Width of Leg and Cost for B Type Tower



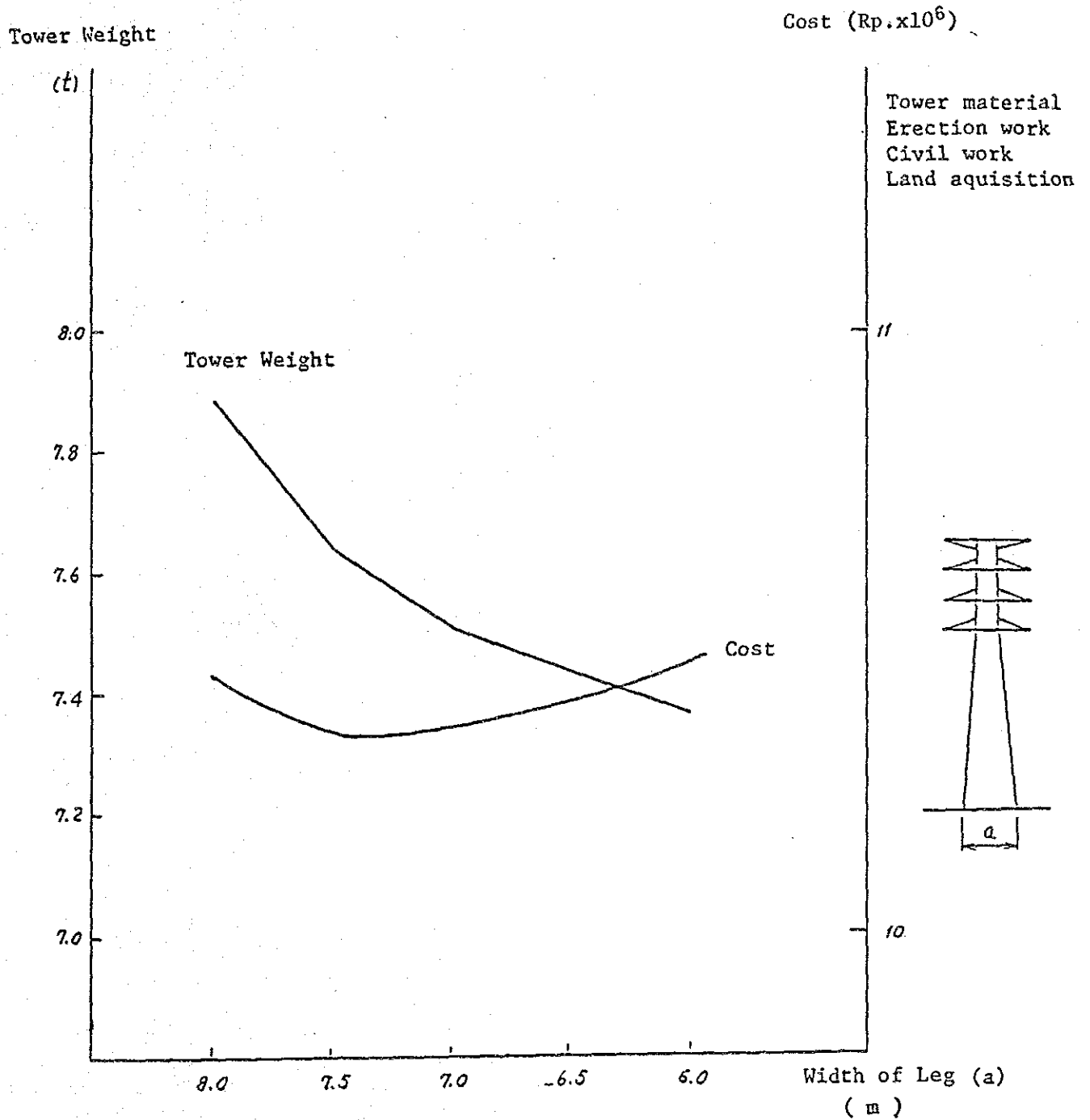


Fig. 5.3-4 Width of Leg and Cost for C Type Tower

Tower weight

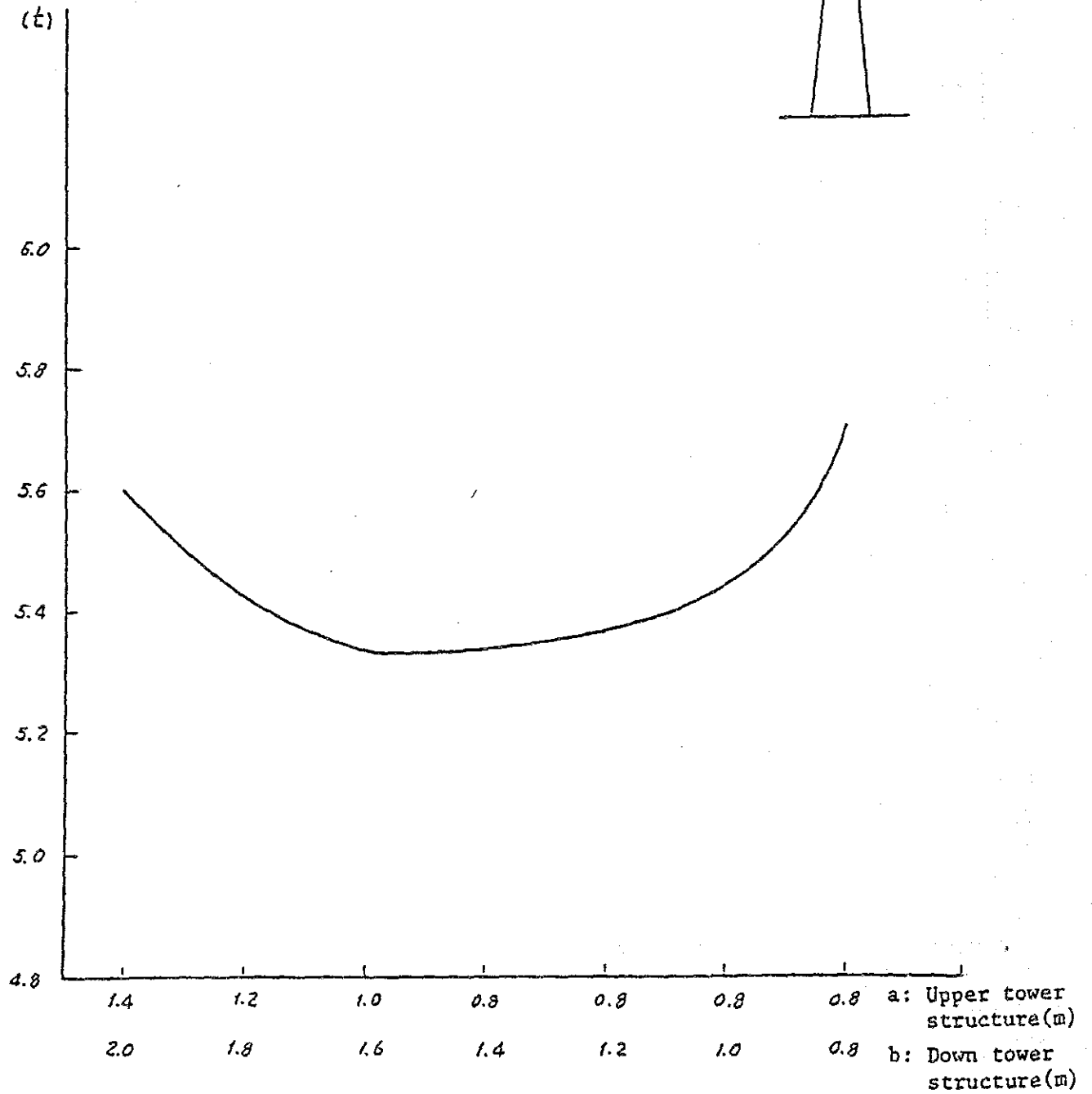


Fig. 5.3-5 Upper Tower Structure and Tower Weight

## 第 6 章 變電設備



6.1 既設及び計画配電網と連系する最適地点の選択

6.1.1 変電所候補地に関する都市計画及び候補地の調査

変電所立地点の検討にあたり、その地域の都市計画と調和のとれた立地点を選択することが、地域とよく協調し、将来にわたって変電所が有効に利用されることになる。その観点から主要都市の都市計画についてまず調査した。

(1) バダン地区 (Fig 6.1-1 参照)

バベダを訪問し、バダン地区の都市計画について、調査した。

現在、都市計画に沿って、バダン バイパス道路の建設が進められており、南部のパダン港、タルックバイユル方面はすでに完成しており、市の東部から北部にかけて、ここ数年以内に、着工できるよう計画が進められている。

バイパス道路の完成によって、道路沿いに工場などが進出し需要の地域分布も変ぼうするものと思われる。

北部地域では、新空港の建設計画が進行しつつあり、JICAの手により、F/S調査も完了している。

新空港建設後は、現在のタビン空港は、廃止されることなく空軍専用として使用される予定になっている。

変電所立地点については、①シンパンハル ディーゼル発電所の150kV 変電所化、②市北部のタビン地区で、新設予定のバイパス道路に近い既設150kV 送電線経過地付近、を考え調査を行った。

(a) シンパンハル発電所

既設発電所の一部発電機はすでに老朽化し、撤去される段階にあり、使用可能なものは他へ転用され、発電所の敷地の約 $\frac{1}{2}$ は、既設設備を整理すれば、変電所として使用できる状態にある。

当所を変電所として使用する場合の概略のレイアウトはAnnex 6-1 (a), (b)のようになり、一般の屋外型の機器の使用が可能と判断される。

(b) タビン地区

現在は水田地帯で、変電所候補地は線下を中心に自由に選択できるが、道路は、狭あいでの大型車の通行は困難である。将来、バイパス道路建設に伴う地域

整備計画が確認できる段階で立地点を選択することが得策と判断される。

(c) パウリモ変電所容量

変電所新設当時考えられていた変圧器増設スペースにガスタービン発電機用変圧器が設置されており、変電所増容量には、一工夫を要する。

(d) バダン地区の設備強化対策については、6.3.3に記載のとおり検討し、シンパンハルの150kV化を進めることが適策と判断した。

(2) パカンバル地区 (Fig 6.1-2 参照)

バペタ、PLN 営業所などから都市計画に関する情報を入手した。市の中心部を重点に計画的に都市作りが進められており、今後の大きな発展が予想される。電力供給面でも、既設ディーゼル発電所に加えて6 MW 5台の新設が進められており、これに伴う配電網の整備も進められている。

150kV 変電所新設候補地点については、コクバンジャン発電所のF/Sの段階で、すでに選定されており配電線の強化計画が具体化されつつある。

現在の候補地点は市の中心街から西南方に約12km離れているが、将来のリアウ州の電力システムの中心的役割を果たすことになると予想される。また、この周辺地域は、パカンバル市の都市計画に沿って、ラジオ局、大学等の進出が目立っている地区であり、需要の伸びも大きいと予想される。

しかし、予定地が市の中心地から遠いこと、パカンバルからドマイ方面に向う送電線ルートが同市の西方を通過することが計画されているので、この送電線を可能な限り、市街地に接近して建設し、現在の市街地の西側に変電所候補地を選定することも一方策と考えられる。実施の段階で、需要の地域分布をできるだけ見極めて地点選定することを推奨する。

(3) ドマイ (Fig 6.1-3, Annex 6-11参照)

ドマイ港の整備事業が進められており、都市造りが進んでいる。都市計画についてバペダの出先機関のフリコタを訪問し、調査を行った。ドマイ港を中心に半円状の道路計画、市内整備構想などが画かれて着々と都市づくりが考慮されつつあるがまだ構想の段階の域を出ていない。

当地で変電所候補地を選定する場合、最も注意を要することは、市の大きな部分がカルテックス、及びプルクミナの石油関係施設で占められているので、一般需要の将来の発展動向をどう見極めるかということである。

これらの石油関連施設との関連、都市計画との動向を併せ考えて、変電所候補地点を市の南西地域に選定した。

なお最近の需要の増加を考慮し新規ディーゼル発電所（20MW）の計画が進められており、市中心部から南約18kmのパカンバルへの道路沿いに用地50,000㎡が確保されているので今後、ディーゼル発電所と変電所を総合した配電網整備計画が重要になってくる。

今回選定した地点は、都市計画区域内に入っているが現在の市街地中心から約10km離れている。

調査の段階で行政当局と意見交換したが、これ以上市の中心街に接近して変電所を新設することは、困難と判断された。

しかし、都市計画がまだまだ十分固まっていないので、なお市当局と十分協議をして、より市の中心地に接近して建設する可能性もあると考えられる。

#### (4) パヤクンプ地区（Fig 6.1-4 参照）

西スマトラとリアウ両州を結ぶ電力系統の拠点となる地点である。3方向の送電系統の引込と合せて、地域供給用配電線との関連、市街地南側にある河川等を勘案して市街地北西部3km付近を変電所新設候補地とした。

当地区近傍には大理石の採掘生産工場があり、自家用発電機を使用している。これらの鉱業関連産業も含めて、需要の著しい増大が見込まれている。

市街地の南側には、1972年にPLNが入手した土地約2ヘクタールがあるが、市街地との間に河川があり、送電線通過の地盤としても好ましくないため、候補地として選定しなかった。

#### (5) ドゥリ地区（Fig 6.1-5 参照）

カルテックスの施設が広い区域を占めているので、これを避けて、用地を選定する必要がある。地理的に、将来バガンシアピアピ方面への送電線分岐個所として計画しているので市街地西方の新しい道路に近い地点を選定した。

既設ディーゼル発電所にも近く、配電線との連絡も容易な地点と判断した。

#### (6) バッサンガール地区（Fig 6.1-6 参照）

当面は小規模な変電所でありと思われるが、将来シンカラック発電所との連系線と接続する計画であるので系統の拠点として重要な役割を果たす。送電線の引込の容易な市街地北部の丘陵地帯を選定した。

市街地の南東方面は、山がせまっており、将来は北西方向に発展するものと判断した。

(7) バンキナン地区 (Fig 6.1-7 参照)

パヤクンプからパカンバルへの送電線の通過地点にある小都市である。北側は河に面しているため、都市の南側丘陵地帯の中から送電線ルート沿いに選定した。

川沿いに開かれた水田地帯とこれに平行する住宅地があり細長い地形である。

今回選定した地域は、住宅地として新たに発展しつつあるところで適地と判断した。

6.1.2 小規模変電所の地点選定に関する送電線と配電線のコスト比較

(1) 一般に変電所は、できるだけ負荷中心に設置するのが望ましいが、現実の問題となると、高圧架空送電線を、市街地に建設することは困難を伴う。

ここでは、小規模の町で、付近に変電所用地が得やすく、配電線距離も、電圧降下を問題にするほど長くない場合の地点選定の目安を得るため、送電線と配電線のロスを含めたコスト比較を行った。

その結果、初期需要が5000kW程度以下の場合には、変電所は、通過送電線直下近くに建設する方がコスト的に有利である。 (Fig 6.1-8 参照)

(2) 比較にあたって仮定した事項

・配電線は地域分散供給をはかるため3回線新設する。

$$20kV95m^2 \quad ¥3,000 \times 10^3 / km / 1 cct$$

・送電線は2回線新設する。

$$150kV240m^2 \quad ¥16,100 \times 10^3 / km / 2 cct$$

・年経費換算 金利10% 耐用年数25年 維持費用 1.5%

$$\text{合計年経費換算率} \quad 12.42 \%$$

・ディスカウントレイト 12%

・送電ロスの金額評価 : 4.4 (d) 参照

・変電所の工事費は地点によって変わらないものとする。



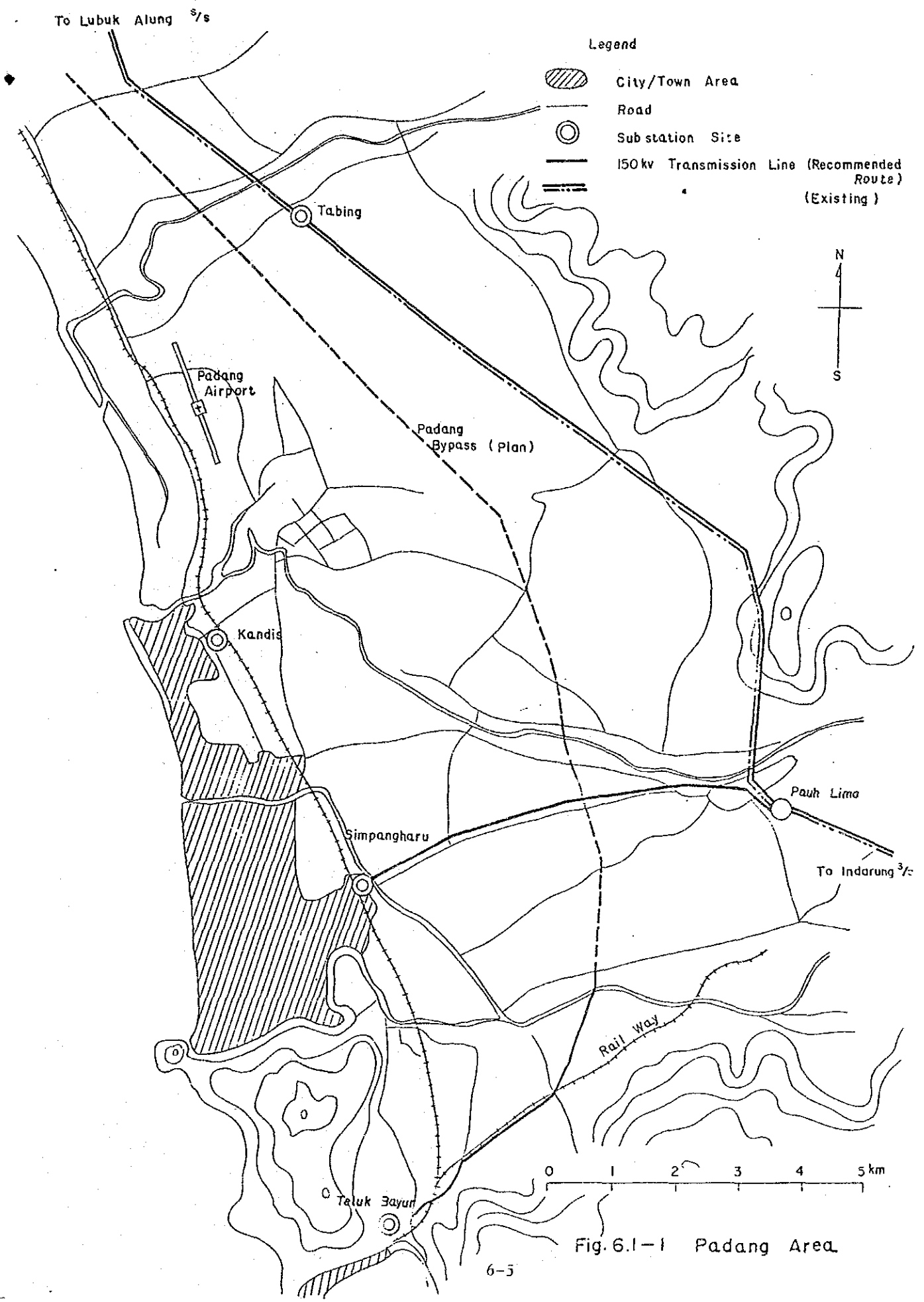


Fig. 6.1-1 Padang Area

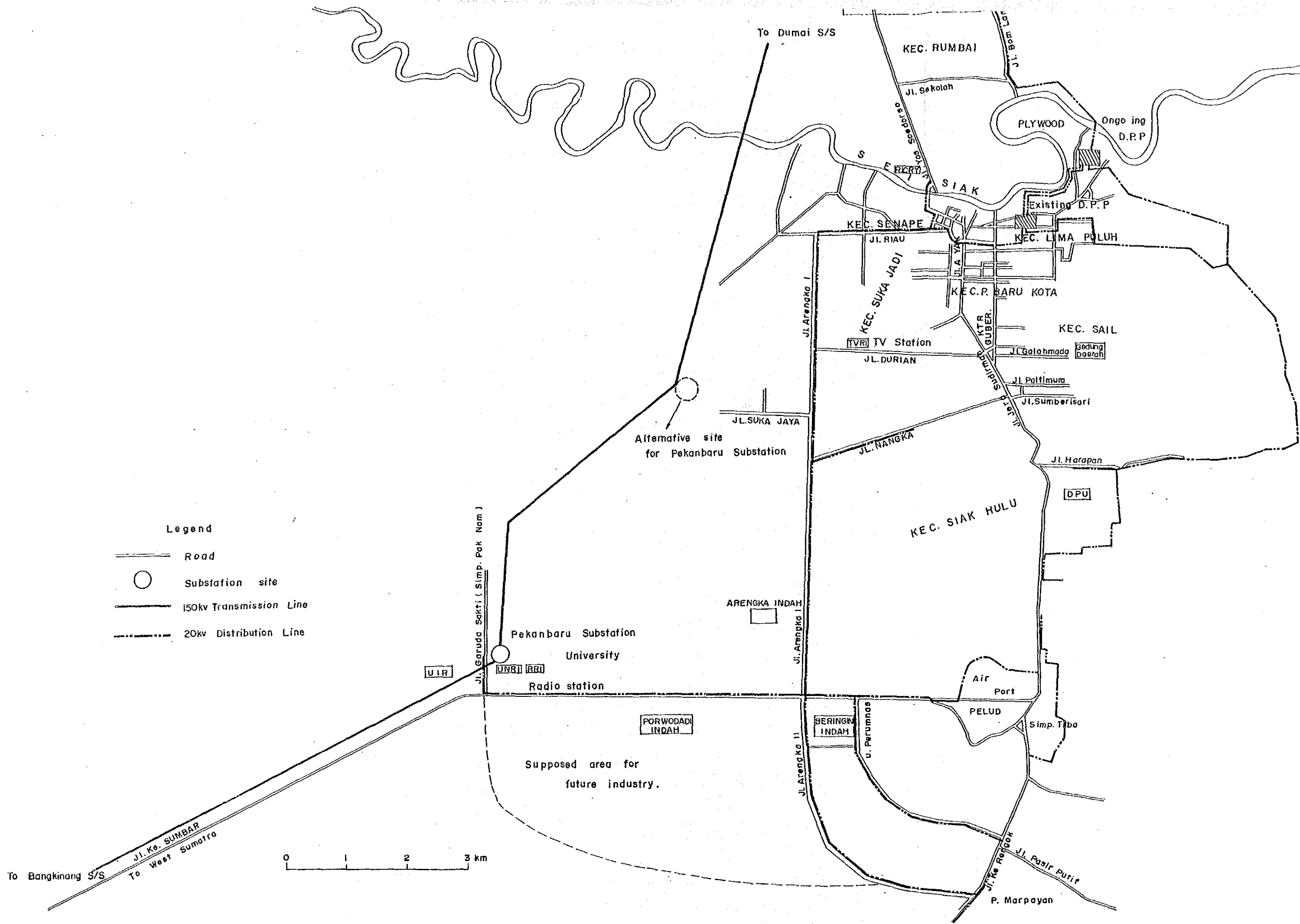


Fig. 6.1 - 2 Pekanbaru Area



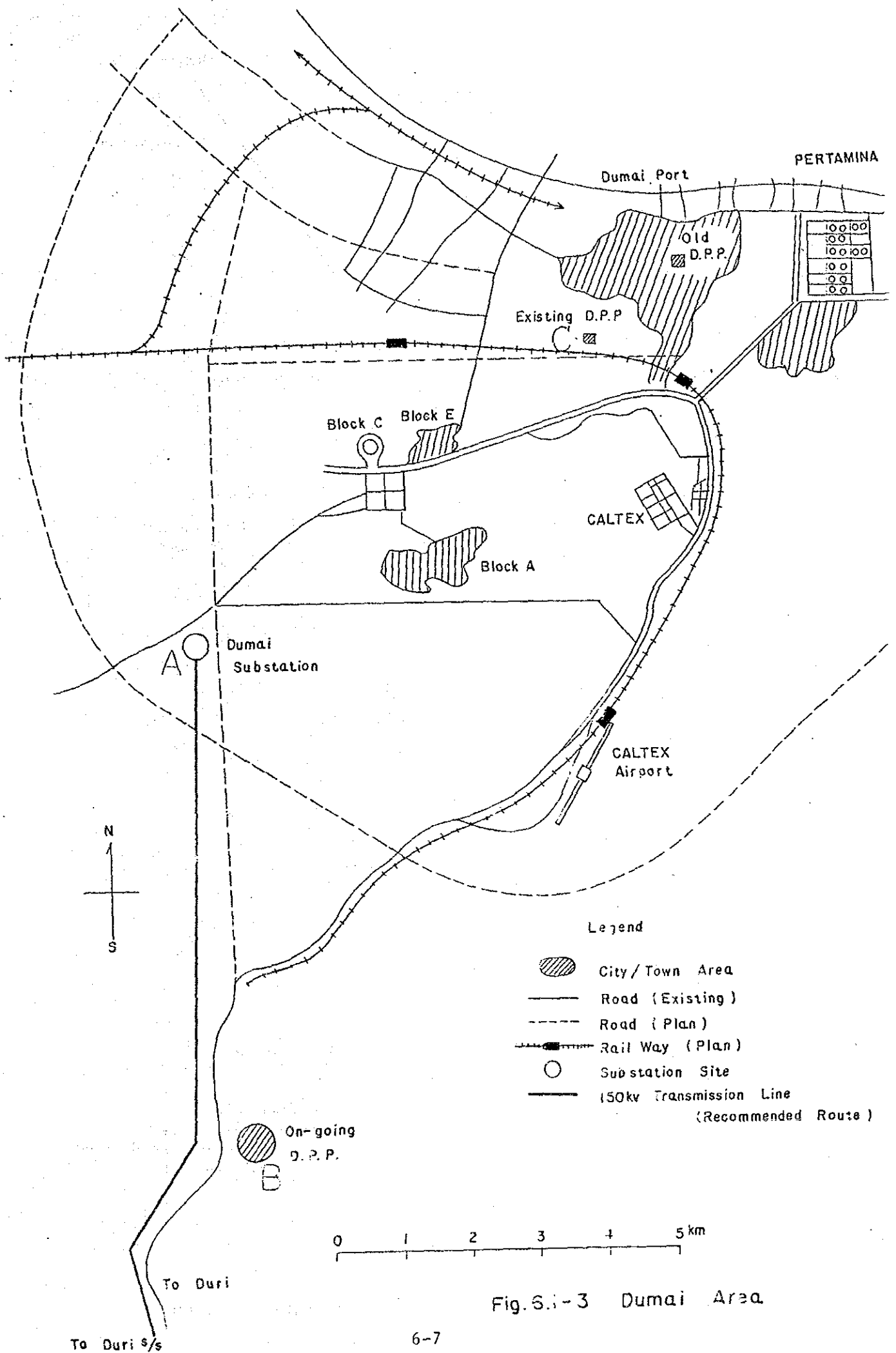


Fig. 6.1-3 Dumai Area

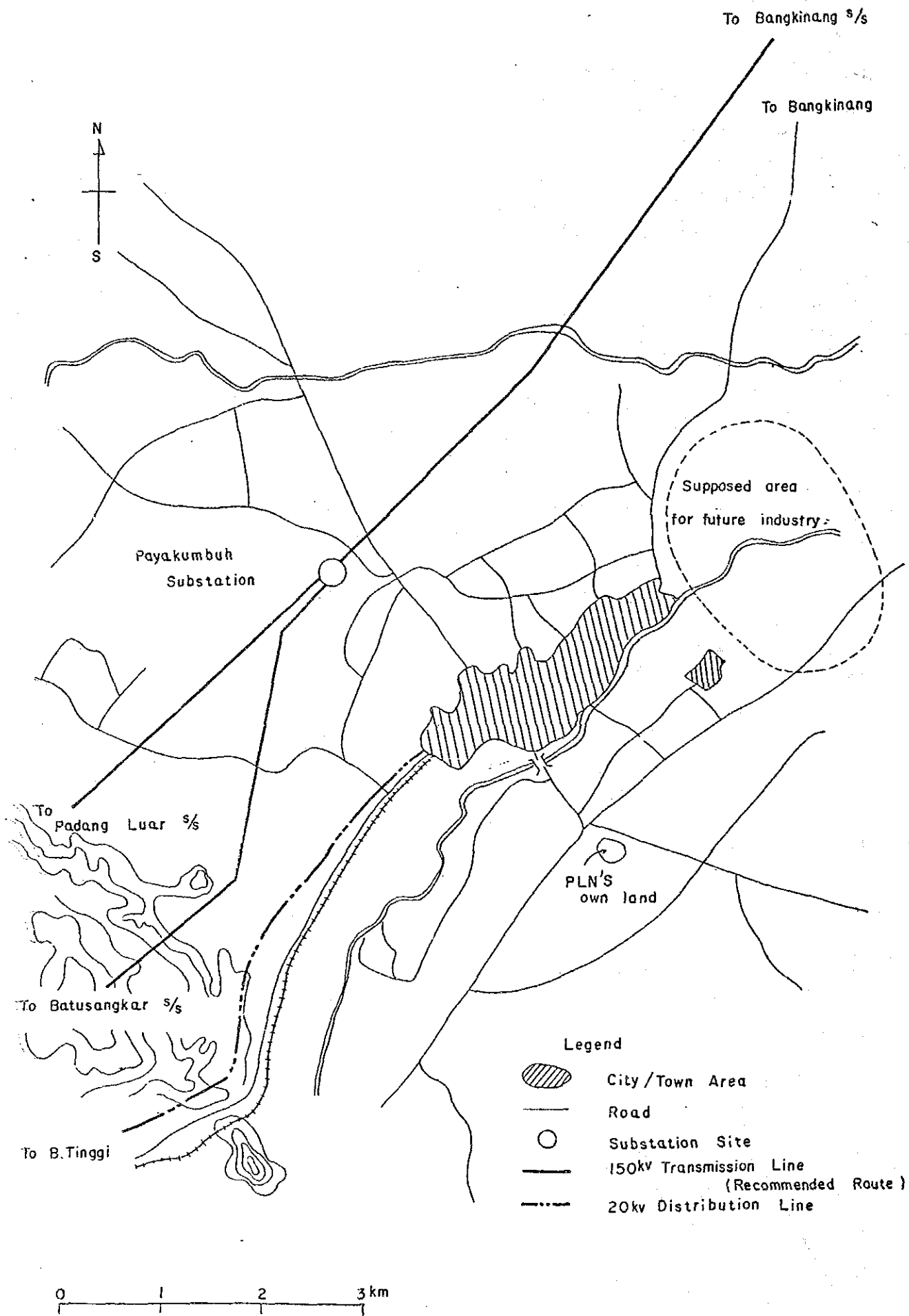


Fig. 6.1-4 Payakumbuh Area

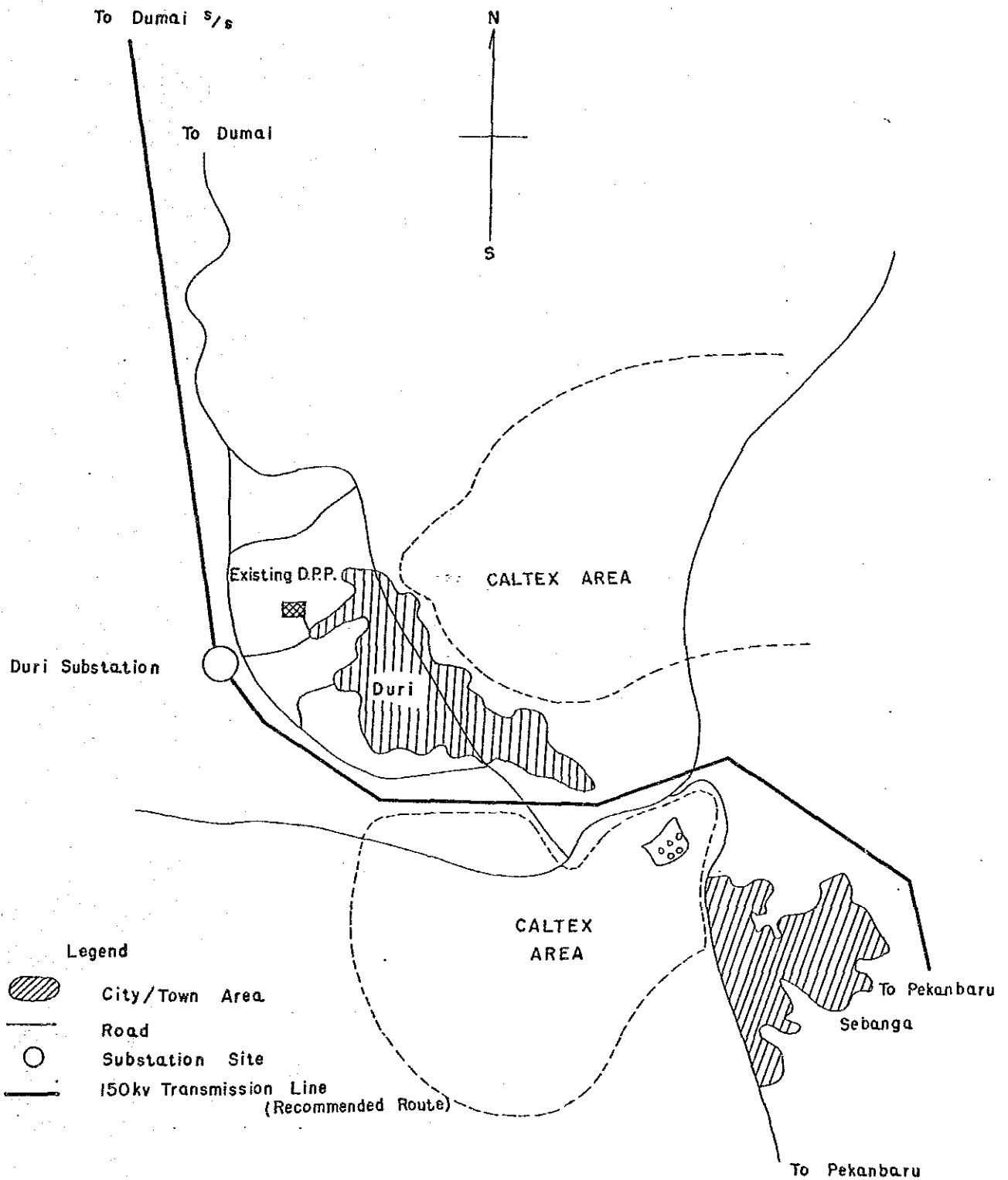







Fig. 6.1-5 Duri Area

Legend

-  City/Town Area
-  Road
-  Substation Site
-  150kv Transmission Line (Recommended Route)
-  20kv Distribution Line

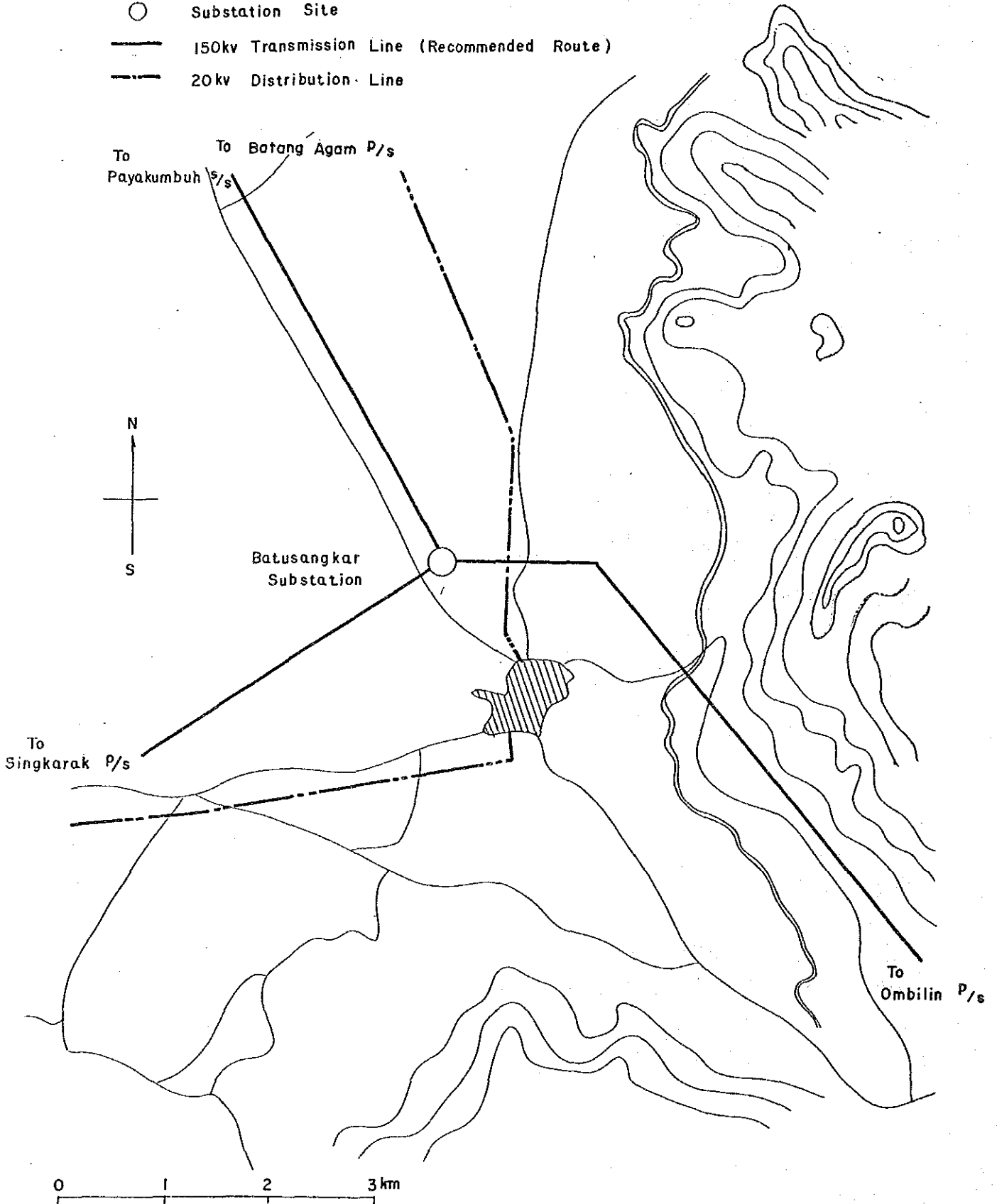
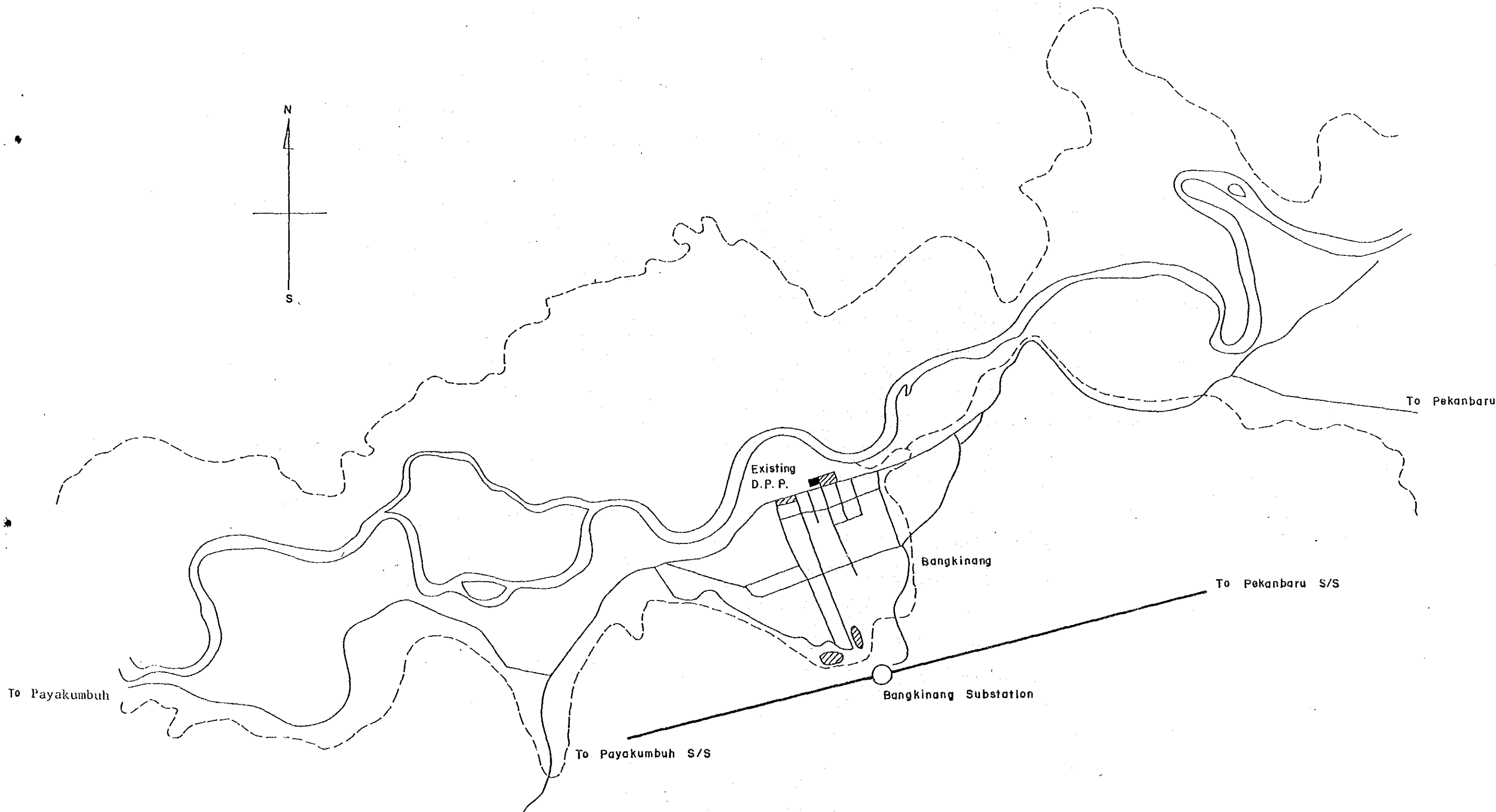


Fig. 6.1-6 Batusangkar Area



Legend


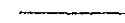


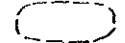
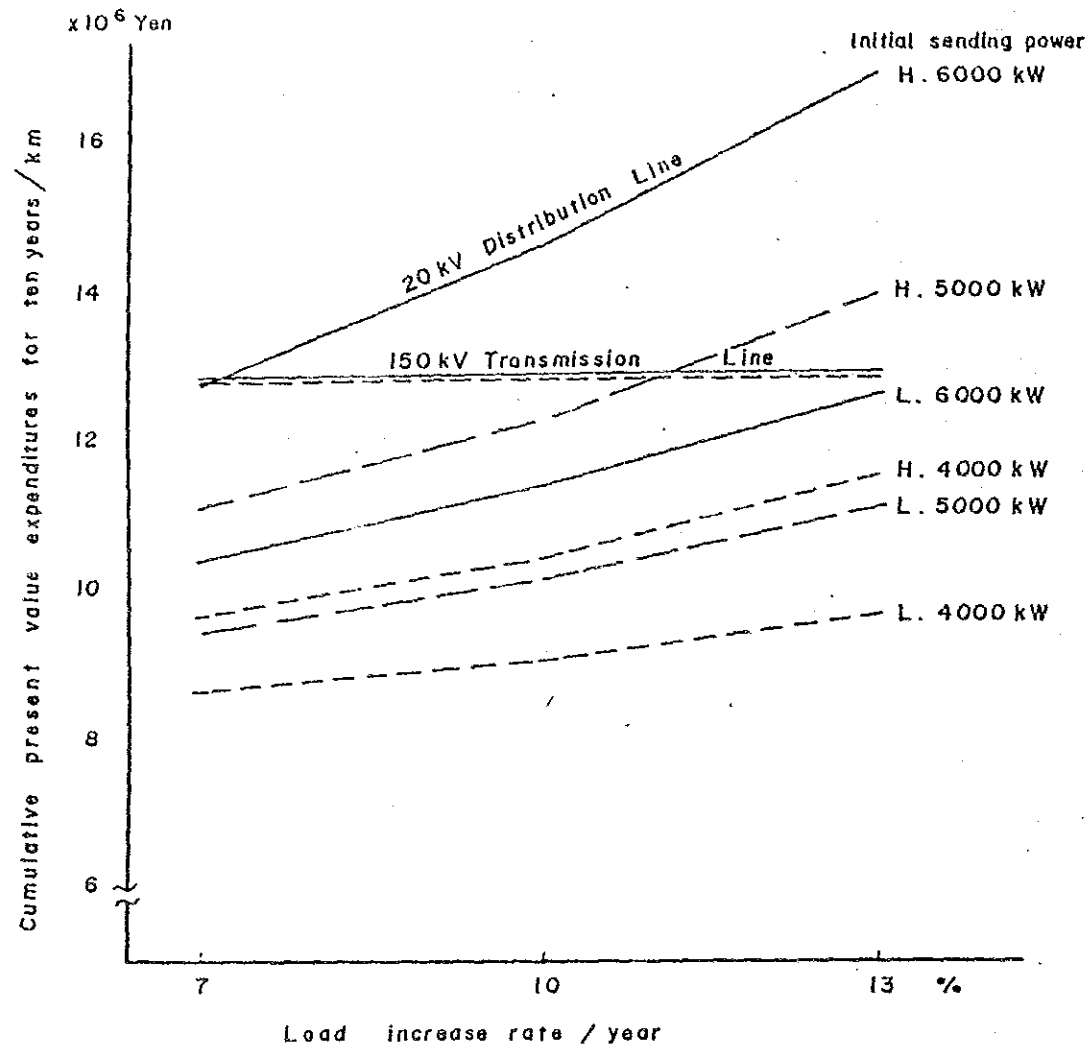
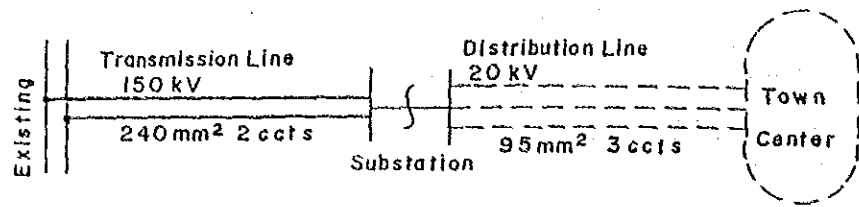
-  City / Town area
-  Road
-  Substation site
-  150KV Transmission line (recommended route)
-  Rice field and village area



Fig. 6.1 - 7 Bangkinang Area





Note : H 6000 kW Initial sending power 6000 kW  
in case of high evaluated loss cost  
L 6000 kW Initial sending power 6000 kW  
in case of low evaluated loss cost

Fig 6.1-8 の説明

1. 上段の図のような接続を仮定して送電線を長くして配電線を短かくする場合と、その逆の場合を考えて、経費を比較している。
2. 送電線のkm当り年経費は、送電ロスの影響がすくないので、送電々力が変化しても、あまり変化しない。図の中央部分のほぼ水平な線
3. 配電線のkm当りの年経費は、送電々力の増加とともにロスの影響をうけて増加する。
4. この図の傾斜線は変電所新設時の負荷が4000kW, 5000kW 6000kW の3ケースについて負荷増加率が7%から13%まで変化した場合について、10年間の年経費の現在価値を積算してグラフにしたものである。
5. 送電ロスの評価を高めに見た ( 8.7円/kwh, Rp 47.9/kwh ) 場合と低めに見た ( 石炭の炊き増し燃料費に相当する 4.3円/kwh, Rp 23.7/kwh ) の両方のカーブを記入してある。それぞれのカーブにH, Lを付して区別した。
6. 例えば、初期負荷が5000kW, 年増加率10%の場合にはロスの評価を高めに見ても、送電線の経費の方が高い。年増加率が11%をこえるあたりから配電線経費の方が高くなる。

Fig. 6.1-8 Comparison of Annual Expenditure between 150 kV Transmission Line and 20 kV Distribution Line



## 6.2 設計と設備の基準化，標準化

### 6.2.1 標準的機器配置

中部スマトラ地区の既設パワリモ，ルブックアルン，及び進行中のソロック，サラック変電所の設計の実態について現地調査及び図書類の調査を行った結果及び東部ジャワのクリーン変電所の設計の実態等を勘案して新設変電所の標準的な機器配置図を作成した。

作成した図面は次のとおり。

対象変電所	変圧器・バンク	送電線引出回線数	母線構成	調相設備
パカンバル	50MVA×2 ※ 将来増設 1	4 将来増設 2	二重母線 ブスタイ	SC. 20kV 15MVA×2 将来増設 1
バンキナン ほか	10~30MVA×1 将来増設 1~2	2	単母線	スペース必要

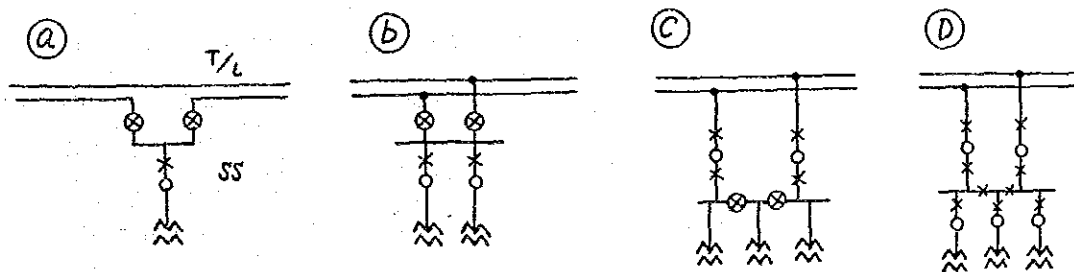
(Annex 6-2, 6-3, 6-4 参照)

※Table 6.3-4 参照

### 6.2.2 変圧器一次側遮断器の省略設計に関する考察

変電所の設計を簡素化するため，いろいろ工夫がなされているが，ここでは高圧側が受電回線だけの小規模配電用変電所の変圧器一次側の遮断器省略について考察する。

(1) 各種結線方式 下図のような，いろいろな形態がある。



(i) それぞれの特徴

① 極めて小規模な変電所で1回線送電線から受電する。

送電線1回線停止時，電力が遠方を迂回してくるので送電ロスが増加する。

設備は最も簡素である。

⑥ 変電所母線が、事故のとき、送電線事故と同じように送電線が停止してしまう。他の変電所の停電を引き起す可能性がある。

⑦ 遮断器は受電側にあるため、変電所内の事故は所内だけで除去しやすくなる。並用していれば線路事故の影響はうけない。並用しない場合は線路事故で一旦停電するが健全回線への切替えが容易である。

変圧器台数が増えても、遮断器台数は2台で済む。変圧器を停止する場合の操作が繁雑になる。

⑧ 事故時の停電範囲は少なくなるが遮断器数が多くなり高価である。

(ii) 各種結線方式は、それぞれの変電所規模、求められる供給信頼度などを勘案して選択される。

統計によれば(6)に記載のとおり、変電所事故はかなり多いので受電側の遮断器は取付けることが望ましい。これにより受電回線の切替操作も迅速に行うことができる。

## (2) 変圧器一次側遮断器省略による効果

(a) 前記結線方式のうち、比較的規模が大きくなって、⑥、または⑦のように3バンクの状態と比較して見ると⑥は遮断器台数が3台少なくて済む。

遮断器1台あたり、1000万円以上の価格であり、これを省略できれば、工事費、用地の節減等、経済的効果は大きい。

(b) 万一の変圧器事故時には、一旦全体が停電するが、短時間で、事故機器を回路から切離して、送電回復できる。変圧器の事故頻度は極めてすくないので、特に重要な拠点変電所以外では実用上支障はないものとする。

(c) 変圧器のON、OFFの際、断路器により励磁電流、ループ電流の開閉をする必要が生ずる。150kV、30MVA程度の変圧器では、開閉は可能であるが、接触面の損傷を伴うので、頻繁な操作は好ましくない。このため、軽負荷時のロス軽減のための変圧器停止を頻繁に行うことは避けたい。

## (3) 遮断器省略による効果と軽負荷時変圧器停止によるロス軽減効果の比較

遮断器省略による効果は前記のとおり、数千万円の工事費節減になるが、一方軽負荷時変圧器停止によるロス軽減効果は、clause6.6に示すとおり、ロス軽減量を金額に換算して、年間数十万円程度である。

従って、ロス軽減効果をねらいとした遮断器省略は得策とは言えない。

(4) 断路器による変圧器の ON, OFF

前記③図のように変圧器一次側に遮断器がない場合、変圧器の ON, OFF 時には、断路器により、励磁電流の開閉をしなければならない。

断路器による励磁電流開閉能力の日本における推奨値は、Table 6.2-1 のとおりであり、屋外の標準的変電所であれば 150kV 30MVA 程度の変圧器の励磁電流（定格電流の 1% 前後）の開閉に支障はない。

ただし、励磁電流の開閉により、接触部分に損傷を生ずるので、点検手入を充分に行っていく必要がある。

(a) 断路器により変圧器を ON, OFF する場合に留意すべき事項は次のとおりである。

- i 開閉速度の個人差をなくすため動力操作が望ましい。
- ii 主導電部と他の構造物との隔離距離は相間中心距離よりも大きくし、特に上方には、他の構造物を置かない。
- iii 接触子の損傷を防ぐためアークホーンなどを取りつけることが望ましい。
- iv 定期的な点検手入により接触子を良好な状態に保持する。

(b) 参考に日本国 T 電力会社の断路器に関する点検手入基準を示せば次のとおりである。

普通点検 1 回 / 2 年                      精密点検 1 回 / 6 年

断路器は本来電流開閉を行なわないものであるがループ電流など小電流開閉を行うものは、開閉により多少とも接触部の損傷を伴うため、点検周期の 6 年 1 回に達しない前でも臨時に点検を要する。

この臨時点検の周期は下表を目安とする。

	臨時点検周期	備 考
ループ電流または励磁電流開閉用断路器	200 回	電流開閉責務を有するものは一律 200 回で点検する。
無負荷開閉用断路器	2000 回	

(5) (2)~(4)を総合判断して 30MVA 程度の変圧器を使用する配電専用の変電所では、変圧器一次側の遮断器を省略して差支えないものとする。

Table 6.2-1 屋外用断路器の限界開閉能力標準値

定格電圧 (kV)	相間中心距離推奨値 (mm)		遅れ電流 (A)	進み電流 (A)
	水平一点切断器	その他の断路器		
7.2	800 以上	400 以上	4	2
12	800 以上	600 以上	4	2
24	1,000 以上	750 以上	2	2
36	1,000 以上	900 以上	2	2
72	1,500 以上	1,500 以上	2	1
84	1,800 以上	1,700 以上	2	1
120	2,500 以上	2,200 以上	3	1
168	3,000 以上		3	1
204	3,500 以上		3	0.5
240	4,000 以上		2	0.5
300	5,000 以上		2	0.5
550	8,000 以上		-	0.5

## (6) 変電所の事故実績

中部スマトラ地区の変電所事故統計によれば1984年にパウリモ及びブルブックアルン変電所で4回リレーが動作し合計59分の停電となっている。

20kV系統のインダルンセメント工場の変電所で4回、合計130分の停電となっている。

事故の内容は	過電流リレーが動作したもの	1件
	過電流地絡リレー	2回
	低電圧リレー	4回

あるがいずれも、長時間停電には至っていない。

なお、ジャワ島における変電所及び送電線の事故件数は下記のとおりである。

年	1982	1983	1984
変電所件数	55	79	129
送電線件数	334	343	747

変電所の事故件数もかなり多いが、送電線の1/6～1/4程度となっている。