

フィリピン共和国

ビサヤス地域

送電系統拡張および海底ケーブルによる連系計画

調査報告書

(大 略)

昭和55年 9 月

国際協力事業団

鉅計資

80-95(S)

フィリピン共和国

ビサヤス地域

送電系統拡張および海底ケーブルによる連系計画

調査報告書

(大 略)

JICA LIBRARY



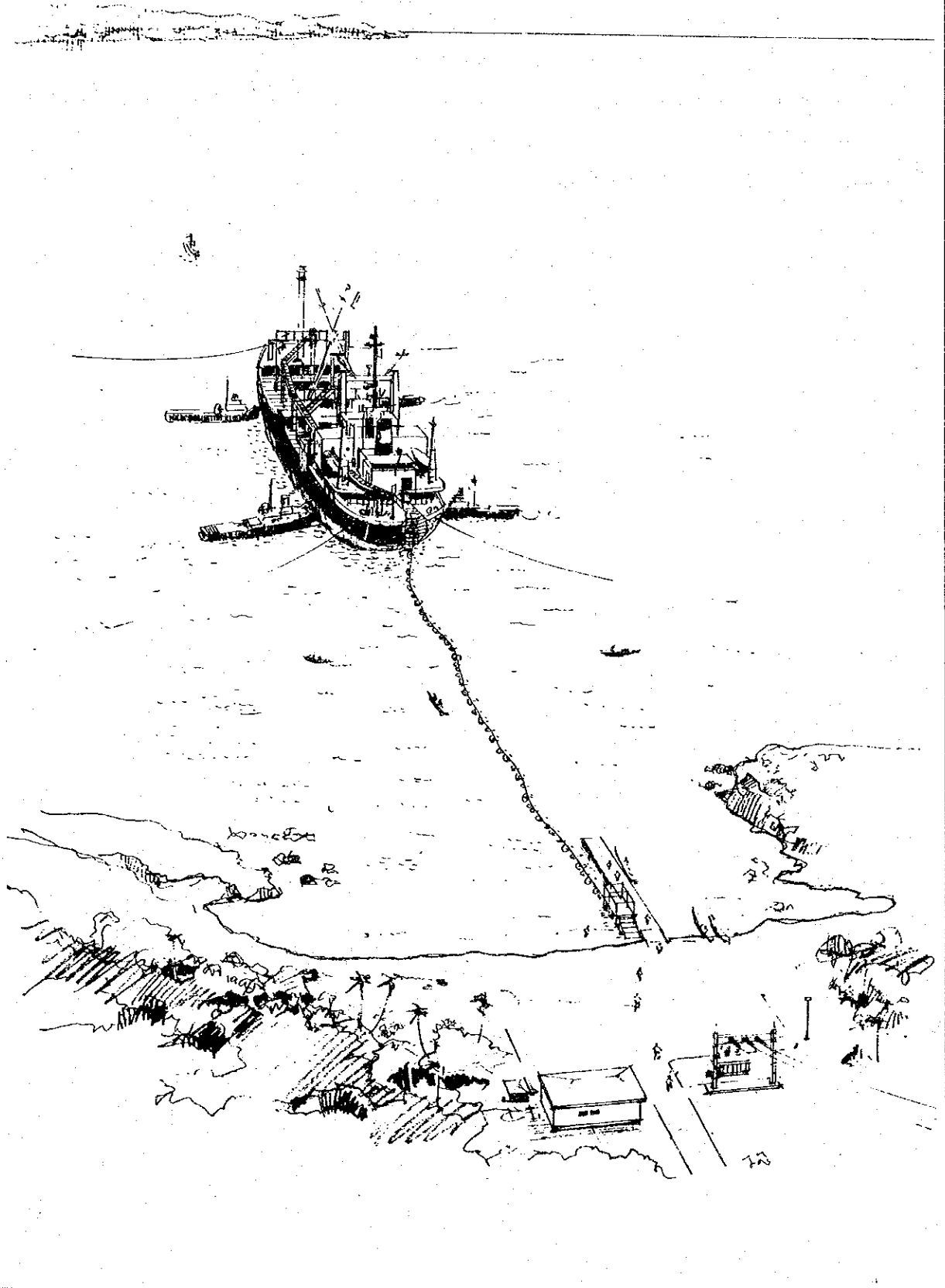
1045967[3]

昭和55年 9 月

国際協力事業団

国際協力事業団	
受入 月日	84.8.30
登録No.	14511
	118
	64.4
	MIPN

Artist's Imaginary View of Landing Point for 138 kV Submarine Cable



ま え が き

日本政府は、フィリピン共和国政府の要請に基づき、同国のビサヤス地域における主要送変電計画及び海底ケーブルによる島間連系計画に関するフェージビリティ調査を行うこととなり、その実施を国際協力事業団に委託した。事業団は、この計画の重要性を考慮し、1980年1月10日から3月9日に至る60日間にわたり、電源開発株式会社 若森敏郎氏を団長とする各分野の専門家7名からなる調査団を派遣し、フィリピン共和国政府関係機関の協力を得て現地調査を実施した。

本報告書は、現地調査及び収集した資料に基づき、帰国後調査検討を行い、その成果を取りまとめたものである。

本報告書がフィリピン共和国の電力系統開発に寄与するとともに、日本との経済交流及び友好親善の一助となれば誠に喜ばしいことである。

終わりに、今回の調査の実施に当たられた団員各位に謝意を表するとともに、熱意ある支援と協力を戴いたフィリピン共和国政府関係機関の方々を始め、外務省、通商産業省及び在フィリピン共和国日本大使館の関係各位に対し、この機会に心より感謝の意を表わすものである。

1980年9月

国際協力事業団

総裁 有田 圭 輔

目 次

はしがき

報告書の構成

1. 調査の目的と範囲	1
2. プロジェクトの概要	5
3. 工事費および建設スケジュール	16
4. 経済評価	19
5. 財務分析と資金計画	21
6. 勧 告	28

報 告 書 の 構 成

本報告書はフィリピン共和国政府の要請にもとづき日本政府が国際協力事業団（JICA）に委託し実施した“フィリピン共和国ビサヤス地域送電系統拡張および海底ケーブルによる連系計画調査報告書”の調査・研究結果の要点をとりまとめたものでありますが同時に本文を参照に載くならば本プロジェクトのより良い理解が可能です。

本プロジェクトに関する報告書は次の3分冊からなります。

Volume I : Summary(大略)

Volume II : 本 文

Volume III : Appendix

1980年7月

フィリピン共和国ビサヤス地域送電系統拡張および海底
ケーブルによる連系計画調査団

団 長 若 森 敏 郎

1. 調査の目的と範囲

フィリピン共和国のビサヤス地域は同国の中央部に位置する6つの主要な島から構成され、1978年の人口は1,023万人（フィリピン総人口の22.1%）同国の経済活動に重要な位置を占め、至近年の電力需要の伸びは年平均14%と高い。

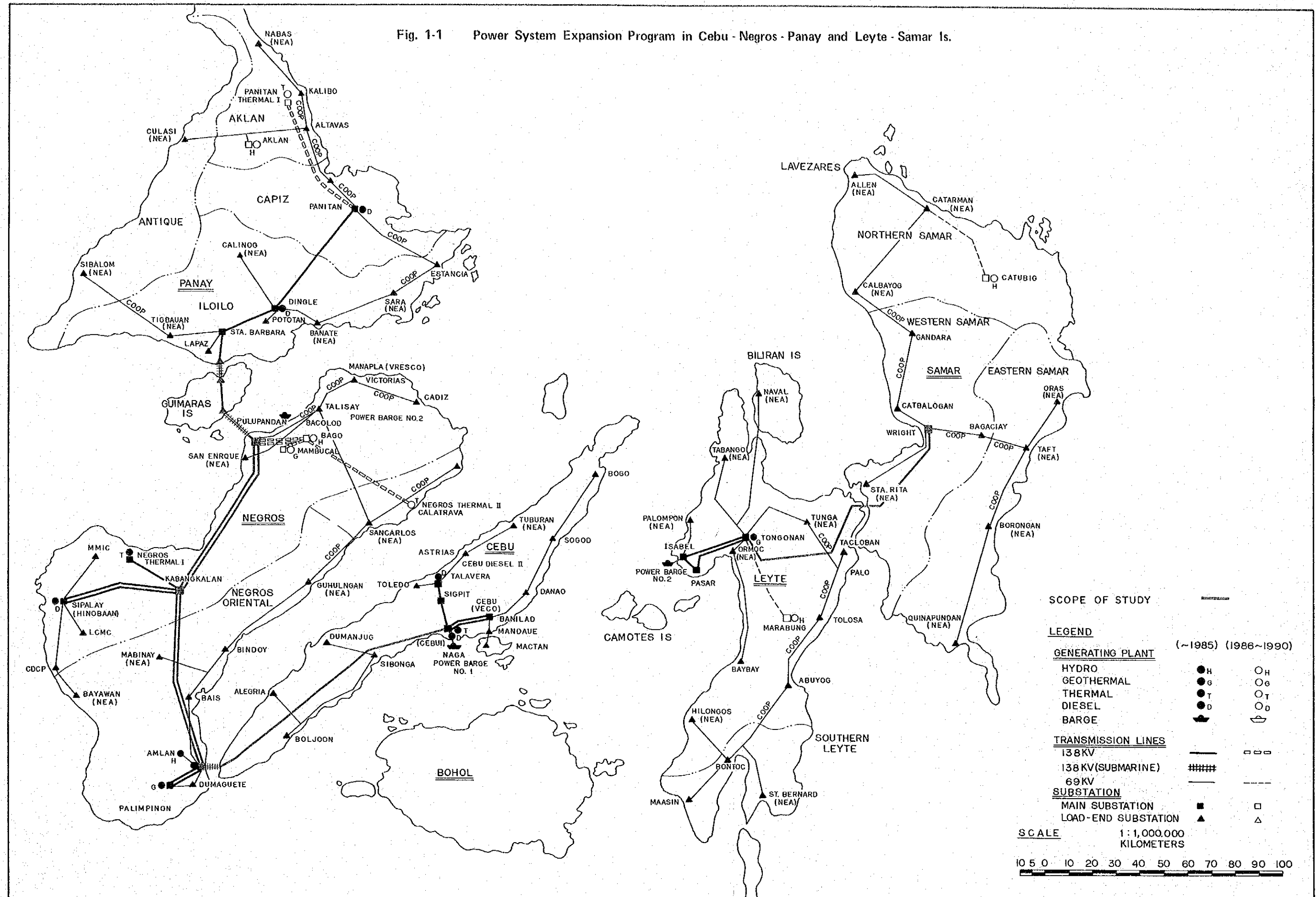
NAPOCOR は1976年まではこの地域に2ヶ所の水力発電所合計2.0 MWの設備出力しか有していなかったが1977年から1979年までの3年間に総計90.7 MWの新規発電設備を完成させた。その内訳はパナイ島のディーゼル発電設備14.6 MW、ネグロス島のディーゼル発電設備11.0 MW、セブ島のディーゼル発電設備51.1 MW、ボホール島のディーゼル発電設備11.0 MWおよびレイテ島の地熱発電設備3.0 MWからなる。一方現在建設中の発電所の総設備出力は285.5 MW、その内訳はセブ島の石炭火力55.0 MW、セブ島のディーゼル54.0 MW、レイテ島の地熱発電所112.5 MW、発電船2隻64.0 MWである。

以上の電源設備の建設に合わせて関連送変電設備の建設も行われているが、1979年末現在69 kVおよび138 kV送電線の総延長は428 km、変電所は5ヶ所、総変圧器容量は127.7 MVAである。

1979年10月に作成されたNAPOCORの電力設備拡張計画によれば1993年末にはビサヤス地域の総発電設備出力は1,240 MW、69 kV以上の送電線の総延長は2,550 kmに達する見込である。調査団は以上のような背景のもとで、パナイ・ネグロス・セブ3島の送変電計画および海底ケーブルによる島間の連系計画、レイテ・サマル2島については海峡横断部を高鉄塔長径間架空送電線で横断するものとし夫々3島および2島の送変電計画の技術的、経済的な妥当性について調査・研究を行ったが、その要点をとりまとめたのが本報告書（大略）である。

なお、レイテ・サマル連系送変電設備については、既に日本よりの融資が約束されている。この融資約束済みの138 kV送電線の支持物は木柱、電線はACSR 336.4 MCM 1回線からなる。調査団は、この送電線の建設は所与の条件であるとしたがSan Juanico海峡横断部について長径間大型鉄塔の予備設計を行い、又陸上部分についてはこの区間に新しく138 kV送電線が必要となる時期（1990年以降）には本報告書において調査団が行った138 kV送電線（鉄塔、ACSR, 336.4 MCM, 1回線）の予備設計および工事費が参考となるよう報告書のとりまとめを行った。調査団の調査対象となった送電設備の位置関係を示すものとしてFig. 1-1を、設備範囲を示すものとしてFig. 1-2およびFig. 1-3を添付したので参照されたい。

Fig. 1-1 Power System Expansion Program in Cebu - Negros - Panay and Leyte - Samar Is.



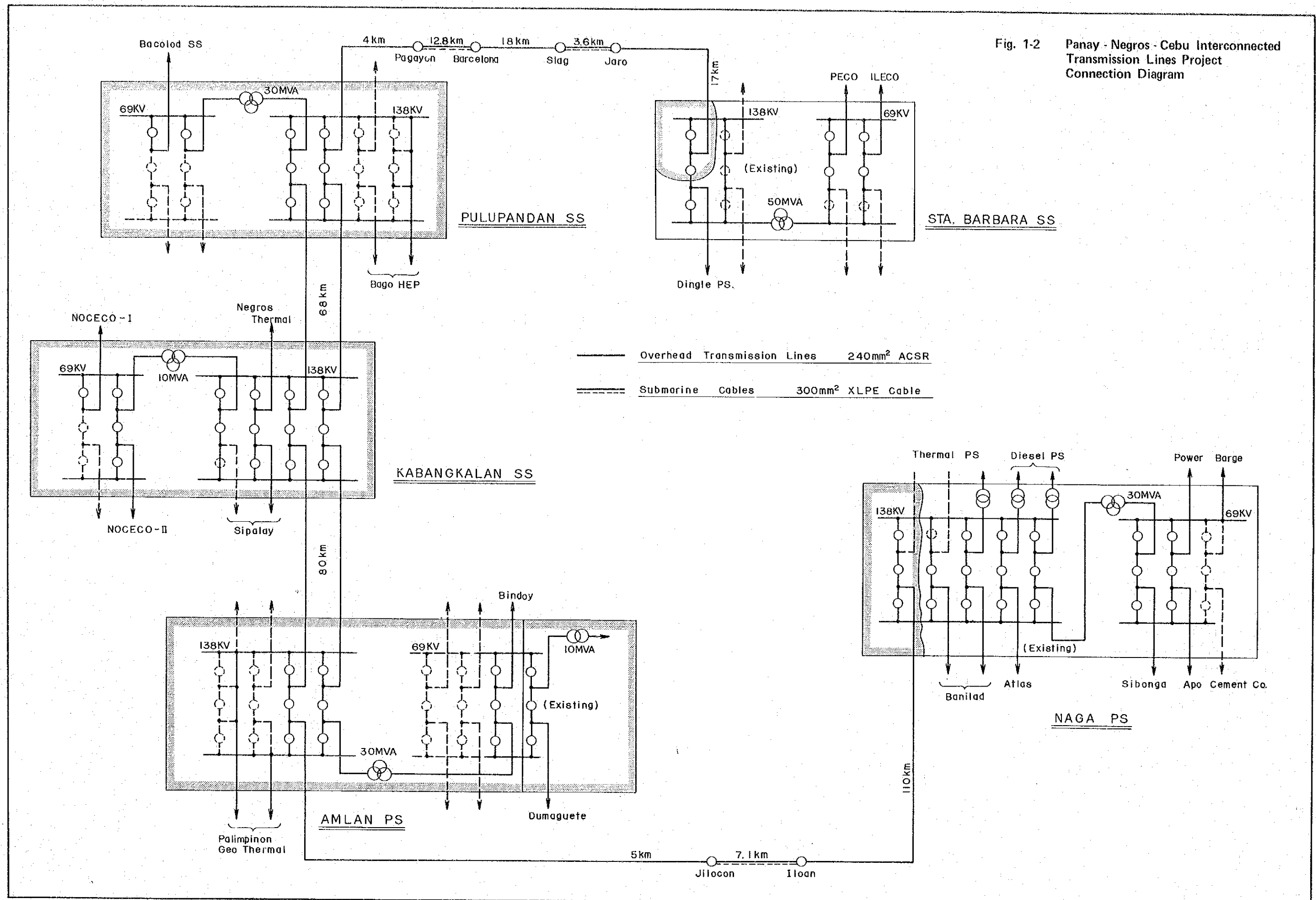
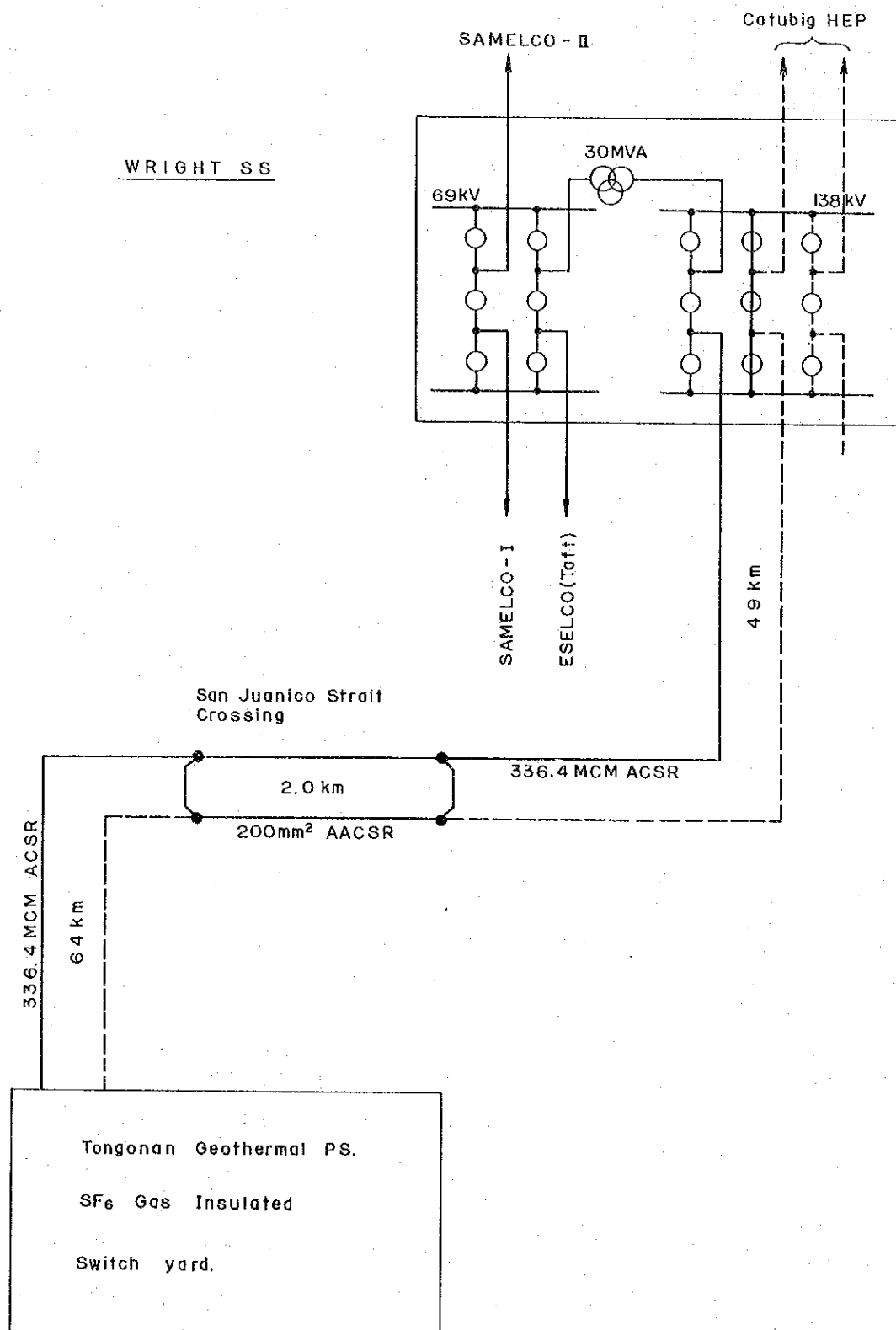


Fig. 1-3 Leyte - Samar Interconnected Transmission Line Project Connection Diagram



2. プロジェクトの概要

(1) パナイ・ネグロス・セブ 3 島連系送電計画

電力需要想定結果によれば 3 島連系が完成する 1985 年時点の電力需要は 3 島全体で 440 MW, 5 年後の 1990 年には 586 MW に達する。一方この電力需要に対応する発電設備は 1985 年において 602 MW, 1990 年において 844 MW である。このうち非石油エネルギー電源(地熱, 石炭, 水力)は 1985 年において約 290 MW, 1990 年において約 550 MW であり 80 年代後半にはディーゼル発電所の運転を減らすことが出来, ディーゼル・ユニットを予備力にまわすことが出来る。調査団は, 上述の電力需要と電源開発計画をもとに 3 島間の電力潮流の検討を行った。その結果を Fig. 2-1 に示す。

この電力潮流から判るようにパナイ・ネグロス島間の電力潮流は最大 32MW, ネグロス・セブ島間は 83 MW である。又, ネグロス島を縦断する 138kV 主幹送電線の電力潮流は最大 90 MW である。このような電力潮流を基本に次のような送変電計画の基本となる諸元を定めた。

a) 送電電圧

現在ビサヤス地域に存在する最高電圧は AC 138kV であり, 各島の電力需要の大きさ, 現在建設が進められ, あるいは計画されている電源の大きさ, そのユニット容量からみて, この地域の送電電圧は 138kV がよい。又, この電圧によって連系目的に見合う送電能力を充分確保することが出来る。なお, 海底ケーブルの亘長は最大で 16.5 km (パナイ・ネグロス間の合計ケーブル亘長) であるから AC 送電方式で問題となるケーブルの静電容量に起因する充電電流の大きさも問題とはならず従って高価な DC 送電方式を適用する必要はない。

b) 回線数

Sta. Barbara ~ Pulupandan 間, および Amlan ~ Naga 間は 1 回線, ネグロス島を縦断する Pulupandan ~ Kabangkalan ~ Amlan 間は 2 回線とする。

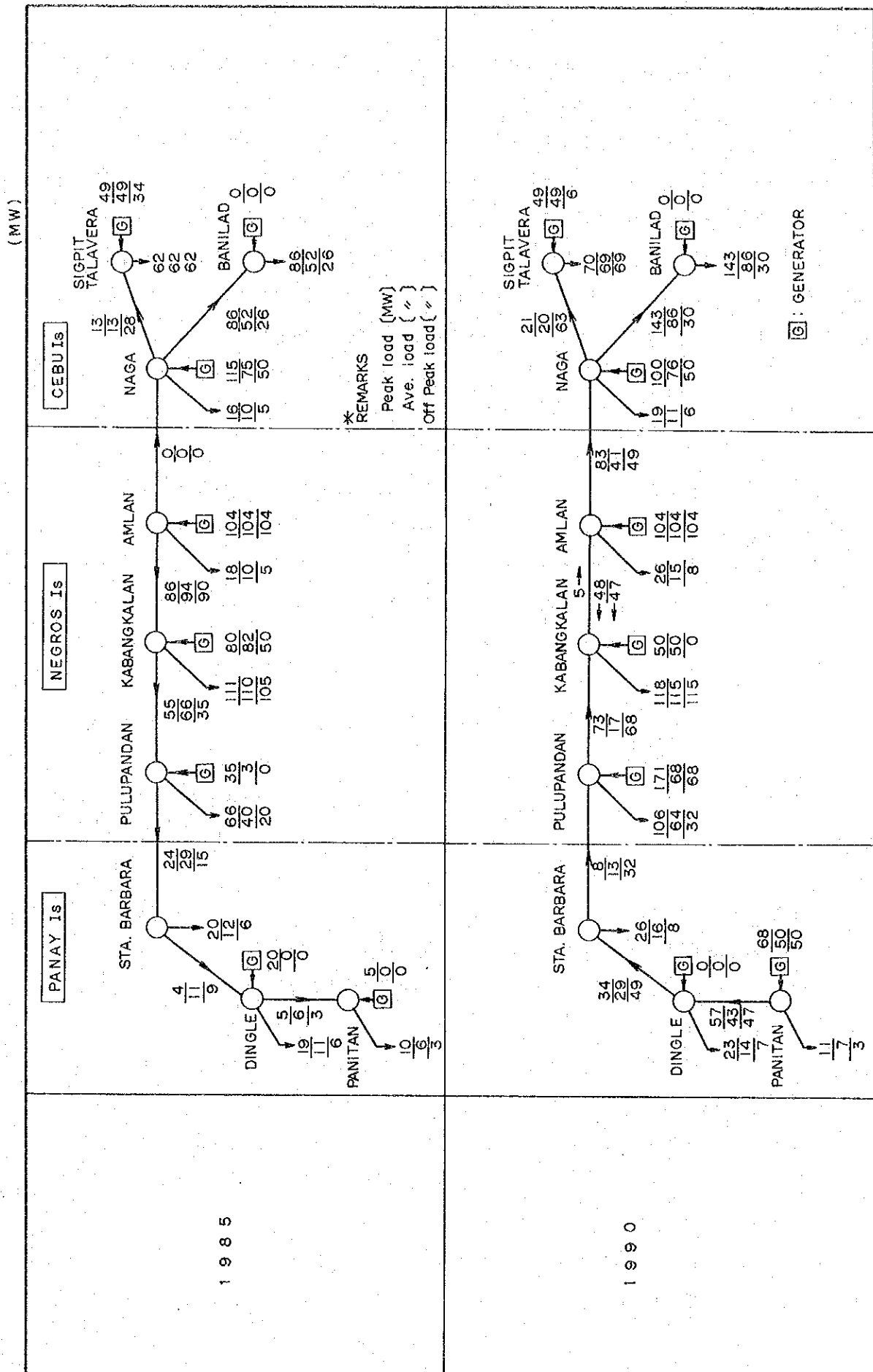
この連系送電線はビサヤス地域の電氣的にも象徴的にも背骨となることから信頼度の高い鉄塔を本プロジェクトの全ての区間に採用することとした。又, この 3 島連系系統は典型的な長距離串型系統 (Panitan 変電所から Banilad 変電所まで 431 km) なので直列系統の中央部をなす Pulupandan ~ Amlan 間は 2 回線とし 3 島全系統の安定度向上を図るものとした。

c) 海底ケーブル

海底ケーブルに採用しうるケーブル種類としては油入ケーブル (OF ケーブル) および架橋ポリエチレン・ケーブル (XLPE ケーブル) が対象となる。

OF ケーブルは高電圧用電力ケーブルとして古くから使用されているが, 給油のための附

Fig. 2-1 Power Flow (Panay - Negros - Cebu Grid)



帯設備が必要で、O Fケーブル布設後は給油装置の綿密な保守点検を必要とする。一方、X L P Eケーブルは1950年代から使用され始め、初期のケーブルにはトラブルが多く発生したが、改良段階を経て現状では66～77kV級以下の範囲はほとんどO Fケーブルにとって代っており154kVケーブルとしての使用実績も次第に大きくなりつつあり、最近では275kV～330kV系統にも採用され始めている。X L P Eケーブルは現在も改良のための研究開発が続けられており進歩段階にあるケーブルである。

O FケーブルとX L P Eケーブルとの価格比較では、X L P Eケーブルが高いが給油装置を必要とせず、布設工事も相対的に簡単であり且つ保守が容易である。したがって、総合的には両ケーブルには価格差はないものと考えられる。

海底ケーブルの電流容量は、ケーブルが布設されている状態での周囲の土壌の熱伝導率によって支配される。パナイ島のIloilo海峡の海底は泥が主体であり、ネグロス島とセブ島の間のTañon海峡は砂である。このように海底の土壌により送電容量が異なるが300mm²のケーブルを使用した場合、前者は約100MW、後者は約130MWとなる。なお、海底ケーブル300mm²を採用した場合3心ケーブルとして構成するとケーブル外径が約180mmφとなり製造限界を超えること、および布設時のケーブルに加わる張力がTañon海峡の場合10トン以上となること等より単芯ケーブルを採用することとした。

c) 連系ルート

長距離串型系統の背骨となる送電線であるから安定度的にみてなるべく短いルートであることが基本的に重要である。架空送電線については極力アクセスの容易な道路沿いに建設するものとし、海底ケーブルについてはその工事費が架空線と比較し約10倍を必要とするので極力短いルートを選定することに努めた。

d) 電線の種類とサイズ

架空送電線の電線サイズについては、送電損失を考慮しA C S R 240mm²を採用するものとし、又海底ケーブルについては機械的に必要な強度および海底の土壌等を考慮し、布設予定3区間ともX L P E単芯300mm²を採用することとした。

e) 変電所

本プロジェクトに関連する変電所は3ヶ所でその変圧器容量は合計70.0MVAである。これらの変電所はいずれもネグロス島内に建設され既設の電力系統と接続される。

上記3変電所とは別にパナイ島のSta.Barbara変電所およびセブ島のNaga石炭火力発電所の屋外開閉所に夫々138kV引出設備が建設される。

f) 通信設備

本プロジェクトの連系送電線および変電所設備を効果的かつ確実に運用し維持管理するために必要な通信設備を設けるものとし、このため電力線搬送端局装置、U H F多重無線装置およびV H F無線装置を設けるものとした。

(2) レイテ・サマール 2 島連系送変電計画

レイテ・サマール 2 島連系送変電計画に必要な送変電設備については、既に日本よりの融資が決まっているので本報告書の予備設計、工事費および経済評価は次の機会に必要となるこの区間の 138 kV 送電線の調査研究を行ったものである。

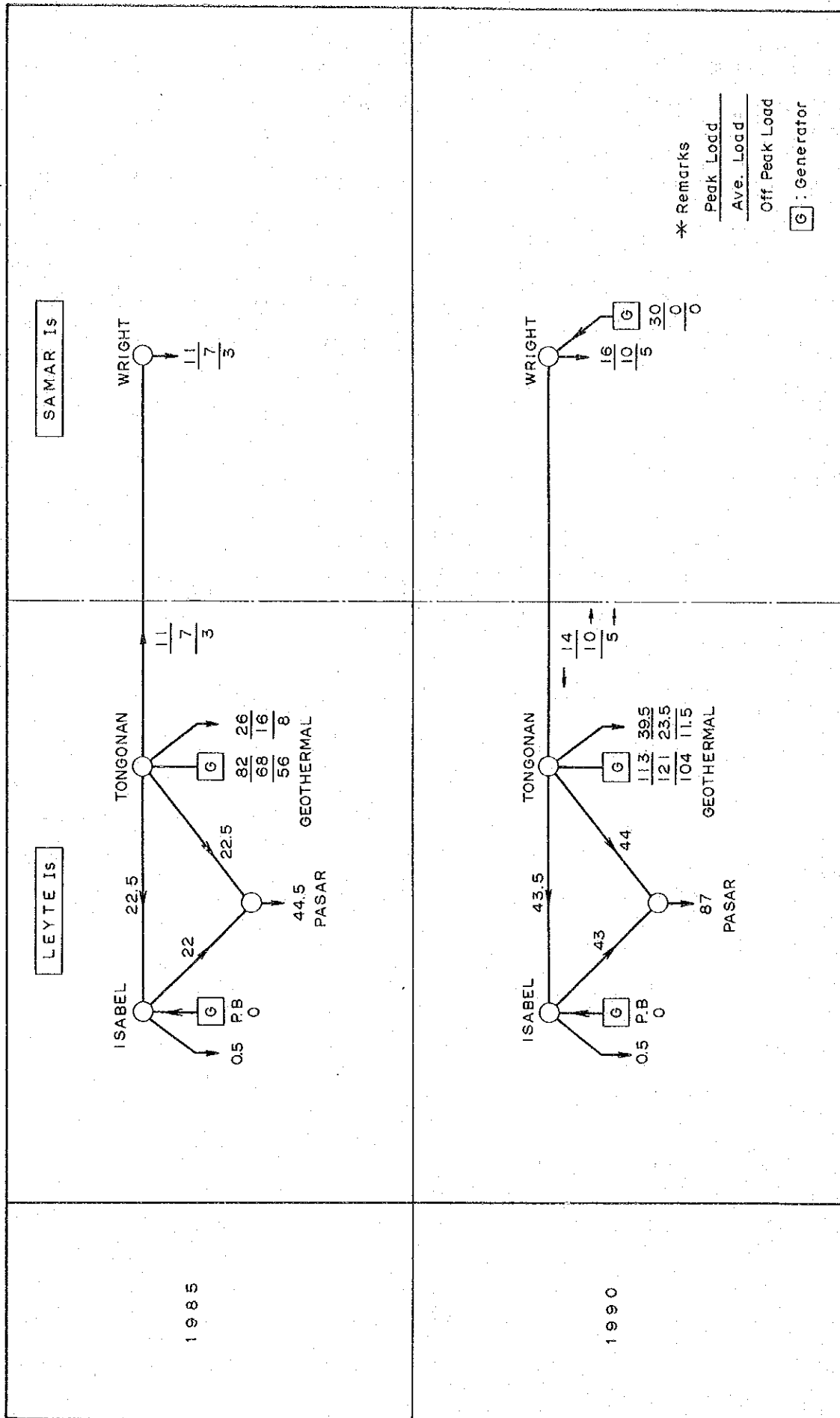
但し海峡部分の予備設計は 1983 年までに完成する上記プロジェクトの一部を構成するものである。

電力需要想定の結果によれば、レイテ・サマール 2 島の電力需要は 1985 年に 90 MW , さらに 5 年後の 1990 年には 158 MW と想定されている。連系送電計画の対象となるサマール島側の電力需要は 1985 年に 12 MW , 1990 年に 18 MW と 2 島全体の電力需要の 12 % 程度を占める。Fig.2-2 に電力潮流を示す。

2 島連系の起点となるレイテ島の Tongonan 地熱発電所とサマール島の受電変電所である Wright 変電所間の送電線亘長は 115 km であり送電電力の大きさからみて送電電圧 138 kV および電線サイズ ACSR 336.4 MCM は妥当である。なお、送電線はレイテ島側において標高 1,000 m 以上の山岳部を通過するがコロナ・ノイズを考慮しても ACSR 336.4 MCM の採用は可能である。

Fig. 2-2 Power Flow (Leyte - Samar Grid)

(MW)



San Juanico海峡の横断は架空送電線によるものとしたが、最適ルートを選定した結果、海峡部は送電線亘長1,700 m、鉄塔4基で構成し最大径間長1,200 m、最高鉄塔は115 mとした。

電線には高張力電線である特強鋼心アルミ合金燃線(AACSR)を採用するものとした。電線サイズは陸上部分の電線ACSR 336.4 MCMの電流容量と同等以上のものとしAACSR 200 mm²を採用した。

海峡横断部の送電線の設備概要は次のとおりである。

亘長	: 1,700 m
電圧	: 138kV
電気方式	: 3相3線式 60 Hz
回線数	: 2回線
最大径間	: 1,200 m
電線海上高	: 30 m (最高潮位から)
電線	: 200 mm ² AACSR (防錆グリス塗付)
碍子	: 250 mm ² × 10ヶ, 2連装置
架空地線	: 70 mm ² GSC 1条
鉄塔	: 懸垂2基, 耐張2基 計4基
総重量	約120トン

海峡横断部送電線のプロフィールをFig.2-3に示す。

以上述べたパナイ・ネグロス・セブ3島の連系送電計画の諸元およびレイテ・サマル連系送電計画の諸元をTable 2-1からTable 2-4までに示す。

Fig. 2-3 138 kV Overhead Transmission Line of the San Juanico Strait Crossing

(Urban Route)

Horizontal ; 1/10,000

Scale Vertical ; 1/2,000

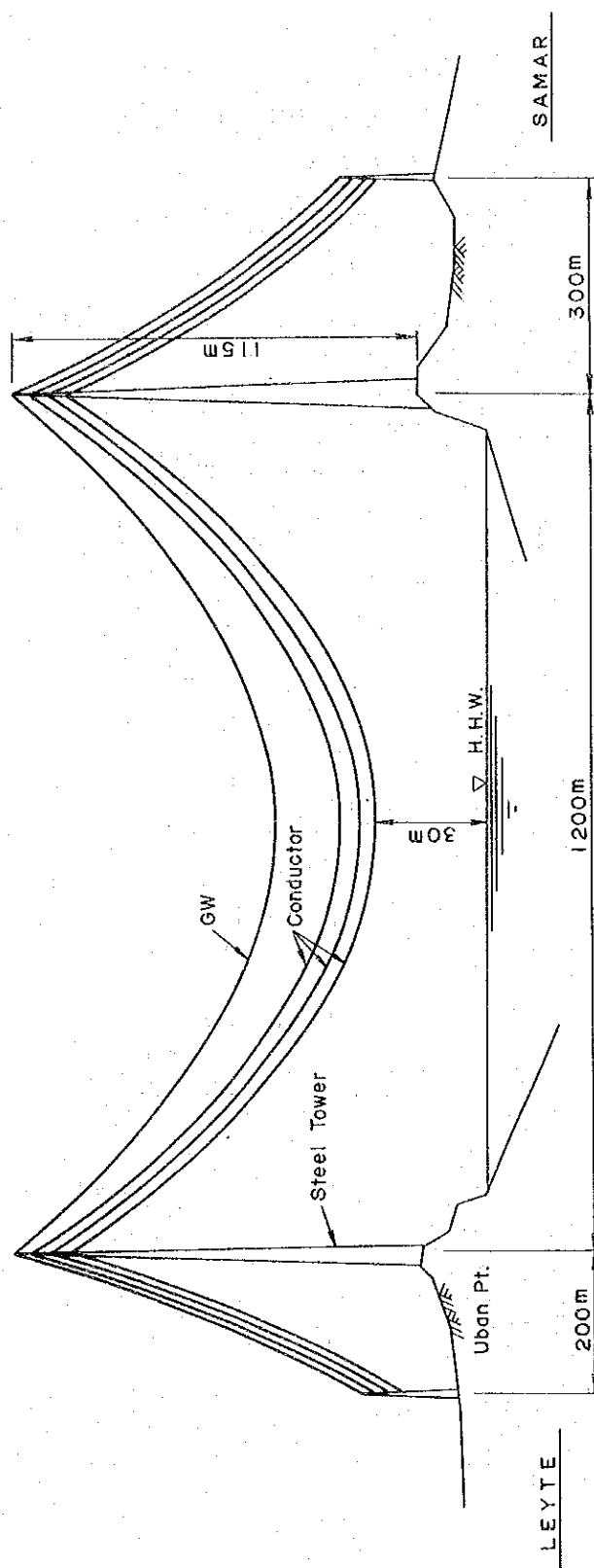


Table 2-1 Panay - Negros - Cebu Interconnected Transmission Lines Project

Overhead Transmission Lines

General figures			
Rated voltage, frequency	AC 138 kV 3 ϕ 60 Hz		
Conductor	240 mm ² ACSR		
Ground wire	70 mm ² GSC		
Insulator (250 mm Disc type)	8 or 10 pieces single string		
Structure	Steel tower		
Foundation	Concrete base with base plate		
Length of sections			
Island	Section	No. of circuits	Length (km)
Panay	Sta. Barbara (SS) - Jaro (CT)	1	17
Guimaras	Salag (CT) - Barcelona (CT)	1	18
Negros	Pagayon (CT) - Pulupandan (SS)	1	4
do	Pulupandan (SS) - Kabangkalan (SS)	2	68
do	Kabangkalan (SS) - Amlan (PP)	2	80
do	Amlan (PP) - Jilocon (CT)	1	5
Cebu	Liloan (CT) - Naga (PP)	1	110
	Sub Total	1	154
		2	148
	Total		302

Note: SS : Substation

PP: Power plant

CT: Cable terminal

Table 2-2 Panay - Negros - Cebu Interconnected Transmission Lines Project

Submarine Cables (XLPE 1 ϕ Submarine Cable)

General figures	
Rated voltage, frequency	138 kV, 60 Hz
Conductor size	300 mm ² (Copper)
Current capacity	610 A (for sand bottom)
	500 A (for mud bottom)
Insulating material	XLPE
Armouring	8 mm ϕ galvanized steel wire
Out side diameter	Approx. 110 mm

Length of sections (One phase cable length)			
Strait	Section	Length	Max. water depth
Iloilo	Jaro CT - Salag CT	3.7 km	42 m
Guimaras	Barcelona CT - Pagayon CT	12.8 "	18 "
Ta�on	Jilocon CT - Liloan CT	7.1 "	220 "

Table 2-3 Panay - Negros - Cebu Interconnected Transmission Lines Project

Transformation Facilities

General figures				
Rated voltage, frequency		AC 138 kV, 3 ϕ /AC 69 kV 3 ϕ , 60 Hz		
Bus circuit		1.5 CB/1.5 CB System		
Switch yard construction		Conventional steel structure		
Main transformer type		Out door, 3 ϕ Auto-transformer		
"	voltage	138 kV/69 kV/13.8 kV		
"	connection	Y - Y - Δ		
Number of feeders and transformer capacity for the project				
Substation	138 kV feeder	69 kV feeder	Tr. capacity	Remarks
Sta. Barbara	1	—	—	Additional
Pulupandan	5	1	30 MVA	
Kabangkalan	6	2	10 "	
Amlan	5	2	30 "	
Naga	1	—	—	Additional

Telecommunication Facilities

Equipment	System and main items
Power line carrier	3 ch. 27 dBm/35 dbm type metallic return system, for line protection, load dispatching telephone, etc.
UHF telecommunication equ.	6 ch. 10 W (400 MHz) for line protection, load dispatching telephone, etc.
VHF mobile radio	25 W (150 MHz) Line maintenance
Fault locator	Pulse radar system, Type - C

Table 2-4 Leyte - Samar Interconnected transmission Lines

Overhead Transmission Lines

General figures			
Rated voltage, frequency	AC 138 kV 3 ϕ 60 Hz		
Conductor	336.4 MCM ACSR 200 mm ² AACSR *		
Ground wire	70 mm ² GSC 70 mm ² GSC *		
Insulator (250 mm Disc type)	8 or 10 pieces single string 10 pieces double string*		
Structure	Steel tower		
Foundation	Concrete base with base plate		
Length of section			
Island	Section	No. of circuits	Length (km)
Leyte	Tongonan (PP) - Uban (Leyte)	1	64
Leyte - Samar	Strait crossing	2	2
Samar	Uban (Samar) - Wright (SS)	1	49
	Sub-total	1	113
		2	2
	Total	—	115

Note SS : Substation

PP : Power plant

* : Conductor and grounding wire which will be used for crossing of the strait.

3. 工事費および建設スケジュール

連系送変電計画の工事費積算にあたっては陸上部の架空送電線、海底ケーブル・ルート、海峡横断部の大型高鉄塔の位置等の自然条件、関連変電所計画地点の地域条件を考慮し、1980年初頭の労務費、機器資材の価格に基づき算定した。

なお、工事費は外貨、内貨別に分けられているが、フィリピン国内において調達可能な労働力および資材は内貨とし、それ以外のものについては外貨に区分し計上した。

この結果バナイ・ネグロス・セブ3島を連系する海底ケーブルを含めた送変電設備の総建設費は1980年3月現在の価格で53,788千USドルそのうち外貨分は41,797千USドル、内貨分は11,991千USドルである。本プロジェクトの完成予定年(1984年末)までの期間のコスト上昇を毎年外貨分について7.0%、内貨分について12%と仮定すれば完成時の推定建設費は68,256千USドル、そのうち外貨分は51,247千USドル、内貨分は17,009千USドルとなる。Table 3-1に工事費の内訳を示す。なお、Table 3-1の間接費は建設中利息、予備費、NAPOCORの管理費およびコンサルタントの技術費からなる。

一方、レイテ・サマル2島連系の送変電計画の総建設費は1980年3月現在の価格で、8,666千USドル、そのうち外貨分は5,378千USドル内貨分は3,283千USドルである。






















バナイ・ネグロス・セブ島の陸上部分の送変電設備および3島を結ぶ海底ケーブルの建設工期は経済的な工事施工方法のもとで機器購入・据付仕様書の作成から工事の竣工まで約4年間が必要である。特に海底ケーブルの布設工事がクリティカル・パスでありNAPOCORによる布設地点の海象、海底地質などの予備調査を1981年3月頃までに終了しておく必要がある。建設工程をFig.3-1に示す。

Table 3-1 Panay - Negros - Cebu Interconnected Transmission Lines Project

Construction Cost

	Construction cost (10 ³ US\$)			Remarks
	F.C.	D.C.	Total	
- Overhead Transmission Lines				
Sta. Barbara SS - Jaro CT	588	297	885	1 cct
Salag CT - Barcelona CT	619	315	934	"
Pagayon CT - Pulupandan SS	138	70	208	"
Pulupandan SS - Kabangkalan SS	3,635	1,747	5,382	2 cct
Kabangkalan SS - Amlan PP	4,277	2,054	6,331	"
Amlan PP - Jilocon CT	173	87	260	1 cct
Liloan CT - Naga PP	3,977	2,361	6,338	"
Sub Total	13,407	6,931	20,338	
- Submarine Cables				
Jaro CT - Salag CT	2,542	77	2,619	
Barcelona CT - Pagayon CT	8,015	77	8,092	
Jilocon CT - Liloan CT	4,654	77	4,731	
Sub Total	15,211	231	15,442	
- Transformation facilities				
Sta. Barbara Substation	317	57	374	Switch yard extension
Pulupandan Substation	1,583	466	2,049	
Kabangkalan Substation	2,738	885	3,623	
Amlan Power Plant	1,707	506	2,213	
Naga Power Plant	448	80	528	Switch yard extension
Sub Total	6,793	1,994	8,787	
- Telecommunication Facilities	886	201	1,087	
Total of direct cost	36,297	9,357	45,654	
- Indirect Cost	5,500	2,634	8,134	
Total construction cost	41,797	11,991	53,788	(in 1980 prices)
Escalation	9,450	5,018	14,468	
Grand total	51,247	17,009	68,256	

Fig. 3-1 Panay - Negros - Cebu Interconnected Transmission Lines Project Construction Schedule

	1981	1982	1983	1984	Remarks
(Transmission Line)					
Preparation of Technical Specifications		Award of Contract 			
Bidding & Award of Contract					
Manufacturing of Materials					
Delivery of Materials					
Installation					
(Submarine Cable)					
Preparation of Technical Specifications		Award of Contract 			
Bidding & Award of Contract					
Final Investigation & Final Design					
Manufacturing of Cable					
Installation & Test					Suitable Time for Cable Laying
(Substation, Telecommunication facilities)					
Preparation of Technical Specifications		Award of Contract 			
Bidding & Award of Contract					
Civil Works					
Manufacturing of Materials					
Delivery of Materials					
Installation & Test					
Test & Trial Operation					

4. 経済評価

バナイ・ネグロス・セブ 3 島連系電力系統の経済評価は、現在 NAPOCOR が進めている 3 島連系を前提とした設備計画（原案）に対し、3 島を連系せず単独で開発した場合の設備計画（代案）との差で評価し、一方レイテ・サマール 2 島間の経済評価は最初に述べた如く追加の連系送電線の建設の時期は 1990 年以降となることから、その経済性については Tongonan 地熱発電所の燃料コストとディーゼル発電の場合の燃料コストとの比較で評価した。

(1) バナイ・ネグロス・セブ 3 島連系

3 島連系によるメリットとしては供給予備力の節減、電源の広域開発による非石油系エネルギー（石炭、地熱、水力）の他島への送電、常時の周波数、電圧変動巾の縮小、天災等異常事態における相互応援効果等である。

調査団は各島単独開発の場合と 3 島連系開発の場合のいずれも同一の供給信頼度とした場合の供給予備力の節減量を電子計算機を使用し算定した。この結果 3 島連系は各島単独で開発した場合と比較し 1990 年時点において 69.3 MW の予備力節減効果が期待出来る。

又、3 島を連系することによって電源の広域開発が可能となり、非石油エネルギーによる各島間の電力融通が可能となる。1986 年より 1990 年までのこれら電力量をディーゼル発電による場合の燃料コストと非石油エネルギーによる燃料コストの差でもって広域開発のメリットを算定した。上述の 2 つのメリットは次の如く金額評価された。

供給予備力の節減メリット	:	35,204	千 US ドル
電源の広域開発によるメリット	:	16,808	千 US ドル
合 計		52,012	千 US ドル

一方、便益に対応するコストである 3 島連系のための総建設費（エスカレーションを除く）は 54,679 千 US ドルであるが、3 島連系のためのみに必要な送電設備に限定すればそのコストは 34,229 千 US ドル（ケース 1）である。ネグロス島内の 138kV 主幹送電線 2 回線は主としてネグロス島内の電力需給バランス上通過する電力潮流の大きさより必要なものであるが、総建設費よりこの 2 回線送電線（Amlan ~ Kabangkalan ~ Pulupandan）の建設のために必要な建設費の 50 % を除いたコストを 3 島連系に必要なコストとすればそのコストは 46,439 千 US ドル（ケース 2）となる。

以上 2 つのケースについて便益・コスト比率（B/C）を算定すれば次の如くなる。

ケース 1 の場合

$$B/C = \text{US \$ } 52,012 \times 10^3 / \text{US \$ } 34,229 \times 10^3 = 1.52$$

ケース 2 の場合

$$B/C = \text{US\$ } 52,012 \times 10^3 / \text{US\$ } 46,439 \times 10^3 = 1.12$$

以上の評価より本プロジェクトは経済的に有利なプロジェクトであり、さらに金額評価の対象とならない周波数および電圧変動の縮小、台風等の異常事態における各島間の電力融通等のメリットを考慮するとその有利性はさらに大となる。

(2) レイテ・サマール 2 島連系

レイテ・サマルの 2 島連系は電源構成が Tongonan 地熱発電所のみという特殊な系統構成となるので 3 島連系の場合のような供給予備力の節減効果は無い。しかし、地熱発電所の 1 kWh 当りの燃料コストは C 重油を使用するディーゼル発電所の燃料コストより低廉なので、この差に着目し評価するものとする。なお、既に述べた如く調査団が行った連系送変電計画は同一区間に建設することが既に決っている 138kV 送電線の次に必要となった時期（1990 年以降）に建設が可能となるが、その時機を決めることは困難である。従って、評価は予備設計にもとづく 1980 年の総建設費から算定される送電線および Wright 受電変電所の年経費（コスト）がこの送電線を通過する電力量に Tongonan 地熱発電所の 1 kWh 当りの蒸気コストとディーゼル発電所の C 重油の 1 kWh 当りの燃料費の差を乗じた値を便益とし、便益・コスト比率（B/C）が 1.0 となる Wright 変電所での電力量を求めた。その結果、便益・コスト比率が 1.0 となる電力量は 28.3 百万 kWh であり最大電力に換算して約 6.0 MW 以上の電力が Tongonan 地熱発電所より Wright 変電所に送電されれば、本プロジェクトの B/C は 1.0 以上となる。

5. 財務分析と資金計画

NAPOCORは第2次石油危機による石油輸入価格の上昇によって1980年2月27日より電気料金を改訂しルソン島は32.6%、ビサヤスおよびミンダナオ島は11.8%値上げを行った。この値上げ後のビサヤス地域の電気料金はルソンおよびミンダナオにおける電気料金より高いが、この電気料金でもディーゼル発電設備主体のビサヤス地域の電力系統においては燃料費と設備の運転維持費をカバーしうる程度の料金収入であり設備の償却費、借入金の金利を賄いうる電気料金ではない。これはビサヤス地域への電力設備の投資が緒についたばかりであり、電力需要に最も早く対応しうる電源設備としてディーゼル発電所の建設が進められたが、その完成時期と第2次石油危機がほぼ同時であり、この結果燃料費の高騰が発電コストを大巾に増加させたが、発電コストの上昇をそのまま電気料金に反映させていないことによるものと思われる。

本プロジェクトは送変電計画でありその性格上、プロジェクト単独で財務分析は困難である。したがって、NAPOCORのビサヤス地域全体の電力設備とこの電力設備に対応する料金収入より財務分析を行った。

ビサヤス地域の電力設備は古くからあるネグロス島のAmlan水力発電所(800kW)およびボホール島のLoboc水力発電所(1,200kW)を除けばここ2、3年に完成した電力設備だけである。従って1976年より1993年までの電力設備拡張計画を構成する電源設備、送電設備および変電設備のすべてを対象に財務分析を行った。この場合本プロジェクトの建設費(直接工事費)は本報告書で積算されたコストを使用し、レイテ・サマール連系系統については既に日本よりの借款供与が決まっているのでこの建設費を財務分析のベースとして使用するものとした。

なお、その他の建設費については、1979年10月にNAPOCORが作成したビサヤス地域電力設備拡張計画の数値によったが、その数値は妥当なものと思われる。財務分析のこれら建設費は、すべて1980年価格とし将来予測されるインフレーションによる建設費の上昇は考慮していない。すなわち投資に見合う料金収入は1980年価格をベースにしているので将来のインフレーションによる建設費の上昇分を除いて評価して良い。

1976年より1993年までの総投資額のうち外貨分は824.7百万ドル、このうち50%は政府間の開発援助による借款、残り50%は世銀等の国際金融機関からの借款とし、内貨分364.5百万ドルは全てNAPOCORがフィリピン国内で調達するものとした。財務分析に用いた計算条件は次のとおりである。

a) 借款条件

外 貨 分

平均金利	: 6.0%/年
平均償還期間	: 25年(内3年据置)
償還方法	: 元本均等

内 貨 分

平均金利	:	10.0 %/年
償還期間	:	13 年 (内 3 年据置)
償還方法	:	元本均等

b) 運転維持費

発電設備

石炭火力	:	直接工事費 × 0.040
ディーゼル	:	" × 0.030
地 熱	:	" × 0.030
水 力	:	" × 0.015

送電設備

架空送電線	:	直接工事費 × 0.025
海底ケーブル	:	" × 0.005

変電設備 (通信含む) : 直接工事費 × 0.025

c) 設備の償却

耐用年数

発電設備

石炭火力	:	30 年
ディーゼル	:	18 年
地 熱	:	20 年
水 力	:	50 年

送電設備

架空送電線 (鉄塔)	:	50 年
" (木柱)	:	30 年
海底ケーブル	:	50 年

変電設備

変圧器 C B 等	:	25 年
-----------	---	------

現行電気料金のもとでビサヤス地域に投資される資金を原価主義にもとづき回収しようとするならば 1982 年および 1984 年に夫々 10 % の料金値上げが必要である。

このような料金値上げを前提に財務分析を行った結果ネット・インカムは 3 島連系が完成する 1985 年から黒字に転じ 1992 年には 77.6 百万 US ドルの黒字が期待出来る。又、キャッシュ・フローは 1984 年には黒字に転ずるが、累積キャッシュ・フローは 1991 年になって初めて黒字に転ずる。

(Table 5 - 1 から Table 5 - 4 を参照)

このようにみるとピサヤス地域の電力設備拡張計画は NAPOCORにとってかなり厳しいものとなるが、同時にいかにして資金コストの安い資金を調達するかが、この地域の電気事業発展の要となると云って良いであろう。

本プロジェクトの必要工事費はエスカレーションを含めて1984年までに総計68,256千USドル、うち外貨分51,247千USドル、内貨分17,009千USドルと見積られている。本プロジェクトは発電設備の有効利用のために必要不可欠であり電力輸送の大動脈としての性格を有するものであり、設備の耐用年数が長いこと又、現行電気料金レベルが既にかなり高いことを考慮すれば、本プロジェクトには、政府間の開発援助の場合に考えられるソフトローンの適用が望ましい。

Table 5-1 Investment Schedule for Visayas Region

Unit : 10⁶ US\$

No.	Year	Generation projects			Transmission line projects			Transformation projects			Total		
		F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total	F.C.	L.C.	Total
1	1976	17.3	3.2	20.5	1.0	1.0	2.0	0.3	0.1	0.4	18.6	4.3	22.9
2	1977	9.5	3.3	12.8	1.8	2.3	4.1	1.2	0.6	1.8	12.5	6.2	18.7
3	1978	34.9	13.8	48.7	1.9	2.4	4.3	2.6	1.6	4.2	39.4	17.8	57.2
4	1979	42.3	15.6	57.9	3.3	3.7	7.0	3.3	1.6	4.9	48.9	20.9	69.8
5	1980	67.8	18.6	86.4	4.9	5.0	10.8	2.9	0.7	3.6	75.6	25.2	100.8
6	1981	60.9	21.8	82.7	5.6	6.1	11.7	1.8	0.7	2.5	68.3	28.6	96.9
7	1982	85.6	31.2	116.8	10.4	7.1	17.5	4.1	1.2	5.3	100.1	39.5	139.6
8	1983	66.3	32.9	99.2	13.9	4.9	18.8	2.0	0.7	2.7	82.2	38.5	120.7
9	1984	48.5	29.3	77.8	8.5	3.1	11.6	5.7	1.8	7.5	62.7	34.2	96.9
10	1985	40.6	27.1	67.7	1.0	1.4	2.4	0.5	0.1	0.6	42.1	28.6	70.7
11	1986	40.9	25.9	66.8	1.2	1.6	2.8	1.6	0.3	1.9	43.7	27.8	71.5
12	1987	18.9	10.7	29.6	0.7	1.0	1.7	0.3	0.1	0.4	19.9	11.8	31.7
13	1988	19.8	8.4	28.2	0.1	0.1	0.2	0.5	0.3	0.8	20.4	8.8	29.2
14	1989	43.0	16.3	59.3	0	0	0	1.4	0.7	2.1	44.4	17.0	61.4
15	1990	59.4	22.0	81.4	0	0	0	0	0	0	59.4	22.0	81.4
16	1991	60.6	23.2	83.8	0	0	0	0	0	0	60.6	23.2	83.8
17	1992	25.9	10.1	36.0	0	0	0	0	0	0	25.9	10.1	36.0
18	1993	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Total	742.2	313.4	1,055.6	54.3	40.6	94.9	28.2	10.5	38.7	824.7	364.5	1,189.2

Table 5-2 Statement of Income

		1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
(A) Energy sales																		
Cebu and Panay	GWh	0	114	135	221	770	972	1,106	1,194	1,293	1,398	1,506	1,622	1,742	1,868	1,972	2,084	2,202
Bohole and Negros	GWh	48	97	148	168	222	438	776	992	1,207	1,277	1,347	1,415	1,487	1,559	1,622	1,689	1,758
Leyte and Samar	GWh	3	3	5	7	10	15	120	240	575	596	690	786	881	1,048	1,145	1,247	1,281
Tariff rate per kWh																		
Cebu and Panay	US\$/MWh	50.1	50.1	50.1	59.1	59.1	65.0	65.0	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5	71.5
Bohole and Negros	US\$/MWh	39.3	39.3	39.3	46.4	46.4	51.0	51.0	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1
Leyte and Samar	US\$/MWh	40.0	40.0	40.0	40.0	40.0	44.0	44.0	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4	48.4
Gross revenue																		
Cebu and Panay	10 ⁶ US\$	0	5.7	6.8	13.1	45.5	63.2	71.9	85.4	92.4	100.0	107.7	116.0	124.6	133.6	141.0	149.0	157.4
Bohole and Negros	10 ⁶ US\$	1.9	3.8	5.8	7.8	10.3	22.3	39.6	55.7	67.7	71.6	75.6	79.4	83.4	87.5	91.0	94.8	98.6
Leyte and Samar	10 ⁶ US\$	0.1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.7	5.3	11.6	27.8	28.8	33.4	38.0	42.6	50.7	55.4	60.4	62.0
Total	10 ⁶ US\$	2.0	9.6	12.8	21.2	56.2	86.2	116.8	152.7	187.9	200.4	216.7	233.4	250.6	271.8	287.4	304.2	318.0
(B) Operating cost																		
Generation	10 ⁶ US\$	0.7	0.7	2.0	2.0	6.9	6.9	10.1	14.6	16.9	19.2	20.5	23.5	23.5	23.8	26.4	28.3	33.2
Transmission	10 ⁶ US\$	0	0.1	0.2	0.3	0.6	0.9	1.3	1.3	1.9	1.9	2.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
Transformation	10 ⁶ US\$	0	0	0.1	0.2	0.4	0.4	0.6	0.6	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.0
Fuel																		
Diesel	10 ⁶ US\$	1.7	8.9	12.2	19.2	41.8	65.4	74.8	42.1	52.1	48.8	53.5	43.2	41.4	33.3	32.8	28.3	29.2
Coal	10 ⁶ US\$	0	0	0	1.1	6.2	6.2	6.2	12.4	18.6	24.8	24.8	31.0	31.0	31.0	31.0	37.2	43.4
Geothermal	10 ⁶ US\$	0	0	0.1	0.1	0.5	0.5	4.2	13.5	18.8	19.2	18.8	20.2	24.9	30.8	35.6	37.1	37.6
Depreciation	10 ⁶ US\$	1.1	1.3	3.9	4.3	11.2	11.4	17.8	23.7	26.8	28.8	30.7	33.7	33.7	34.3	38.6	40.2	46.4
Total	10 ⁶ US\$	3.5	11.0	18.5	27.2	67.6	91.7	115.0	108.2	135.9	143.5	151.2	154.6	157.5	156.3	167.5	174.2	192.9
(C) Operating income: (A) - (B)	10 ⁶ US\$	-1.5	-1.4	-5.7	-6.0	-11.4	-5.5	1.8	44.5	52.0	56.9	65.5	78.8	93.1	115.5	119.9	130.0	125.1
(D) Financial expenses																		
Interest for F. C.	10 ⁶ US\$	1.5	3.1	5.8	9.5	13.7	18.6	23.9	27.8	30.4	32.3	33.1	32.9	33.3	34.8	36.6	37.4	36.3
Interest for L. C.	10 ⁶ US\$	0.7	1.9	3.8	6.2	8.5	11.4	14.5	17.2	19.0	19.8	19.7	18.2	17.0	16.2	16.0	15.0	13.0
(E) Net income: (C) - (D)	10 ⁶ US\$	-3.7	-6.4	-15.3	-21.7	-33.6	-35.5	-36.6	-0.5	2.6	4.8	12.7	27.7	42.8	64.5	67.3	77.6	75.8

Table 5-3 Amortization Schedule

No.	Year	Foreing currency redemption				Local currency redemption				Total redemption			
		Borrowing Investment (10 ⁶ US\$)	Principal (10 ⁶ US\$)	Interest (10 ⁶ US\$)	Total (10 ⁶ US\$)	Borrowing Investment (10 ⁶ US\$)	Principal (10 ⁶ US\$)	Interest (10 ⁶ US\$)	Total (10 ⁶ US\$)	Borrowing Investment (10 ⁶ US\$)	Principal (10 ⁶ US\$)	Interest (10 ⁶ US\$)	Total (10 ⁶ US\$)
1	1976	18.6		0.6	0.6	4.3		0.2	0.2	22.9		0.8	0.8
2	1977	12.5		1.5	1.5	6.2		0.7	0.7	18.7		2.2	2.2
3	1978	39.4		3.1	3.1	17.8		1.9	1.9	57.2		5.0	5.0
4	1979	48.9		5.8	5.8	20.9	0.4	3.8	4.2	69.8	0.4	9.6	10.0
5	1980	75.6		9.5	9.5	25.2	1.0	6.2	7.2	100.8	1.0	15.7	16.7
6	1981	68.3	0.9	13.7	14.6	28.6	2.8	8.5	11.3	96.9	3.7	22.2	25.9
7	1982	100.1	1.5	18.6	20.1	39.5	4.9	11.4	16.3	139.6	6.4	30.0	36.4
8	1983	82.2	3.5	23.9	27.4	38.5	7.4	14.5	21.9	120.7	10.9	38.4	49.3
9	1984	62.7	5.9	27.8	33.7	34.2	10.3	17.2	27.5	96.9	16.2	45.0	61.2
10	1985	42.1	9.7	30.4	40.1	28.6	14.3	19.0	33.3	70.7	24.0	49.4	73.4
11	1986	43.7	13.1	32.3	45.4	27.8	18.2	19.8	38.0	71.5	31.3	52.1	83.4
12	1987	19.9	18.1	33.1	51.2	11.8	21.6	19.7	41.3	31.7	39.7	52.8	92.5
13	1988	20.4	22.2	32.9	55.1	8.8	24.5	18.2	42.7	29.2	46.7	51.1	97.8
14	1989	44.4	25.3	33.3	58.6	17.0	27.2	17.0	44.2	61.4	52.5	50.3	102.8
15	1990	59.4	27.4	34.8	62.2	22.0	27.5	16.2	43.7	81.4	54.9	51.0	105.9
16	1991	60.6	29.6	36.6	66.2	23.2	26.5	16.0	42.5	83.8	56.1	52.6	108.7
17	1992	25.9	30.6	37.4	68.0	10.1	26.2	15.0	41.2	36.0	56.8	52.4	109.2
18	1993	0	31.6	36.3	67.9	0	25.7	13.0	38.7	0	57.3	49.3	106.6
	Total	824.7	219.4	411.6	631.0	364.5	238.5	218.3	456.8	1,189.2	457.9	629.9	1,087.8

Table 5-4 Statement of Cash Flow

Unit: 10⁶US\$

	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
(A) Cash receipt	16.1	52.1	58.4	83.4	74.5	115.5	101.9	120.1	100.1	105.1	75.1	90.6	137.9	180.2	189.7	153.8	122.2
1) Net income	-3.7	-6.4	-15.3	-21.7	-33.6	-35.5	-36.6	-0.5	2.6	4.8	12.7	27.7	42.8	64.5	67.3	77.6	75.8
2) Depreciation	1.1	1.3	3.9	4.3	11.2	11.4	17.8	23.7	26.8	28.8	30.7	33.7	33.7	34.3	38.6	40.2	46.4
3) Borrowing																	
Foreign currency	12.5	39.4	48.9	75.6	68.3	100.1	82.2	62.7	42.1	43.7	19.9	20.4	44.4	59.4	60.6	25.9	0
Local currency	6.2	17.8	20.9	25.2	28.6	39.5	38.5	34.2	28.6	27.8	11.8	8.8	17.0	22.0	23.2	10.1	0
(B) Cash disbursement	18.7	57.2	70.2	101.8	100.6	146.0	131.6	113.1	94.7	102.8	71.4	75.9	113.9	136.3	139.9	92.8	57.3
1) Construction expenditure (Investment)	18.7	57.2	69.8	100.8	96.9	139.6	120.7	96.9	70.7	71.5	31.7	29.2	61.4	81.4	83.8	36.0	0
2) Repayment of debit																	
Principal of foreign credit					0.9	1.5	3.5	5.9	9.7	13.1	18.1	22.2	25.3	27.4	29.6	30.6	31.6
Principal of governmental credit			0.4	1.0	2.8	4.9	7.4	10.3	14.3	18.2	21.6	24.5	27.2	27.5	26.5	26.2	25.7
(C) Cash balance : (A) - (B)	-2.6	-5.1	-11.8	-18.4	-26.1	-30.5	-29.7	7.0	5.4	2.3	3.7	14.7	24.0	43.9	49.8	61.0	64.9
(D) Accumulated total	-2.6	-7.7	-19.5	-37.9	-64.0	-94.5	-124.2	-117.2	-111.8	-109.5	-105.8	-91.1	-67.1	-23.2	26.6	87.6	152.5

6. 勸 告

- (1) 本プロジェクトは、ピサヤス地域の送変電計画の背骨を構成するものであり、信頼度を考慮し支持物は全て鉄塔とし、パナイ・ネグロス・セブ3島の架空送電線の電線サイズはACSR 240 mm²とすべきである。又、レイテ・サマール2島の架空送電線の電線サイズはACSR 336.4 MCMとし海峡横断部は陸上部と同一の電流容量を有する高張力電線AACSR 200 mm²を採用すべきである。

海底ケーブルは、架橋ポリエチレン(XLPE)ケーブル单相を採用したが、入札時の価格および布設後の維持費を考慮し、最終的にOFケーブルかXLPEケーブルのいずれかを定めるべきである。

変電設備および開閉設備は既設々備との接続および他系統への電力供給のために必要であり、又、通信設備は本プロジェクトの運用上必要であり建設すべきである。

- (2) パナイ・ネグロス・セブ3島連系の建設工事は1982年に着手し、1984年末に完成すべきである。したがって、これに合せて調査工事、詳細設計、機器購入・据付仕様書の作成等の諸準備を行うこと。また、Fig 3-1に示す全体工程に従って借款交渉等の諸準備を遅滞なく進めること。

- (3) NAPOCORは海底ケーブル布設ルート of 海底地形および底質の予備調査、架空送電線ルート沿いの地形測量、鉄塔位置の地形、地質調査およびレイテ・サマール海峡横断部の地形、地質調査を可及的速やかに実施すること。

- (4) 変電所用地および送電線ルートの用地確保には、かなりの期間要するものと思われる。従って調査団が選定した変電所附近の用地の取得および送電線予定ルート沿いの鉄塔予定地、線下補償について関係者とネゴに入ること。

- (5) パイナ・ネグロス・セブ3島連系に必要な工事費の資金調達について関係機関と打合せを行い、本プロジェクト実現のため精力的な努力を行うこと。

