

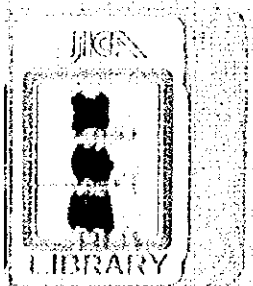
インドネシア共和国

北スマトラ送電網開発計画調査

報告書
(要約)

昭和55年5月

国際協力事業団



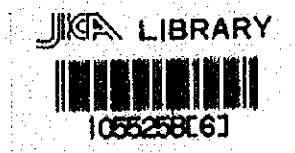
鉦計資

80-58-1

インドネシア共和国

北スマトラ送電網開発計画調査

報告書
(要約)



昭和55年5月

国際協力事業団

国際協力事業団

受入 用印	55-11-21 84-8-29	2/082 564-42
登録No.	14450	MPN

背景

スマトラ島はインドネシアにおいて最つとも経済潜在力があり、現在インドネシア総輸出金額の60%以上を産出している。スマトラ島8州の中で北スマトラは州単位地域総生産額第1位で、1人当たり地域総生産額は1978年度約370米ドルであつた。その中心産業は農園作物と石油である。又、インドネシア全体から見ても、北スマトラ州の地域総生産額は西ジャワ州・東ジャワ州に続き第3番目である。

北スマトラ州のメダンとその近郊町村及びその他の多くの町村で構成されたプロジェクト地域において、電力需要は過去数年間25%以上の急速な伸びを示しており、また現状の30kW程度の少電力消費量に比較し、この地域の高い経済潜在力と1人当たり地域所得より考慮して今後とも高成長を持続するものと予想される。603MWの水力発電開発と年間225,000トンのアルミニウム精練を目的とし、Asahan開発公社とINALUMによつて推進されるAsahan Hydroelectric and Aluminium プロジェクトの実施は、この地域の工業化を促進するばかりか電力需要を高めるであろう。

しかしながら、現在のプロジェクト地域におけるインドネシア電力公社(以下PLNと称する)の電力供給設備はけして満足ゆくものではない。Medan電力系統は北スマトラ州唯一の電力供給システムである。他の地方町村は、各町村に個別に設置され、又、Medan電力系統とは連結していない小規模ディーゼル発電機によつてPLNより電力供給を受けている。公共電力供給能力は総計170MWのみで、待機需要家は約250MVAの自家設備で発電をしている。

電力需要予測 (図3.1, 3.2, 3.3参照)

今後10年間のプロジェクト地域に於ける電力エネルギーの需要を予測するに当り、非常に高い潜在電力需要とこと数年の30%前後の高い伸び率を考慮すると、一般的手法である過去の傾向の分析や経済の伸びの予測に基く予測法は、この場合適切ではない。従つて、現在の需要構造を分析して、電力需要に関する先進地区……例えば東部ジャワ州……と比較し、10年後に達するであろう構造を想定する手法による各セクターの積

上げ予測を行った。

需要構造の要点

＊ 一般家庭需要の比率、電化率、一軒当り消費量

＊ 商業需要や公共需要の比率、伸び率

＊ 中小工業需要の比率、伸び率

＊ 大規模工業需要

一方 マクロ的に総需要の年間伸び率が現在の約30%から、10年後には、モダレータを1/2～1/3%に落着くと仮定して予測を行い、上記ミクロ的予測と対比して整合性をチェックした。

その結果、プロジェクト地域の需要は、以下の如く予測された。

	<u>1980</u>	<u>1985</u>	<u>1990</u>
年間電力需要(億KWH)	3.9	8.5	14.4
合計ピーク負荷(万KW)	7.8	17.2	28.2

開発の必要性と目的 (プロジェクト地域概要図 参照)

インドネシア政府・INALUM間で締結された基本同意書により、INALUMはKuala Tanjungより公共用として2/8 GWh及び50 MWの水力発電を提供することになっている。このプロジェクトは、この安価な大容量電力を供給するため、150KVの送電線及び変電所を建設することによりKuala TanjungとMedan及び周辺町村、又それ以外のプロジェクト地域内の町々を結合することを計画している。ひとたびこのプロジェクトが完成すれば、プロジェクト地域内のすべてのPLN発電施設が一つの電力系統に統合されるであろう。このプロジェクトを実施することは、安価な電力を供給することにより地域の社会経済発展を高めるばかりでなく、いままで不十分であつた公共用電力供給を緩和することは明白である。このプロジェクトは石油保存のための政府のエネルギー政策にかなりものである。

計画概要 (NSTL-001, 002 参照)

このプロジェクトは、150KVと20KV送電線、5カ所の150KV/20KVの変電所及び2カ所の開閉所より成る。

主線 (Kuala Tanjung - Medan Timur)

公称電圧 150KV
回線数 2回線
導 体 ASCR, 240mm²
支持物種類 2回線亜鉛メッキ製鉄塔
総延長 9 / Km

支線 (Kuala Tanjung - Kisaran, Tebing Tinggi - Pematang Siantar 及び

Titikuning - Brastagi)

公称電圧 150KV
回線数 1回線
導 体 ASCR, 240mm²
支持物種類 1回線亜鉛メッキ製鉄塔
総延長 156Km

20KV送電線

	<u>塔 線</u>	<u>柱 線</u>
公称電圧	20KV	20KV
回線数	1回線	1回線
導 体	ASCR, 120mm ²	HAL, 120mm ²
支持物種類	亜鉛メッキ製鉄塔	コンクリート柱又は鉄柱
総延長	135Km	90Km

変 電 所

<u>場 所</u>	<u>変 圧 器 種 類</u>
P. Siantar	2 × 10MVA, 150KV/20KV
T. Tinggi	1 × 10MVA, 150KV/20KV
Kisaran	2 × 10MVA, 150KV/20KV
Brastagi	1 × 10MVA, 150KV/20KV
K. Tanjung	1 × 10MVA, 150KV/20KV
	2 × 40MVA, 275KV/150KV
Medan Timur	開閉所のみ

建設費 (表 6.1, 6.2 参照)

このプロジェクト建設費はおおよそ次の通りである。

	外貨分	現地貨分	合計
経済経費 (含資材予備費)	23.0百万米ドル (62%)	14.1百万米ドル (38%)	37.1百万米ドル (100%)
財務経費 (含価格予備費)	25.2百万米ドル (62%)	15.4百万米ドル (38%)	40.6百万米ドル (100%)

このプロジェクトの財務的建設費の支出予定は次の通りである。

	第1年次	第2年次	第3年次	第4年次	計
外貨分 (千米ドル)	685	1,071.7	1,301.9	796	25,217
現地貨分 (千米ドル)	1,925	5,346	5,502	2,587	15,360
計	2,610	16,063	18,521	3,383	40,577

工事工程 (図 6.1, 6.2, 6.3 参照)

このプロジェクトの履行は次の3段階に分けられる。

- (1) 詳細調査測量、設計及び入札仕様書作成
- (2) 入札告示、契約調印
- (3) 資機材製作及び現場工事

プロジェクト遂行のため経験ある外国コンサルタントを採用し、PLNプロジェクトチームの補佐にあたるものとする。又、外国コンサルタント補佐のため現地コンサルタントを採用する。

プロジェクトの早期完成、現地業者の能力、プロジェクトの規模等考慮の上、本プロジェクトは以下の様に実施される。

- (1) 150KV及び20KV送電線の資機材は国際入札により調達する。但し、20KV線のコンクリートポールは現地製作のものとする。
- (2) 送電線の工事は、コンサルタントのガイダンスのもとに現地業者によつて実施する。
- (3) 変電所は国際入札によりターンキーベースで行う。

以上よりプロジェクト全体の完成は調査開始より第4年度末と予想される。

プロジェクト評価 (表 7.1, 7.2, 図 7.1 参照)

このプロジェクトの経済分析は、プロジェクトの純便益、建設費、保守・維持費をもとにプロジェクトのさまざまな割引率や内部収益率により積算された便益・費用比率で評価される。

便益・費用は次の項目である。

便 益： 各需要地における KW 価値、KWH 価値 注1

費 用： 建設費、保守・維持費、アサハン水力買電費 注2

(注1) KW 価値、KWH 価値とは、代替火力の KW 当りの建設費及び KWH 当りの運転費と考えてよい。

代替火力に使用する重油価格は、国際価格の US\$30/バレルとした。

(注2) 日本 INALUM よりの買電価格は、KWH 当り 3.7 円 (US\$0.061) との情報を与えている。

算定の結果、このプロジェクトの内部収益率は 24.9% である。20%、25%、30% の割引率による便益・費用率は次の通りである。

割引率(%)	便益・費用率
20	1.238
25	0.999
30	0.836

このプロジェクトの内部収益率同様、便益・費用比率も高い経済可能性を示している。

INALUM よりの買電費が 15% 上がったと仮定しても、このプロジェクトは 24.0% の高内部収益率を示している。

このプロジェクトは技術的に安全であり、経済的にも十分可能である。故にこのプロジェクトの早期実施を推薦するものである。

図3.1 PLN REGION-IIの電力需要予測

(PROJECT AREA)

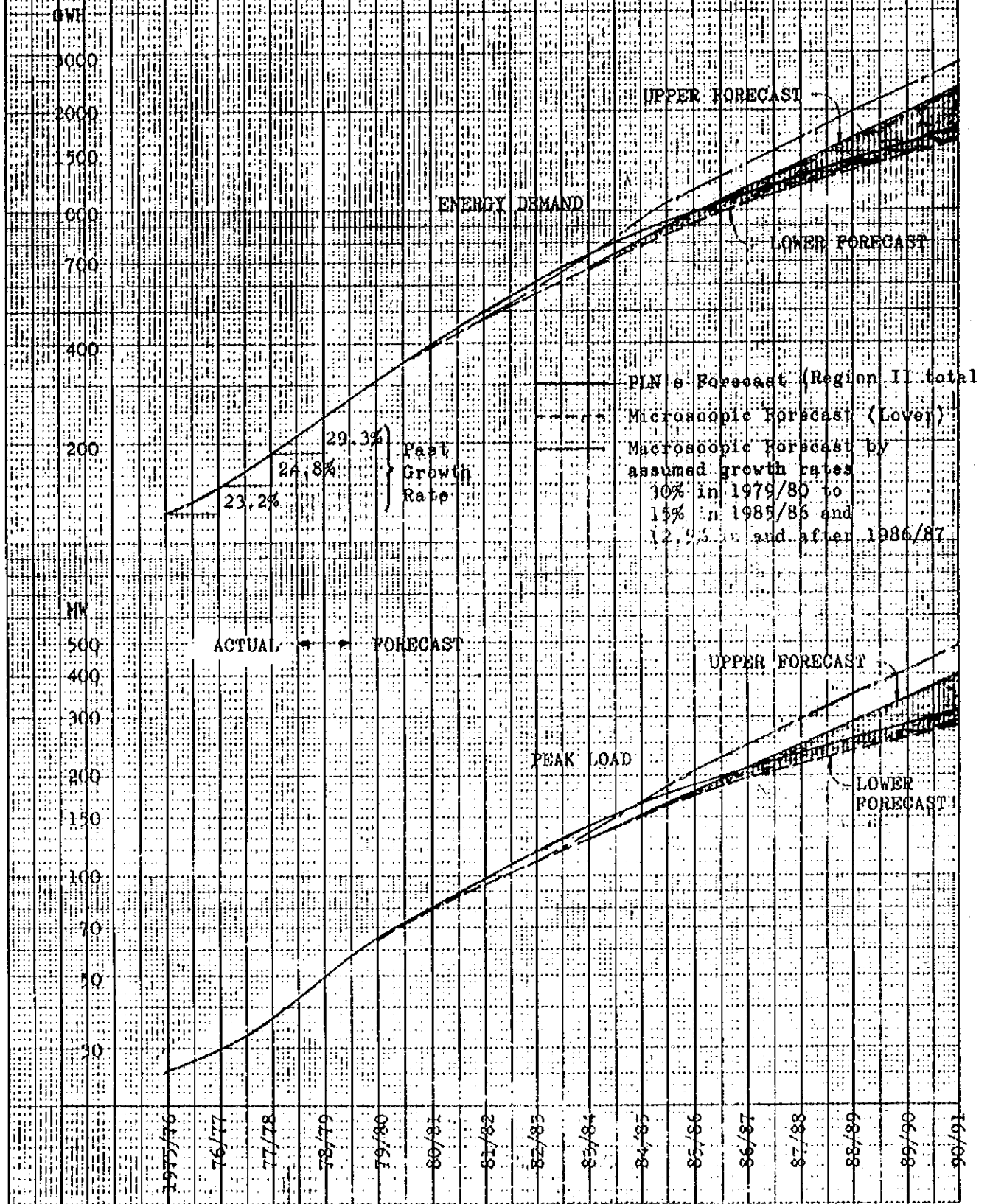


図 3.2 電力量需要予測 (ミクロ的方法による低成長予測)

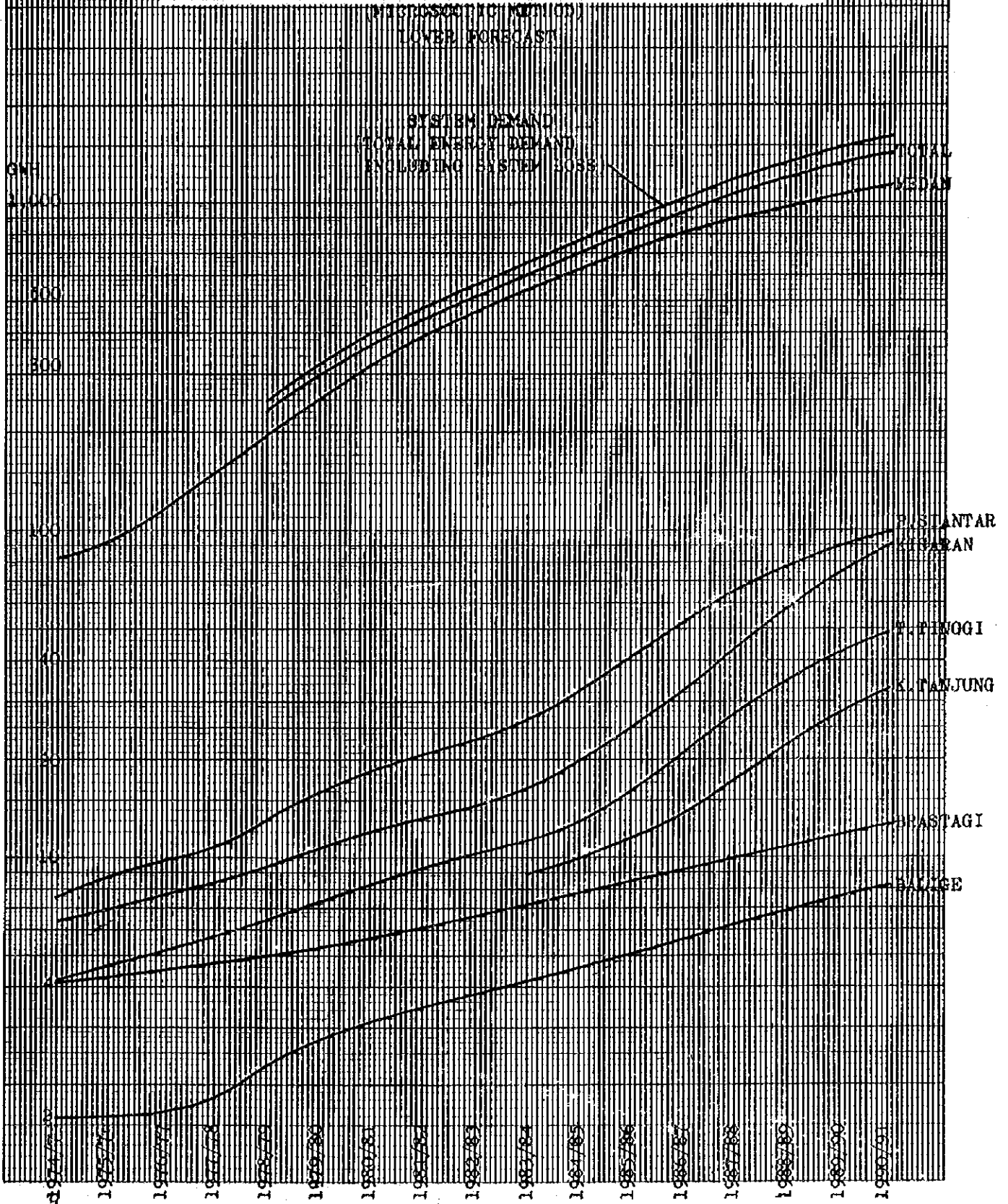
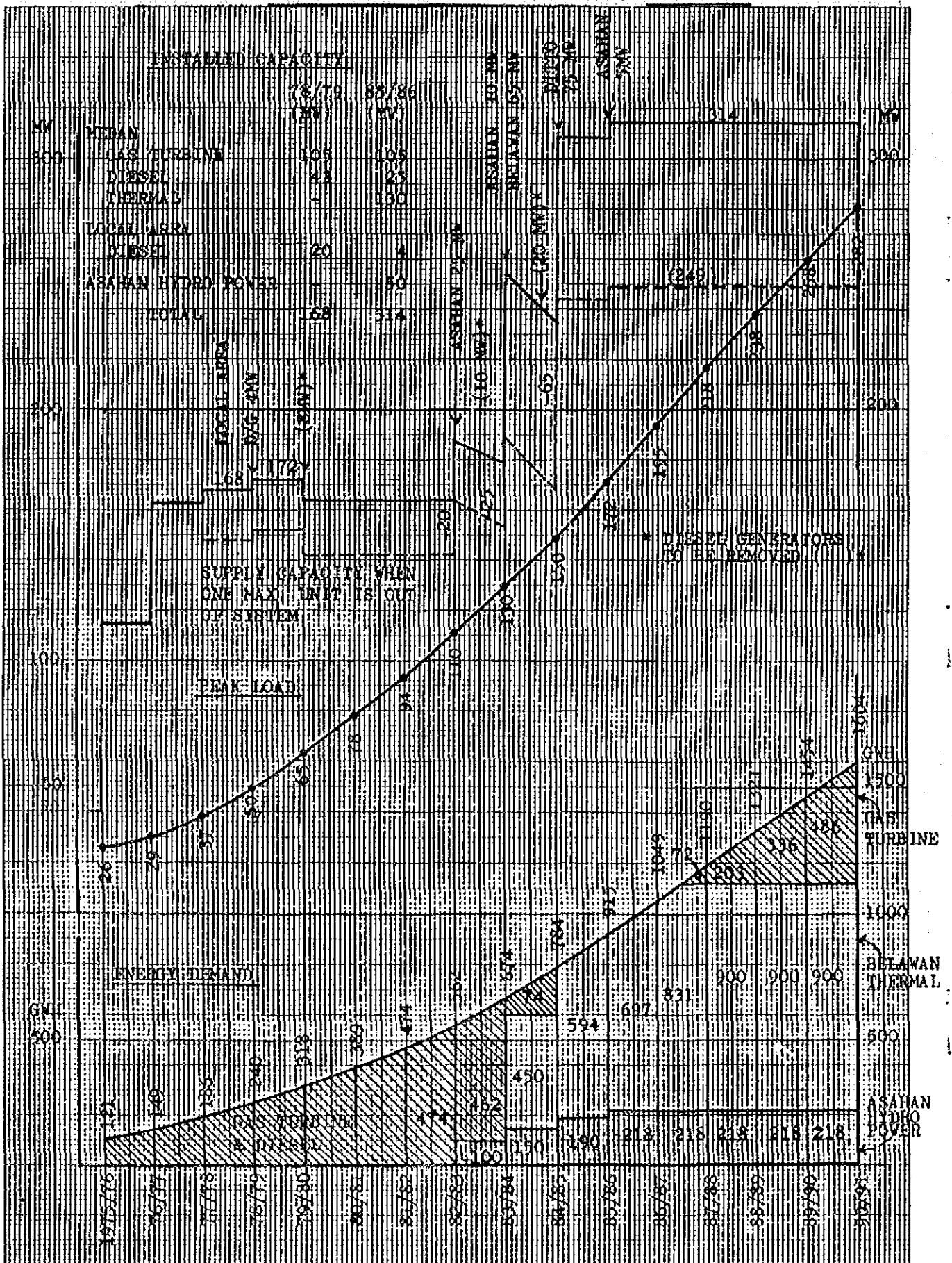
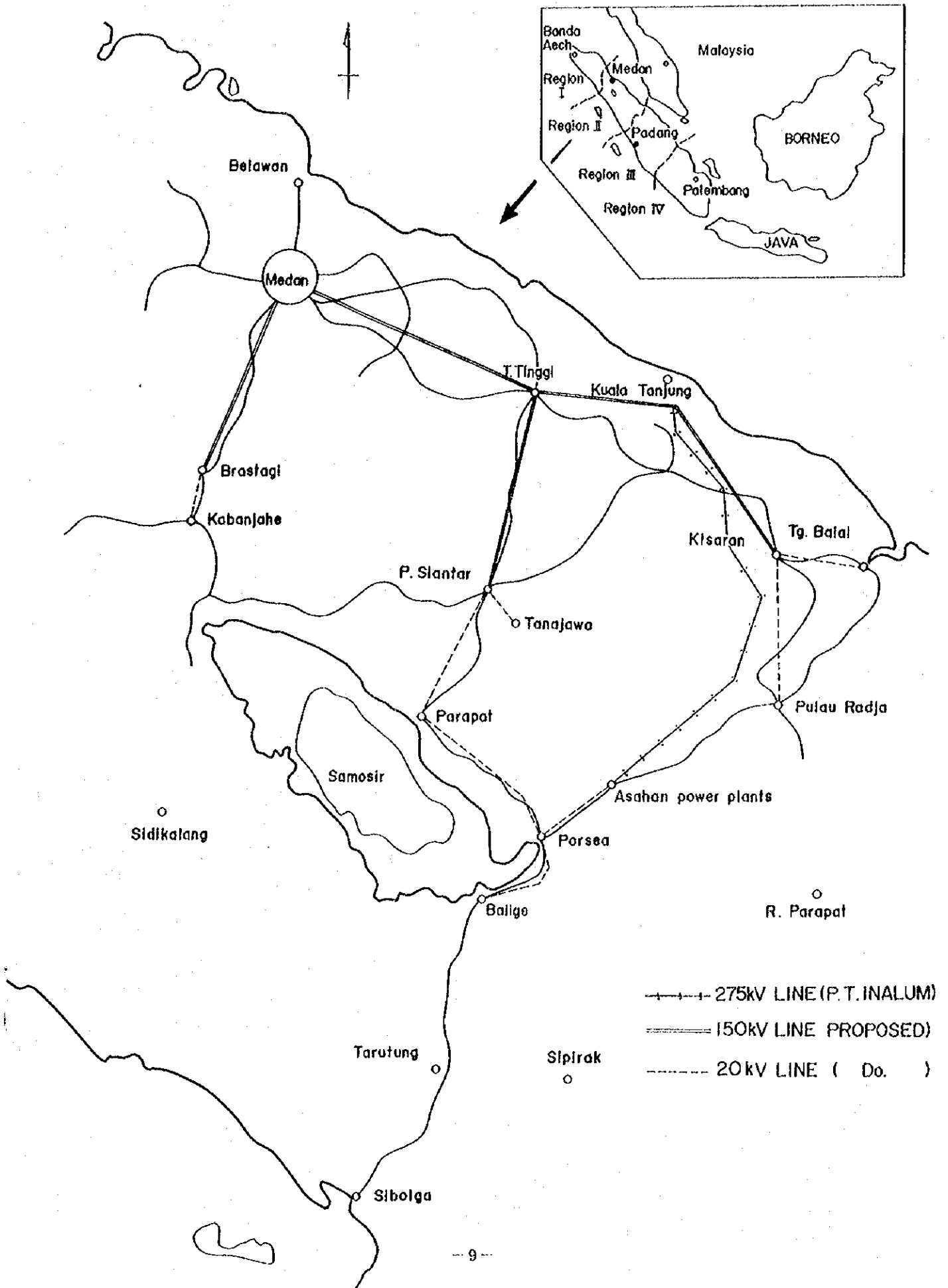
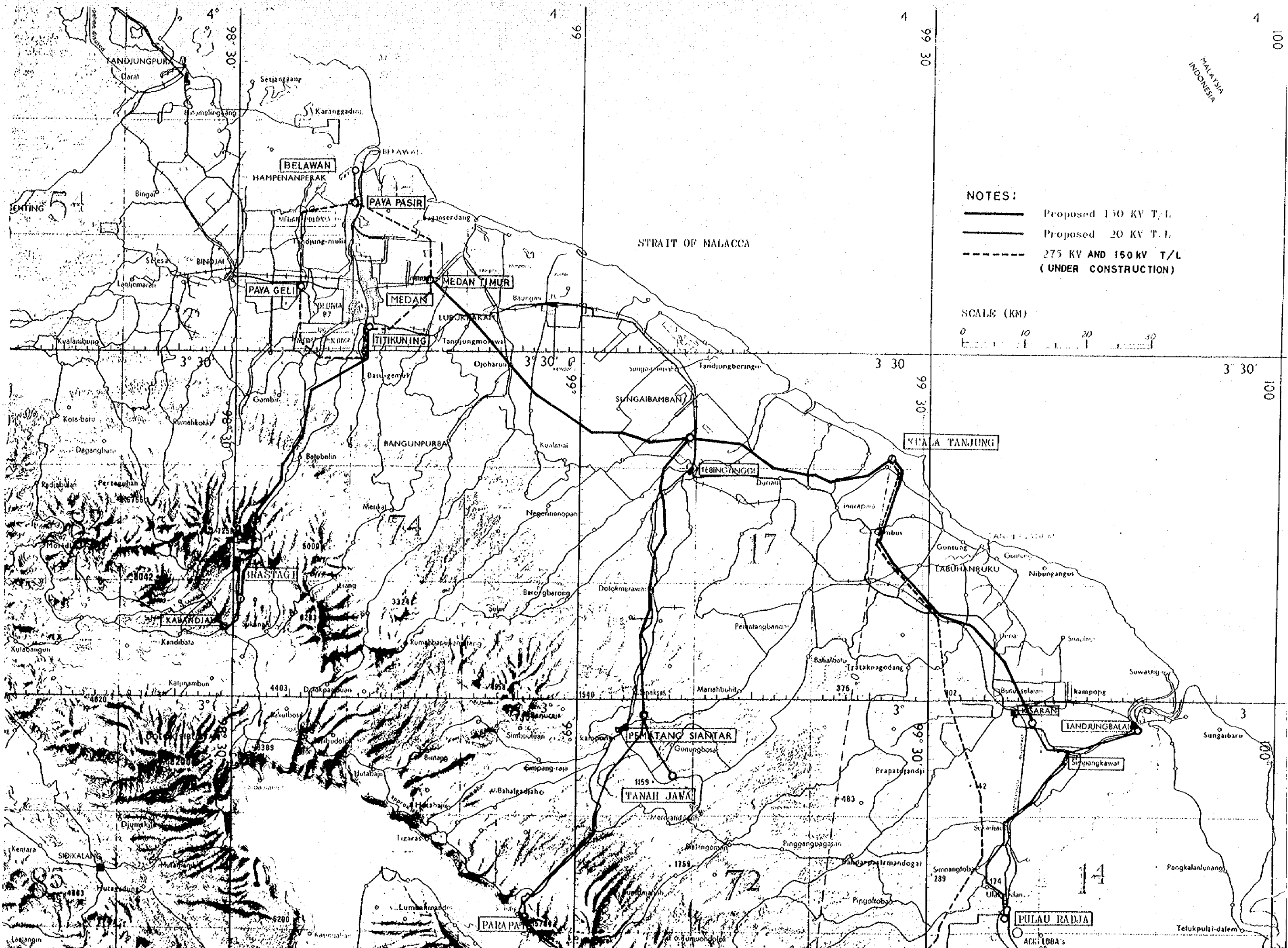


図 3.3 電力生産計画 (低成長予測)



プロジェクト地域概要図

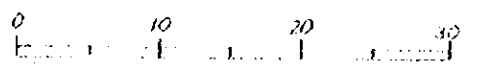




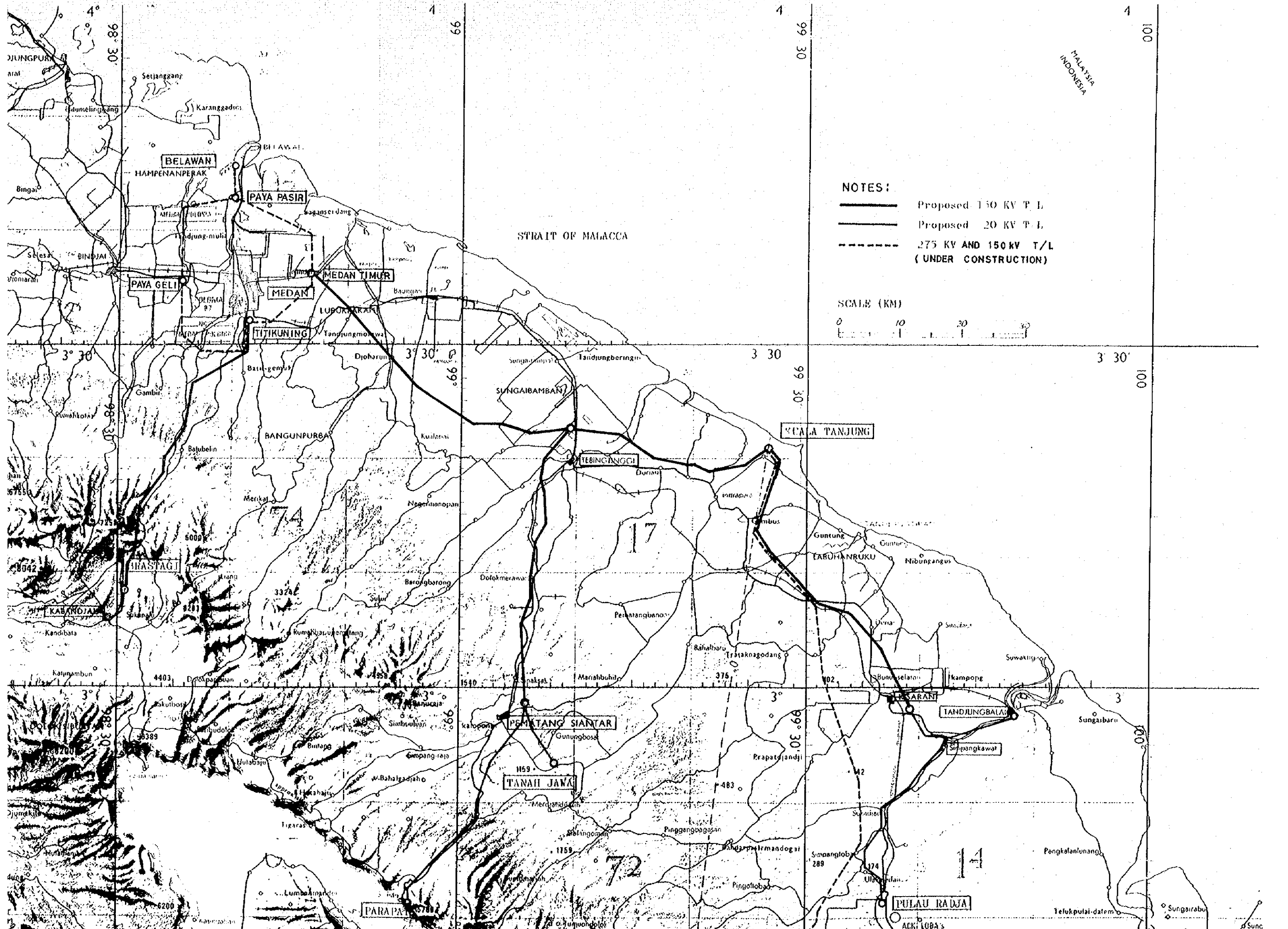
NOTES:

- Proposed 150 KV T/L
- Proposed 20 KV T/L
- . - . - . 275 KV AND 150 KV T/L (UNDER CONSTRUCTION)




SCALE (KM)



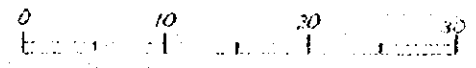
SUMATRA
INDONESIA



NOTES:

-  Proposed 150 KV T/L
-  Proposed 20 KV T/L
-  275 KV AND 150 KV T/L (UNDER CONSTRUCTION)

SCALE (KM)



MALAYSIA
INDONESIA

STRAIT OF MALACCA

KALAJA TANJUNG

PEMATANG SIANTAR

TANAH JAWA

PULAU RADJA

AGRI LOBA'S

17

72

14

BELAWAN

PAYA PASIR

PAYA GELI

MEDAN TIMUR

MEDAN

TITIKUNING

SUNGAIBAMBAN

TEBINGINGGI

BRASAGI

KABANGJAWA

LABOANRUKU

PARARANT

TANDJUNGBALAI

PARAPAI

Sungaibaru

Pangkalanlunang

Telukpulai-dalem

Sungairabu

Padalaru

4°

4

4

4

3° 30'

3° 30'

3° 30'

3° 30'

3°

3°

3°

3°

3° 30'

3° 30'

3° 30'

3° 30'

98° 30'

99°

99° 30'

100°

98° 30'

99°

99° 30'

100°

98° 30'

99°

99° 30'

100°

98° 30'

99°

99° 30'

100°

98° 30'

99°

99° 30'

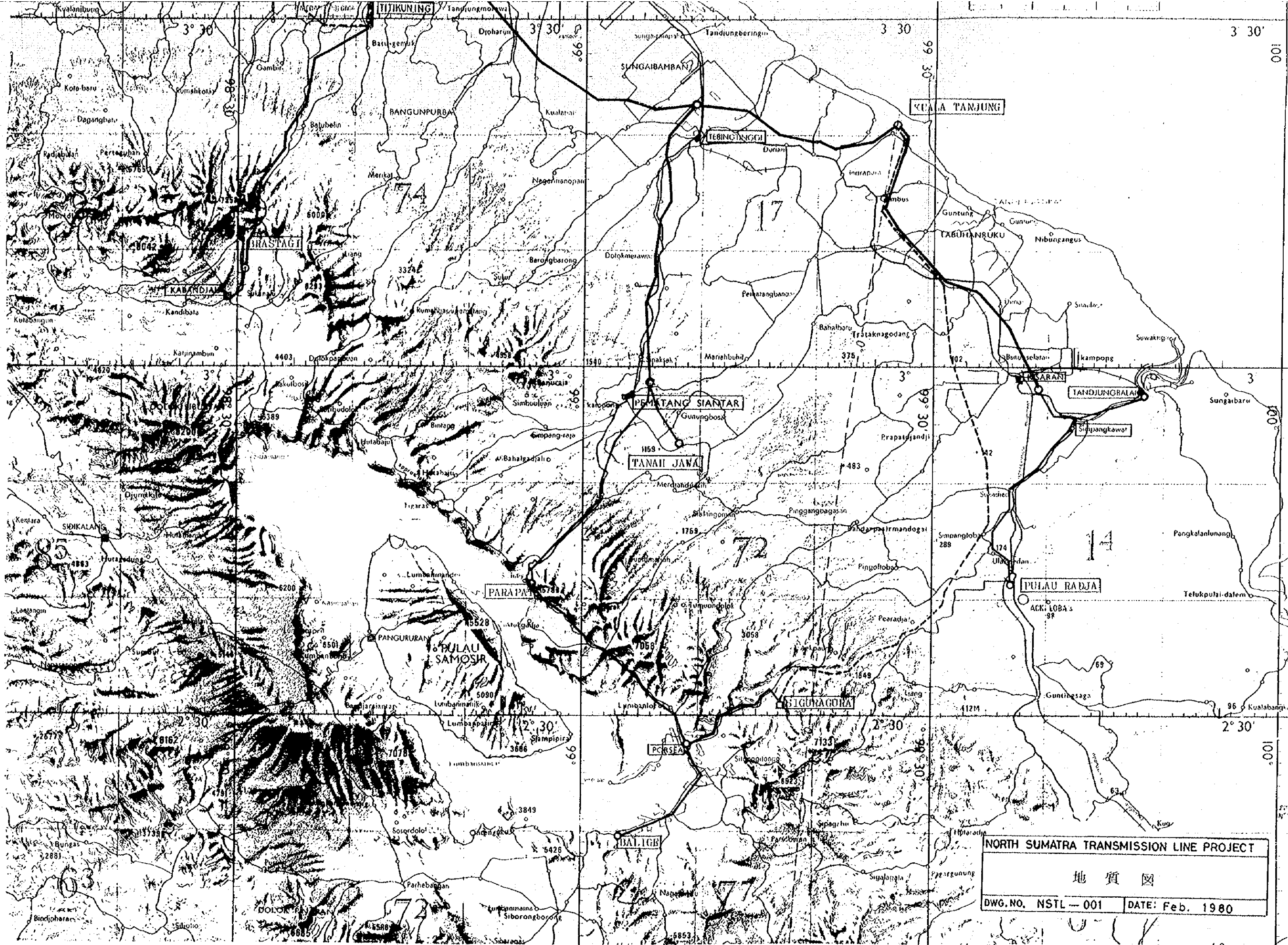
100°

98° 30'

99°

99° 30'

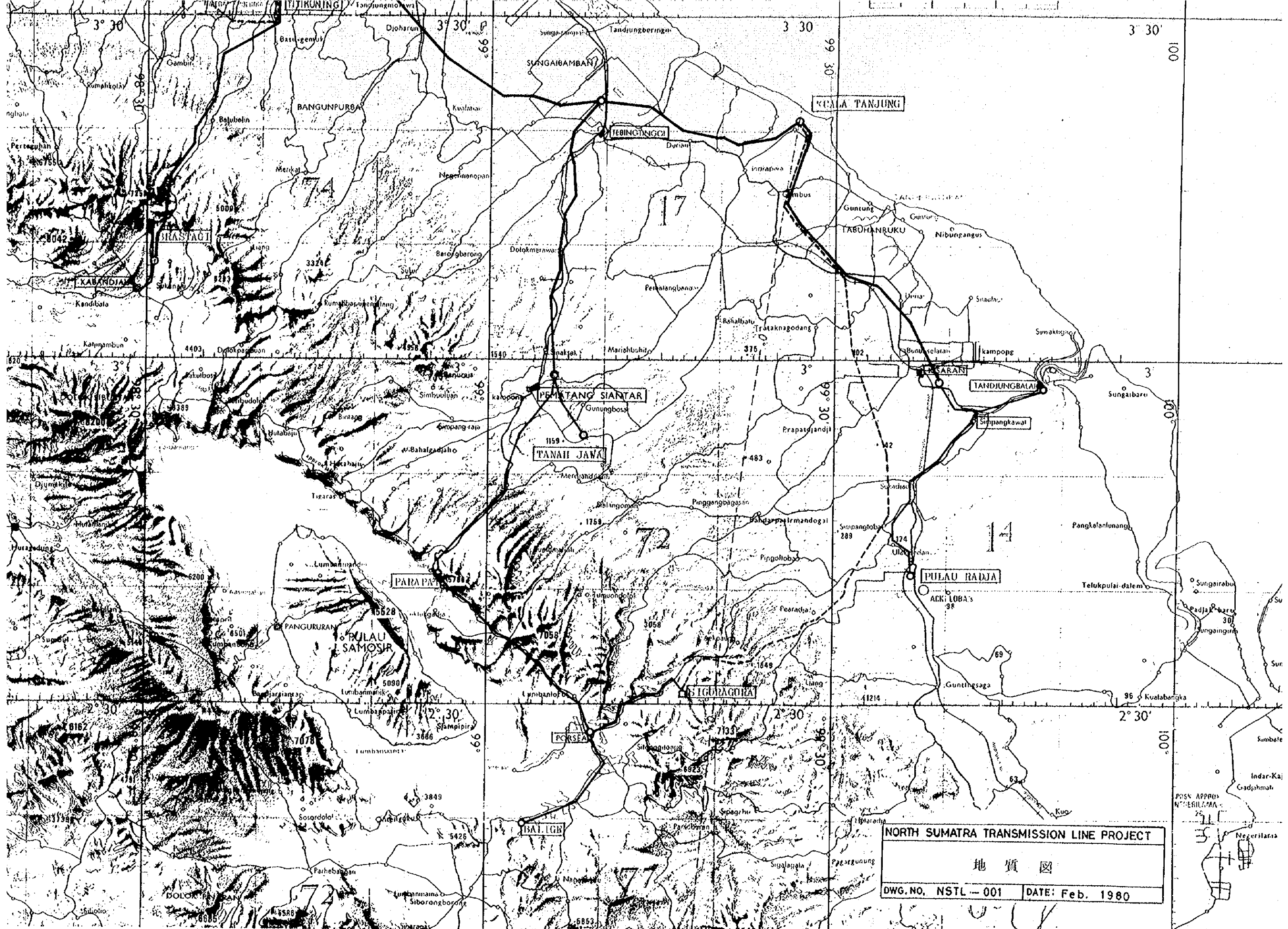
100°



NORTH SUMATRA TRANSMISSION LINE PROJECT

地質圖

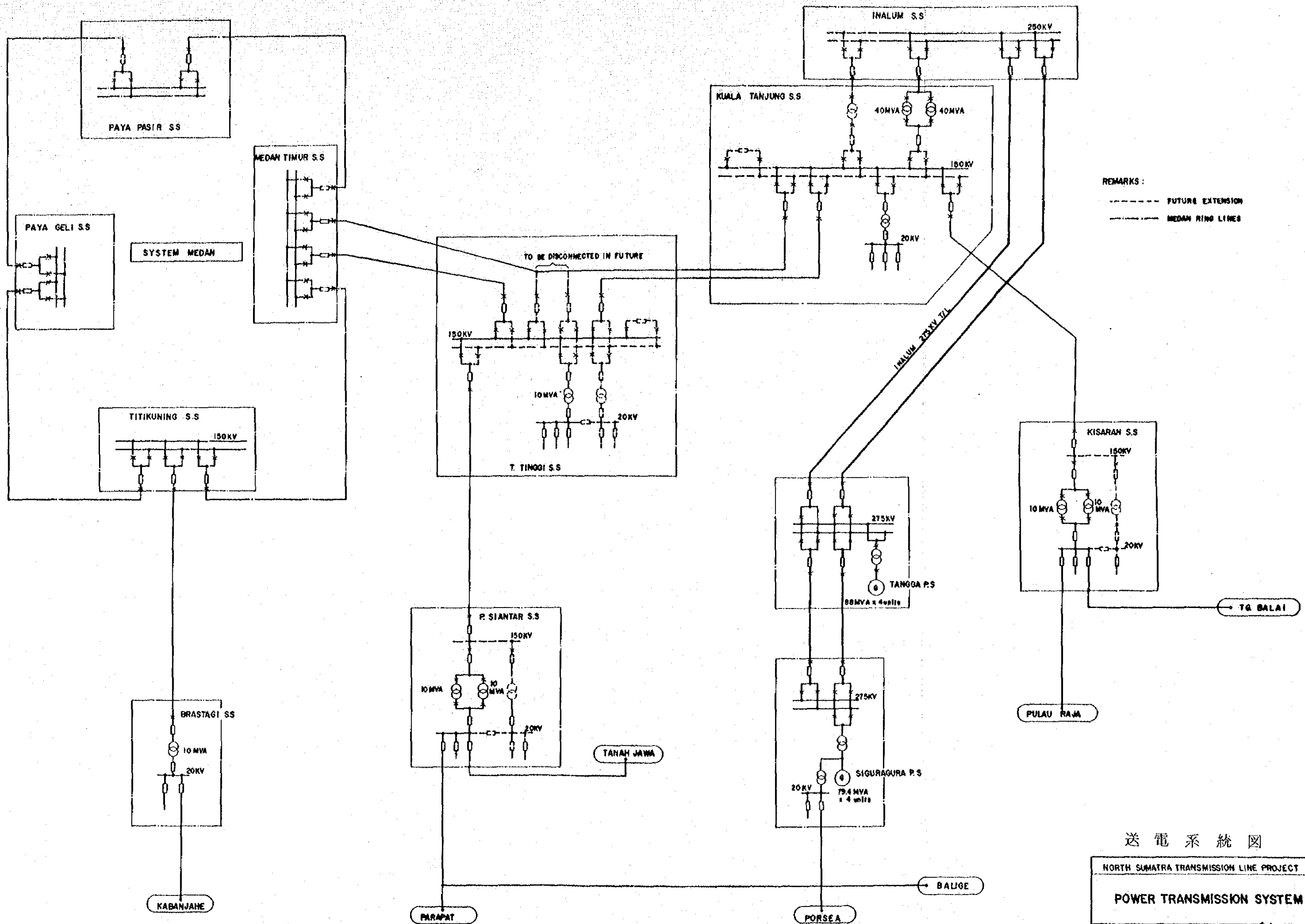
DWG. NO. NSTL - 001 DATE: Feb. 1980



NORTH SUMATRA TRANSMISSION LINE PROJECT

地質図

DWG. NO. NSTL-001 DATE: Feb. 1980



REMARKS:
 - - - - - FUTURE EXTENSION
 _____ MEDAN RING LINES

送電系統図

NORTH SUMATRA TRANSMISSION LINE PROJECT

POWER TRANSMISSION SYSTEM

DWG NO. NSTL-002

DATE: Feb 1980

表 6.1 プロジェクト建設費の経済コスト, 財政コスト見積り

		Foreign Component		Local Component		Total	
		(¥10 ⁶)	(US\$10 ³)	(Rp.10 ⁶)	(US\$10 ³)	(US\$10 ³)	
(A) TRANSMISSION LINES							
A-1) 150 kV Transmission Lines							
a)	Kuala Tanjung-Medan, 2-cct	91 km	673.4	2,928	1,380.2	2,208	5,136
b)	Tebing Tinggi-P. Siantar, 1-cct	48 km	230.4	1,002	482.0	771	1,773
c)	Titi Kuning-Brastagi, 1-cct	53 km	254.4	1,106	507.0	811	1,917
d)	Kuala Tanjung-Kisaran, 1-cct	55 km	264.0	1,148	635.0	1,016	2,164
	Sub-total	247 km	1,422.2	6,183	3,004.2	4,807	10,990
A-2) 20 kV Transmission Lines							
a)	Steel tower line	135 km	405.0	1,761	1,053.0	1,685	3,446
b)	Concrete pole line ^{/1}	70 km	147.0	639	546.0	874	1,513
c)	Steel pole line	20 km	142.0	617	86.0	138	755
	Sub-total	225 km	694.0	3,017	1,685.0	2,696	5,713
A-3)	Tools for Erection & Maintenance		100.0	435	300.0 ^{/2}	480	915
A-4)	Erection Guidance	150 m/m	300.0	1,304	60.0	96	1,400
	<u>Total for Transmission Lines</u>		<u>2,516.2</u>	<u>10,940</u>	<u>5,049.2</u>	<u>8,079</u>	<u>19,019</u>
(B) SUBSTATIONS							
B-1) Substations							
a)	Kuala Tanjung, 272/150/20 kV	80 MVA	561.0	2,439	610.0	976	3,415
b)	Tebing Tinggi, 150/20 kV	10 MVA	285.0	1,239	460.0	736	1,975
c)	Pematang Siantar, 150/20 kV	20 MVA	174.0	757	270.0	432	1,189
d)	Kisaran, 150/20 kV	20 MVA	174.0	757	270.0	432	1,189
e)	Brastagi, 150/20 kV	10 MVA	119.0	517	210.0	336	853
f)	Medan Timur & Titi Kuning		139.0	604	30.0	48	652
g)	Carrier Telephone set	5 pairs	125.0	543	-	-	543
h)	Spare parts & tools		100.0	435	-	-	435
	Sub-total		1,677.0	7,291	1,850.0	2,960	10,251

	<u>Foreign Component</u>		<u>Local Component</u>		<u>Total</u>
	<u>(¥10⁶)</u>	<u>(US\$10³)</u>	<u>(Rp.10⁶)</u>	<u>(US\$10³)</u>	<u>(US\$10³)</u>
B-2) Equipment Erection	350.0	1,522	250.0	400	1,922
<u>Total for Substations</u>	<u>2,027.0</u>	<u>8,813</u>	<u>2,100.0</u>	<u>3,360</u>	<u>12,173</u>
(C) ENGINEERING & ADMINISTRATION	<u>500.0</u>	<u>2,174</u>	<u>440.0</u>	<u>704</u>	<u>2,878</u>
(D) LAND & RIGHT OF WAY	-	-	<u>800.0</u>	<u>1,280</u>	<u>1,280</u>
(E) CONTINGENCIES:					
Physical	252.3	1,097	419.5	672	1,769
Price	504.5	2,193	790.6	1,265	3,458
<u>GRAND TOTAL</u>	<u>5,800.0</u>	<u>25,217</u>	<u>9,600.0</u>	<u>15,360</u>	<u>40,577</u>

/1: Local-made poles are assumed to be used.

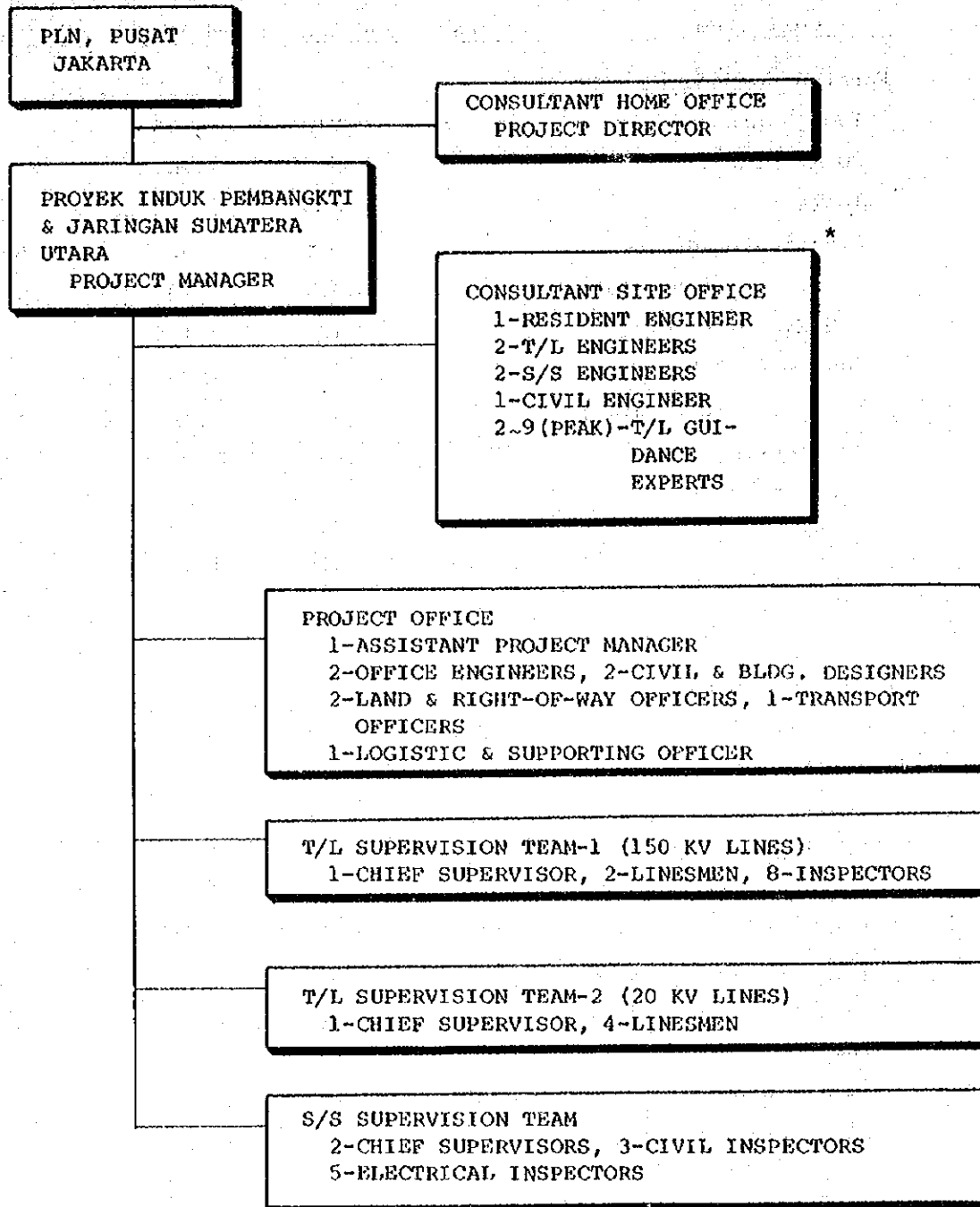
/2: Vehicle for supervision and guidance.

表 6.2 財政コストの償還計画

(US\$10³)

<u>Cost Items</u>	<u>1st Year</u>	<u>2nd Year</u>	<u>3rd Year</u>	<u>4th Year</u>
<u>Foreign Component</u>				
150 kV Line		3,710	2,473	
20 kV Line		1,810	1,207	
Tools		435		
Erection Guidance		522	522	260
(Sub-total)		6,477	4,202	260
S/S Equipment CIF		2,187	5,104	
Equipment & Erection		304	1,065	153
(Sub-total)		2,491	6,169	153
Engineering	652	652	652	219
Contingency				
Physical Price	33	481	551	32
		616	1,445	132
<u>Total</u>	<u>685</u>	<u>10,717</u>	<u>13,019</u>	<u>796</u>
<u>Local Component</u>				
150 kV Line	481	1,923	1,923	481
20 kV Line		539	1,078	1,078
Tools	240	240		
Erection Guidance		38	38	19
(Sub-total)	721	2,741	3,039	1,578
S/S Civil Work	296	1,184	1,184	296
Equipment & Erection		80	280	40
(Sub-total)	296	1,264	1,464	336
Administration	176	176	176	176
Land & Right	640	640		
Contingency				
Physical Price	92	241	234	105
		284	589	392
<u>Total</u>	<u>1,925</u>	<u>5,346</u>	<u>5,502</u>	<u>2,587</u>
<u>Grand Total</u>	<u>2,610</u>	<u>16,063</u>	<u>18,521</u>	<u>3,383</u>

図 6.1 プロジェクト遂行チームの概略組織図



- (Remarks) 1) T/L Transmission Line
 S/S Substation
 2) Staffs in asterisked blocks are to be full-time staffs.

圖 6.2 工程表

PARTICULARS	1ST YEAR				2ND YEAR				3RD YEAR				4TH YEAR			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
PRE-CONST. ENGINEERING	DETAILED DESIGN															
	ROUTE SURVEY															
	INTERNATIONAL TENDER															
TENDER & CONTRACT	LOCAL TENDER															
	CIVIL & BUILDING WORKS															
ELECTRICAL WORKS	EQUIPMENT DESIGN															
	MANUFACTURING															
TRANSMISSION LINE	20 KV LINE															
	110 KV LINE															

COMPLETION OF DESIGN

(REMARK)
TENDERS AND CALLED FOR PROVISIONAL QUANTITIES, WHICH WILL BE RIVALIZED WHEN AWARDED CONTRACT.

REMARK: - DETAILED SCHEDULE OF 1ST YEAR IN TENDER, EVALUATION & CONTRACT AWARDED IS SHOWN IN FIGURE 6.1.

COMPLETION OF KUALA LUMPUR MEDAN MAIN SYSTEM
COMPLETION OF OTHER 110 KV SYSTEM
COMPLETION OF 20 KV SECONDARY TRANSMISSION LINE

图 6-3 初年度詳細工程表

PARTICULARS	1ST YEAR												
	YEAR MONTH	1ST	2ND	3RD	4TH	5TH	6TH	7TH	8TH	9TH	10TH	11TH	12TH
PRE-CONSTRUCTION ENGINEERING	APPROVAL ON ENGINEERING CONTRACT	(COMMENCEMENT OF WORK)											
	DETAILED DESIGN & TENDER DOCUMENT	D/D & T/D											
	SURVEY OF TRANSMISSION LINE ROUTE	TOWER & SAG DESIGN TOPO SURVEY & PROFILE DESIGN GEOLOGICAL SURVEY AT TOWER SITE FINAL B/Q											
TENDERING & CONTRACT	PREPARATION OF TENDER CALL	DRAFT T/D APPROVAL ON T/D FINAL T/D TENDER NOTICE											
	TENDER CALL	TENDER CALL											
	TENDER EVALUATION & CONTRACT AWARD	TENDER EVALUATION TENDER EVALUATION REPORTING TO BOARD ON TENDER EVALUATION CONTRACT NEGOTIATION CONTRACT SIGN											
	TENDER CALL	TENDER CALL											
INTERNATIONAL TENDER	APPROVAL BY BOARD ON CONTRACT												
LOCAL TENDER	CONTRACT NEGOTIATION & SIGN												

(Remark) 1) Tender for transmission lines is called for provisional quantities. The B/Q is finalized at contract awarding.

2) Tender evaluation to contract awarding is tightly scheduled and the best efforts by every concerned are assumed.

表 7.1 Asahan水力発電電力の電力量/電力需給

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990-2017
1. <u>Energy & Power Demand (Customer Demand)</u>								
1.1 Total Energy Demand (GWh)	625.62	725.34	847.06	961.69	1,083.54	1,199.67	1,313.68	1,443.94
1.2 Energy Demand in Local Areas (GWh)	74.62	87.34	109.06	134.69	168.54	217.67	253.68	292.94
1.3 Power Demand in Local Areas (GWh)	14.4	16.7	20.5	25.0	30.8	39.3	45.1	51.4
1.4 Energy Demand in Medan System (GWh)	551.00	638.00	738.00	827.00	915.00	982.00	1,060.00	1,151.00
2. <u>Energy & Power Supply</u>								
2.1 Energy Supply from Asahan Hydropower less T/L Loss (GWh)/1	99.25	147.80	185.38	211.46	211.46	211.46	211.46	211.46
2.2 Power Supply from Asahan Hydropower (MW)	25.0	35.0	45.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
2.3 Energy Supply to Local Areas from Asahan Hydropower (GWh)	37.31 ^{1/2}	87.34	109.06	134.69	168.54	211.46	211.46	211.46
2.4 Power Supply to Local Area from Asahan Hydropower (MW)	14.4	16.7	20.5	25.0	30.8	38.1	37.5	37.1
2.5 Energy Supply to Medan System from Asahan Hydropower (GWh)	61.94	60.46	76.32	76.77	42.92	-6.21 ^{1/3}	-42.22 ^{1/3}	-81.48 ^{1/3}

Remarks: 1/ Energy Supply from Asahan Hydropower (GWh) x (100 - Transmission Loss (%))

	1983	1984	1985	1986-1990
Energy Supply from Asahan Hydropower (GWh)	100	150	190	218
Transmission Loss (%)	0.75	1.45	2.43	3.00
Energy Supply from Asahan Hydropower less T/L Loss	99.25	147.80	185.38	211.46

2/ Electricity of Asahan Hydropower will be supplied to Local Areas from middle of the year.

3/ From 1988, it is assumed that energy will be supplied from System Medan to Local Area in order to make up the expected energy shortage in Local Area.

表 7.2 a 便益、費用の現在価値(割引率 20%の場合)

Year in Order	Year	(1) Energy Supply to Local (GWh p.a.)	(2) Power Supply to Local (MW)	(3) Energy Supply to Medan (GWh p.a.)	(4) Energy Benefit in Local: (1)xUS\$0.0544/ kWh x 10 ³ (US\$10 ³ p.a.)	(5) Power Benefit in Local: (2)xUS\$136.8/ kW (US\$10 ³ p.a.)	(6) Energy Benefit in Medan: (3)xUS\$0.0556/ kWh x 10 ³ (US\$10 ³ p.a.)	(7) Total Gross Benefits (4)+(5)+(6) (US\$10 ³ p.a.)	(8) Energy Cost of the Project (US\$10 ³ p.a.)	(9) Net Benefits (7)-(8) (US\$10 ³ p.a.)	(10) PW of Net Benefits (US\$10 ³)	(11) Construction cost & O & M Cost (US\$10 ³ p.a.)	(12) PW of Costs (US\$10 ³)
0	1979									30,573		24,696	
1	1980										2,610		
2	1981										15,163		
3	1982										16,487		
4	1983	37.31	14.4	61.94	2,030	1,970	3,444	7,444	1,610	5,834	3,230		
5	1984	87.34	16.7	60.46	4,751	2,285	3,362	10,398	2,415	7,983	371		
6	1985	109.06	20.5	76.32	5,933	2,804	4,243	12,980	3,059	9,921	371		
7	1986	134.69	25.0	76.77	7,327	3,420	4,268	15,015	3,510	11,505	371		
8	1987	168.54	30.8	42.92	9,169	4,213	2,386	15,768	3,510	12,258	371		
9	1988	211.46	38.1	-	11,503	5,212	-	16,715	3,510	13,205	371		
10	1989	211.46	37.5	-	11,503	5,130	-	16,633	3,510	13,123	371		
11-38	1990-2017	211.46	37.1	-	11,503	5,075	-	16,578	3,510	13,068	371		

B/C = 30,573/24,696 = 1.238

表7.2 b 便益、費用の現在価値(割引率25%の場合)

Year in Order	Year	(1) Energy Supply to Local (GWh p.a.)	(2) Power Supply to Local (MW)	(3) Energy Supply to Medan (GWh p.a.)	(4) Energy Benefit in Local: (1)xUS\$0.0544/ kWh x 10 ³ (US\$10 ³ p.a.)	(5) Power Benefit in Local: (2)xUS\$161.4 kW (US\$10 ³ p.a.)	(6) Energy Benefit in Medan: (3)xUS\$0.0556/ kWh x 10 ³ (US\$10 ³ p.a.)	(7) Total Gross Benefits: (4)+(5)+(6) (US\$10 ³ p.a.)	(8) Energy Cost of the Project (US\$10 ³ p.a.)	(9) Net Benefits (7)-(8) (US\$10 ³ p.a.)	(10) PW of Net Benefits (US\$10 ³)	(11) Construction Cost & O & M Cost (US\$10 ³ p.a.)	(12) PW of Cost (US\$10 ³)
0	1979									22,143		22,164	
1	1980										2,610		
2	1981										15,163		
3	1982										16,487		
4	1983	37.31	14.4	61.94	2,030	2,324	3,444	7,798	1,610	6,188	3,230		
5	1984	87.34	16.7	60.46	4,751	2,695	3,362	10,808	2,415	8,393	371		
6	1985	109.06	20.5	76.32	5,933	3,309	4,243	13,485	3,059	10,426	371		
7	1986	134.69	25.0	76.77	7,327	4,035	4,268	15,630	3,510	12,120	371		
8	1987	168.54	30.8	42.92	9,169	4,971	2,386	16,526	3,510	13,016	371		
9	1988	211.46	38.1	-	11,503	6,149	-	17,652	3,510	14,142	371		
10	1989	211.46	37.5	-	11,503	6,053	-	17,556	3,510	14,046	371		
11-38	1990-2017	211.46	37.1	-	11,503	5,988	-	17,491	3,510	13,981	371		

B/C = 22,143/22,164 = 0.999

表 7.2 c 便益、費用の現在価値(割引率 30%の場合)

Year in Order	Year	(1) Energy Supply to Local (GWh p.a.)	(2) Power Supply to Local (MW)	(3) Energy Supply to Medan (GWh p.a.)	(4) Energy Benefit in Local: (1)xUS\$0.0544/ kWh x 10 ³ (US\$10 ³ p.a.)	(5) Power Benefit in Local: (2)xUS\$186.4/ kW x 10 ³ (US\$10 ³ p.a.)	(6) Energy Benefit in Local: (3)xUS\$0.0556/ kWh x 10 ³ (US\$10 ³ p.a.)	(7) Total Gross Benefit (4)+(5)+(6) (US\$10 ³ p.a.)	(8) Energy Cost of the Project (US\$10 ³ p.a.)	(9) Net Benefit (7)-(8) (US\$10 ³ p.a.)	(10) PW of Net Benefit (US\$10 ³)	(11) Construction Cost & O & M Cost (US\$10 ³ p.a.)	(12) PW of Cost (US\$10 ³)
0	1979									16,766		20,048	
1	1980										2,610		
2	1981										15,163		
3	1982										16,487		
4	1983	37.31	14.4	61.94	2,030	2,684	3,444	8,158	1,610	6,543	3,230		
5	1984	87.34	16.7	60.46	4,751	3,113	3,362	11,226	2,415	8,811	371		
6	1985	109.06	20.5	76.32	5,933	3,821	4,243	13,997	3,059	10,938	371		
7	1986	134.69	25.0	76.77	7,327	3,660	4,268	16,255	3,510	12,745	371		
8	1987	168.54	30.8	42.92	9,169	5,741	2,386	17,296	3,510	13,786	371		
9	1988	211.46	38.1	-	11,503	7,102	-	18,605	3,510	15,095	371		
10	1989	211.46	37.5	-	11,503	6,990	-	18,493	3,510	14,983	371		
11-38	1990-2017	211.46	37.1	-	11,503	6,915	-	18,418	3,510	14,908	371		

$$B/C = 16,766/20,048 = 0.836$$

図7.1 プロジェクトの内部収益率の算定

