

Fig. 7-11 Power Flow and Voltage Regulation at Off Peak Time in 1990
(Panay - Negros - Cebu Grid)

Total P Loss = 18MW
Q Loss = 8MVAR

NOTE P+jQ ; (MW),(MVAR)
∇|θ| ; %|deg
|z| ; (p.u)
Tap

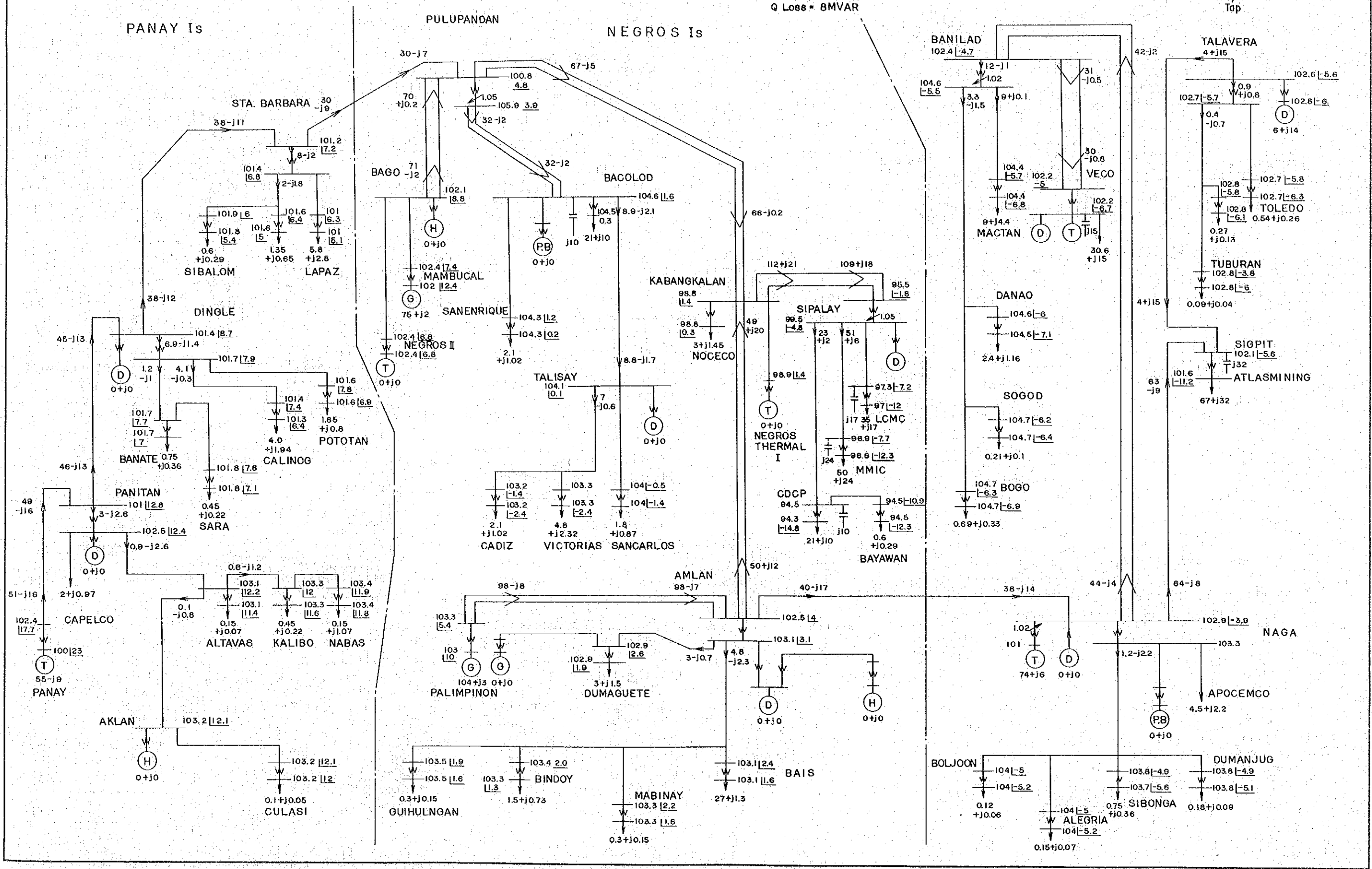


Fig. 7-12 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1990
(Leyte - Samar Grid)

NOTE P+jQ ; (MW), (MVAR)
 $\angle \theta$; % deg
 $\frac{P}{S}$; (p.u)
 Tap

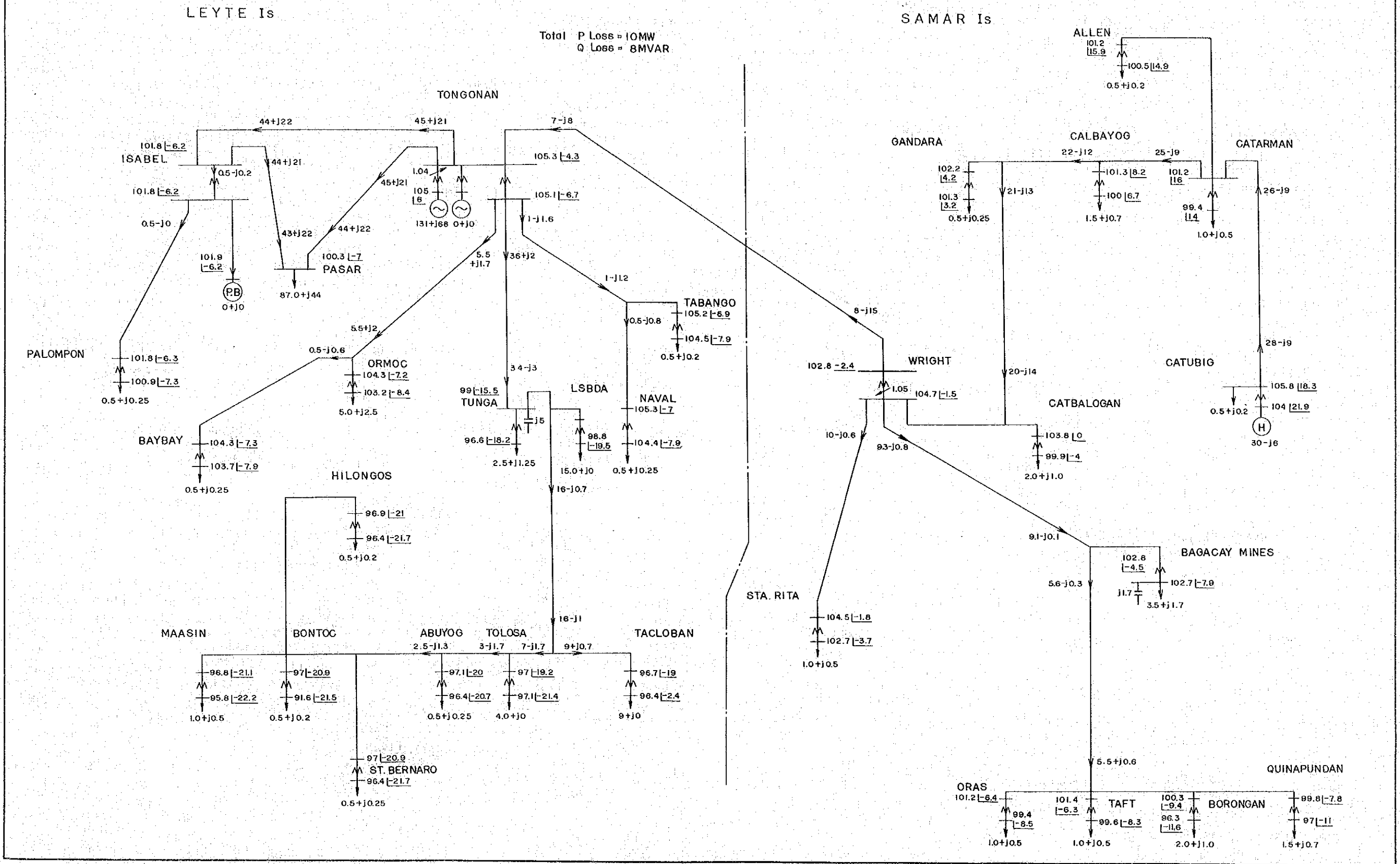
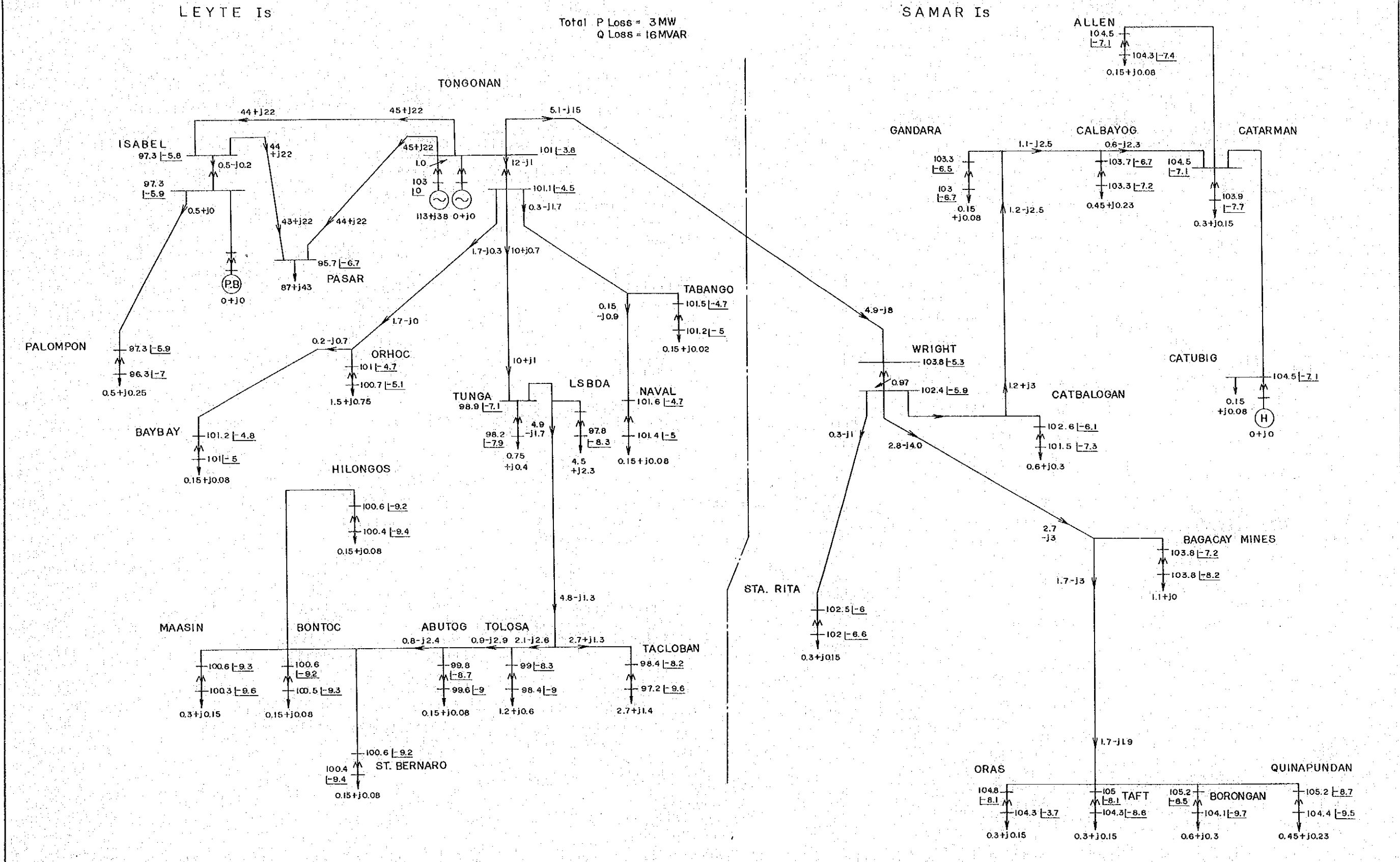
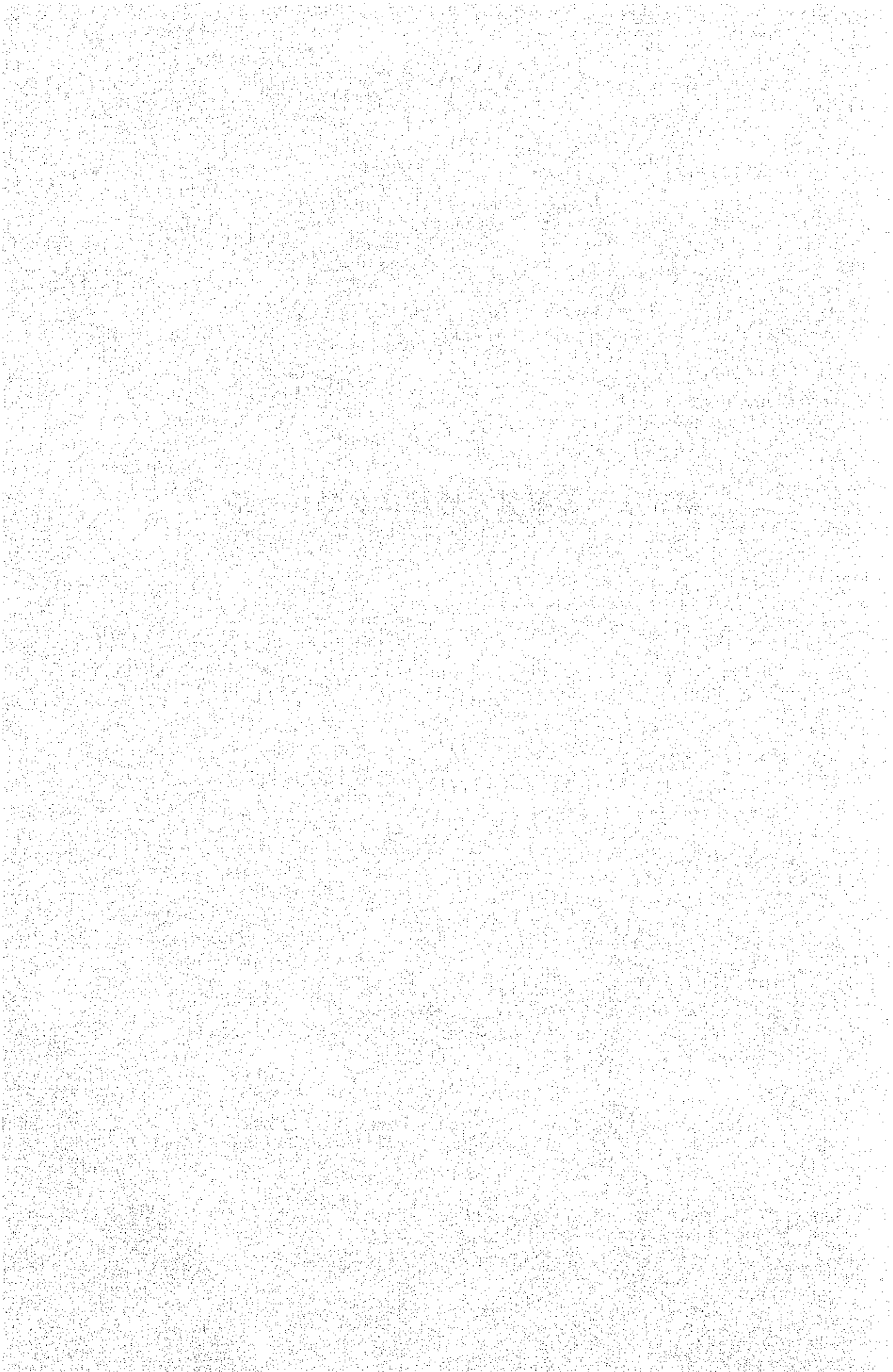


Fig. 7-13 Power Flow and Voltage Regulation at Off Peak Time in 1990
(Leyte - Samar Grid)

NOTE $P+jQ$; (MW), (MVAR)
 $\nabla|\theta|$; % deg
 $|z|/A$; (p.u)
 Tap



第8章 工事費と建設スケジュール



第 8 章 工事費と建設スケジュール

8.1	パナイ・ネグロス・セブ電力系統	205
8.1.1	工事費	205
8.1.2	建設スケジュール	211
8.2	レイテ・サマール電力系統	217
8.2.1	工事費	217
8.2.2	建設スケジュール	217

1. The first part of the document discusses the importance of maintaining accurate records of all transactions and activities. It emphasizes that proper record-keeping is essential for transparency and accountability, particularly in financial reporting and compliance with regulatory requirements. The text notes that incomplete or inconsistent records can lead to misunderstandings, disputes, and potential legal consequences.

2. The second section focuses on the role of technology in streamlining record-keeping processes. It highlights how digital tools and software solutions can significantly reduce the risk of human error and improve the efficiency of data collection and storage. The document suggests that organizations should invest in reliable technology and ensure that their systems are secure and backed up regularly to prevent data loss.

3. The third part of the document addresses the challenges of data management and retention. It discusses the need to establish clear policies regarding how long records should be kept and how they should be organized and accessed. The text also touches upon the importance of data privacy and security, especially in light of increasing regulations and public concern over data breaches.

4. The final section provides practical advice for implementing a robust record-keeping system. It recommends conducting regular audits to ensure that records are up-to-date and accurate. The document also suggests that organizations should provide training to employees to ensure they understand the importance of record-keeping and how to use the systems effectively. Finally, it encourages a culture of transparency and accountability throughout the organization.

第 8 章 工事費と建設スケジュール

8.1 パナイ・ネグロス・セブ電力系統

8.1.1 工事費

(i) 基本的条件

1) 一般

ビサヤス地域連系送変電計画の工事費を積算するにあたっては架空送電線と海底ケーブルのルート、海底ケーブルの揚陸地点とケーブル・ターミナル (CT) 予定地点や関連変電所計画地点の自然条件および地域条件を考慮して 1980 年初頭の労務費、物価に基づき算定した。

工事費についてはフィリピン国内において調達可能なものに要する費用を内貨とし、それ以外のものについては外貨に区分し計上した。

ii) 工事費計上の範囲

工事費の積算範囲は次に示す通りであり、本プロジェクトの予備設計に基づき各工事数量を計算するとともに、これら請負契約方式を考慮した直接費用のほか、本プロジェクトを遂行するために必要な間接費を含めて計上することとした。

(a) 工事費の積算範囲

- 138 kV 架空送電線 : 302 km

1 回線架線分 : 154 km

2 回線架線分 : 148 km

- 138 km 海底ケーブル : 23.6 km

Iloilo 海峡分 : 3.7 km

Guimaras 海峡分 : 12.8 km

Toñon 海峡分 : 7.1 km

- 関連発電所

Naga 石炭火力発電所の送電線引出設備増設

Amlan ディーゼル発電所の開閉所増設

Kabangkalan 変電所新設

Pulupandan 変電所新設

Sta. Barbara 変電所の送電線引出設備増設

- 通信設備 本プロジェクト関連通信設備

(b) 電気機器類の費用

主要資材および機器（鉄塔、電線、碍子、海底ケーブル、主要変圧器およびしゃ断器などの変電機器、通信機器）は、すべて外国において製作され供給されるものとし、これら外貨分の輸入機器の費用は国際的に競合しうる日本における FOB 価格に海上輸送費、保険料、積卸費、フィリピン国内の陸上輸送費および現場据付工事等を含めて計上した。

138kV 海底ケーブル工事については、据付調整渡しとし、費用はすべて外貨としたがケーブル・ターミナル（CT）の土地造成、ターミナル建屋等にかかる費用は内貨に区分し計上した。なお海底ケーブルの輸送および据付けについては、海底ケーブルの布設船に直接船積みし輸送されるが、本プロジェクトの3つの海峡を海象条件の一番良い時期を選び、連続して布設作業を行うものとする。

(c) 技術費および管理費

技術費および管理費としては今後に行われる本プロジェクトの実施設計（DS）や外国コンサルタントによる施工監理（SV）に要する費用を外貨とし NAPOCOR による建設工事の管理に必要な費用は内貨として計上した。

(d) 予備費

予備費としては本プロジェクトの138kV 架空送電線、海底ケーブル、関連する変電所および通信設備など、全ての費用の5%相当額を計上した。

(e) 工事中利息

本プロジェクト建設に要する資金の利息としては、外貨分によるものは利子率3.5%/年、内貨分については利子率10%/年として計上した。

(f) 建設費のエスカレーション

1973年の石油危機以降諸物価は定常的に値上り傾向にあり、現在価格で想定した建設費のままでは建設工事期間の長い計画の場合建設費が不足することになる。インフレーションは自由主義諸国の全ての国でみられ1979年3月末の石油値上げ（ジュネーブで開かれた石油輸出国機構OPECの臨時総会は標準油種であるアラビアライト13.34USドル/バーレルを14.54USドル/バーレルに1979年4月1日より値上げした）さらに同年末の石油値上げ（カラカスで開かれたOPECの総会ではさらに14.54USドル/バーレルから24.00USドル/バーレルに11月1日から実施した）と1979年初頭の価格に比較して実に80%もの上昇である。このように物価と密接な関係にある石油価格の上昇は先進国および開発途上国を問わず諸物価の値上りをさらに加速させることとなる。

国際連合で発行されている“世界統計年鑑1978年版”によると1970年から1977年までの世界の工業製品の物価動向は次の通りである。

工業製品卸売物価指数（1970年＝100）

日 本	1977年指数：159	年平均上昇率：6.8%
米 国	" : 164	" : 7.3%
フランス	" : 170	" : 7.9%
西 独	" : 144	" : 5.3%
平均	" : 159	" : 6.8%

またフィリピン国内の卸売物価および消費者物価指数を示すと次の通りである。

卸売物価指数（1970年＝100）

分 類	指数（1977年）	年平均上昇率
総 合	293	16.6%
原 材 料	273	15.4%
完 成 品	336	18.9%
国内生産物	295	16.7%
輸 入 材	282	16.0%
輸 出 材	246	13.7%
農 産 物	283	16.0%

消費者物価指数（1970年＝100）

全 品 目	200	10.4%
食 料 品	196	10.1%

一方、1975年3月の世界銀行の報告書は1979年以降1987年までのインフレーションの予測を行っているが、これによると機器類は年率8～7%、土木工事については12～10%の上昇率の適用が示唆されている。

以上のことから本プロジェクトの建設費想定にあたっては、1980年の直接工事費の外貨分に対し毎年7.0%、内貨分に対しては12.0%（NAPOCORは12.0%のエスカレーションを適用している）を考慮するものとする。

(2) 総建設費と年度別工事費

建設スケジュール、施工計画、工事費の積算条件より求めた。1980年価格における総建設費は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。

本プロジェクトの建設期間は4年であるが、外貨分および内貨分の支払条件を次の如く想定し、上述の総建設費を配分した。

外貨分	契約時	FOB時	竣工時
送電線資機材および海底ケーブル	10%	60%	30%
変電機器および通信機器	10%	80%	10%
内貨分			
資材および労務費	出来高払い		

技術費，管理費，予備費および建設中利息からなる間接費の総額は8,134千USドルであり，直接工事費に対する比率は17.8%である。

本プロジェクトの融資交渉が順調に進捗し，1984年末に本プロジェクトが完成するものとすれば，この間のインフレーションによる建設費の上昇は1980年価格での総建設費に対し26.9%の上昇が予想される。

すなわちエスカレーションを考慮した場合の総建設費は68,256千USドルであり，そのうち外貨分は51,247千USドル，内貨分は17,009千USドルである。

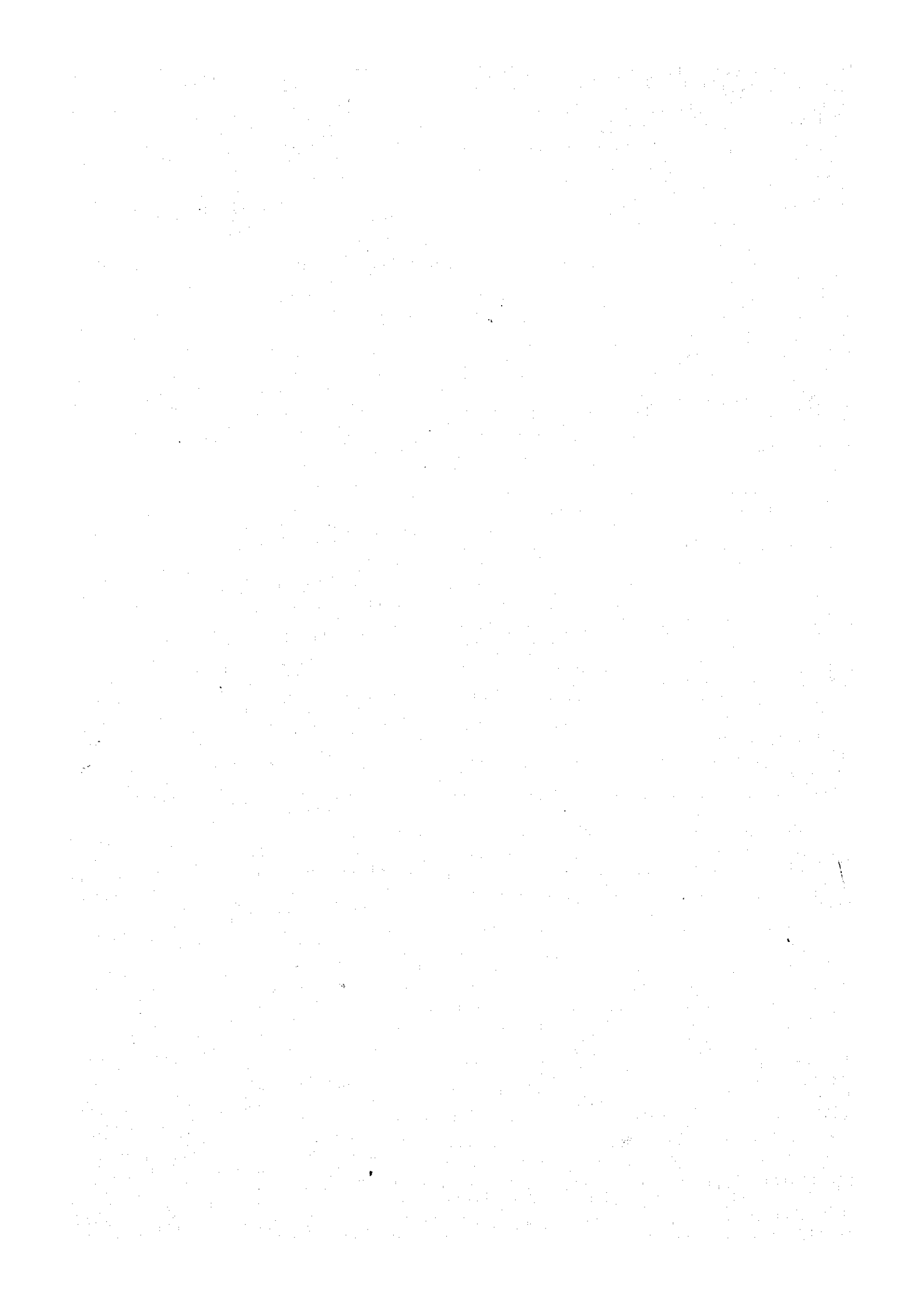


Table 8-1 Fund Requirement in Each Year

Unit: x10³ US\$

Item	Construction cost			1st year		2nd year		3rd year		4th year	
	F.C.	D.C.	Total	F.C.	D.C.	F.C.	D.C.	F.C.	D.C.	F.C.	D.C.
A. Transmission line											
i) Overhead cable line											
Steel tower, insulator, conductor and others	13,407		13,407								
Installation cost		6,931	6,931								
ii) Submarine cable line											
Submarine cable and others	10,069		10,069								
Installation cost	5,142	231	5,373								
(Sub-total)	28,618	7,162	35,780	1,342		5,545	2,035	13,281	2,985	8,450	2,142
B. Substation											
Naga Power Plant	448	80	528								
Amlan Power Plant	1,707	506	2,213								
Kabangkalan Substation	2,738	885	3,623								
Pulupandan Substation	1,583	466	2,049								
Sta. Barbara Substation	317	57	374								
(Sub-total)	6,793	1,994	8,787			1,698	638	4,211	997	884	359
C. Telecommunication Facilities											
Naga Power Plant	136	25	161								
Liloan Cable Terminal Point	81	16	97								
Jilocon Cable Terminal Point	31	8	39								
Amlan Power Plant	103	20	123								
Kabangkalan Substation	185	34	219								
Pulupandan Substation	103	20	123								
Pagayon Cable Terminal Point	31	8	39								
Barcabana Cable Terminal Point	40	9	49								
Guimaras Repeater Station	41	31	72								
Salag Cable Terminal Point	39	9	48								
Jaro Cable Terminal Point	31	7	38								
Sta. Barbara Substation	65	14	79								
(Sub-total)	886	201	1,087			59	36	608	101	219	64
Total of direct cost (A + B + C)	36,297	9,357	45,654	1,342		7,302	2,709	18,100	4,083	9,553	2,565
D. Engineering fee											
Definite study	266		266	266							
Supervision	1,295		1,295			518		518		259	
(Sub-total)	1,561		1,561	266		518		518		259	
E. Administration expenses		594	594				198		198		198
F. Contingency	1,814	468	2,282	109		199	56	1,179	328	327	84
G. Interest during the construction	2,125	1,572	3,697	30		200	148	686	526	1,209	898
Total of indirect cost (D + E + F + G)	5,500	2,634	8,134	405		917	402	2,383	1,052	1,795	1,180
H. Total construction cost in 1980 prices	41,797	11,991	53,788	1,747		8,219	3,111	20,483	5,135	11,348	3,745
I. Escalation	9,450	5,018	14,468	122		1,191	791	4,610	2,079	3,527	2,148
J. Total construction cost required (H + I)	51,247	17,009	68,256	1,869		9,410	3,902	25,093	7,214	14,875	5,893

Conversion rate : 1 US\$ = P7.5 = 250.0 Yen

Table 8-2 Summary of Estimated Construction Costs
for Leyte-Samar Interconnection as of 1980

Item	Unit: 10 ³ US\$			Remarks
	Foreign currency	Domestic currency	Total	
A. Overhead transmission line	3,088	2,185	5,273	
B. Substation	1,289	368	1,657	
C. Telecommunication facilities	156	16	172	
Direct cost (A + B + C)	4,533	2,569	7,102	
D. Engineering, administration and other costs	355	154	508	
E. Contingency	227	128	355	
F. Interest during construction	263	432	695	
Indirect cost (D + E + F)	845	714	1,559	
G. Total construction cost in 1980 prices	5,378	3,283	8,661	Without escalation

8.1.2 建設スケジュール

建設スケジュールを Fig. 8-1 に示す。連系送電線ならびに海底ケーブルの建設工期は経済的な工事施工を考慮すれば、NAPOCOR による工事発注のための機器購入および据付、仕様書作成開始から、工事の竣工までの約 4 年間が必要である。

変電所工事については、工事を発注してから工事の完了までの期間は通常 30 カ月を見込めば充分と考えられるので送電線工事期間中に充分これを完成せしめることができる。

建設工程を決めるにあたって考慮した基本事項は下記の通りである。

(i) 138 kV 架空送電線工事

連系送電線建設のための工事区間はバナイ・ネグロス送電線（2 回線部分 148 km, 1 回線部分 4.4 km）およびセブ島送電線（1 回線部分 110 km）の 2 つの工事区間とし、この 2 区間の工事は並行的に建設されるものとする。

i) 工事数量は下記の通り。

	1 ctt section	2 ctt section	No. of steel towers
138 kV line in Panay and Negros	44 km	148 km	630
138 kV line in Cebu	110 km	—	360
Total	159 km	148 km	990

ii) 建設工程

建設工程を検討した結果1カ月につき8kmの割合で進捗するものとするれば、パナイ・ネグロス送電線の建設には24カ月を要し、セブ送電線には15カ月を必要とする。

iii) 資機材の輸送期間

鉄塔、電線、碍子などの資機材は全て輸入するものとし、海上輸送1.5カ月、陸上輸送には1.5カ月を要するものとした。

iv) 鉄塔の製造能力

鉄塔メーカーが鉄塔製作を受注してから、製造開始まで約2.5カ月が必要である。この2.5カ月の間に材料手配、モデル建柱、これに対する試験などが実施される。

所要鋼材数量は約7,500 tonと想定される。製造基数を1日平均2基(15 ton/day)とすれば、工場での鉄塔製作期間は17カ月を必要とする。

基数を1日平均2基(15 ton/day)とすれば、工場での鉄塔製作期間は17カ月を必要とする。

(2) 海底ケーブル建設工事工程

138kV海底ケーブルの建設は第6章予備設計において述べられている様に特殊工事であり、海底地質の精密調査結果にもとづき、最終的なケーブルの布設工事および工程が決まる。

但し、ケーブル布設地点の海象、海底地質などの概要調査はNAPOCORによって完了しておくものとする。

i) 現地の精密調査と最終設計

海底ケーブル建設業者はNAPOCORの工事仕様書によって工事を受注した後、布設地点の精密調査を実施し、これによって布設工事の最終設計を行い、またケーブルのテストピースを製作してNAPOCORの承認をうけるものとする。このための期間を10カ月とした。

但し、海底地質調査は4月下旬から6月上旬にかけて実施することが、海象条件、気象条件上望ましい。

ii) ケーブル製造工程

ケーブルは2,000mを単位長として製造され、各布設地点の直長に従って所要数の接続を行う。1相に対する接続数は下記の通りであり、ケーブル1単位長が2,000mであることから布設に必要な総単位数は1相につき13単位必要である。

	Guimaras	Length	Cable unit	Number of joints
Panay	— Guimaras	3.7 km	2/φ	1/φ
Guimaras	— Negros	12.8 km	7/φ	6/φ
Negros	— Cebu	7.1 km	4/φ	3/φ
Total		23.6 km	13/φ	10/φ

接続作業は接続1カ所につき7日を必要とすると想定すると、単芯ケーブルを3本布設するものとするれば、工場での接続のための必要期間は7カ月となる。

iii) ケーブル布設工程

ケーブル布設に先立って、ケーブルの陸揚げ地点ならびにターミナル地点の準備工事はケーブルの1区間につき3カ月が必要である。このためケーブル布設3区間でシリーズ工事をするものとするればケーブル布設のための準備工事は9カ月必要である。

ケーブル布設作業は4月下旬より6月上旬までに集中的に実施するが、布設船の3島間の回航日数、その他を考慮してケーブル布設作業期間を2カ月とした。

ケーブル布設後のケーブル防護、端末の送電線への接続ならびにケーブルの総合テストの期間を4カ月とした。従って、ケーブル布設工程としては15カ月が必要である。

(3) 変電所の建設工程

変電所建設のために必要な期間は連系送電線の建設期間より短い。

変電所工事はこれを土木工事（変電所本館の建屋工事も含む）、電気工事および総合試験工程に分割できる。また変電所電気工事の中に通信設備工事も含まれるものとする。

変電所工事の施工は各地点共に同時施工とする。なお変電所用地の取得は工事着手前にNAPOCORの責任のもとに終了していなければならない。

1. The first part of the document discusses the importance of maintaining accurate records of all transactions and activities. It emphasizes that proper record-keeping is essential for transparency and accountability, particularly in the context of public administration and financial management. The text highlights that without reliable records, it becomes difficult to track expenditures, identify inefficiencies, and ensure that funds are used for their intended purposes.

2. The second part of the document focuses on the role of internal controls and audits in preventing fraud and mismanagement. It states that a robust system of internal controls is necessary to detect and deter any irregularities. Regular audits are also crucial to verify the accuracy of the records and to provide an independent assessment of the organization's financial health. The text suggests that these measures are not only protective but also contribute to the overall efficiency and effectiveness of the organization.

3. The third part of the document addresses the need for clear communication and reporting mechanisms. It argues that stakeholders, including the public and oversight bodies, should have access to timely and understandable information. This involves developing clear policies, procedures, and reporting formats that facilitate the flow of information. The text also mentions the importance of training staff to ensure they are equipped with the necessary skills to handle information and report any issues promptly.

4. The fourth part of the document discusses the importance of legal and regulatory compliance. It notes that organizations must operate within the framework of applicable laws and regulations. This includes understanding the requirements for record-keeping, data protection, and financial reporting. The text suggests that staying up-to-date with legal changes and seeking professional advice when necessary can help organizations avoid legal pitfalls and ensure their operations are fully compliant.

5. The fifth part of the document concludes by emphasizing the overall benefits of a well-implemented system of record-keeping and internal controls. It states that such a system not only reduces the risk of fraud and mismanagement but also enhances the organization's reputation and trustworthiness. By ensuring transparency and accountability, organizations can better serve their stakeholders and achieve their long-term goals. The text ends with a call to action, urging organizations to take the necessary steps to implement and maintain these practices.

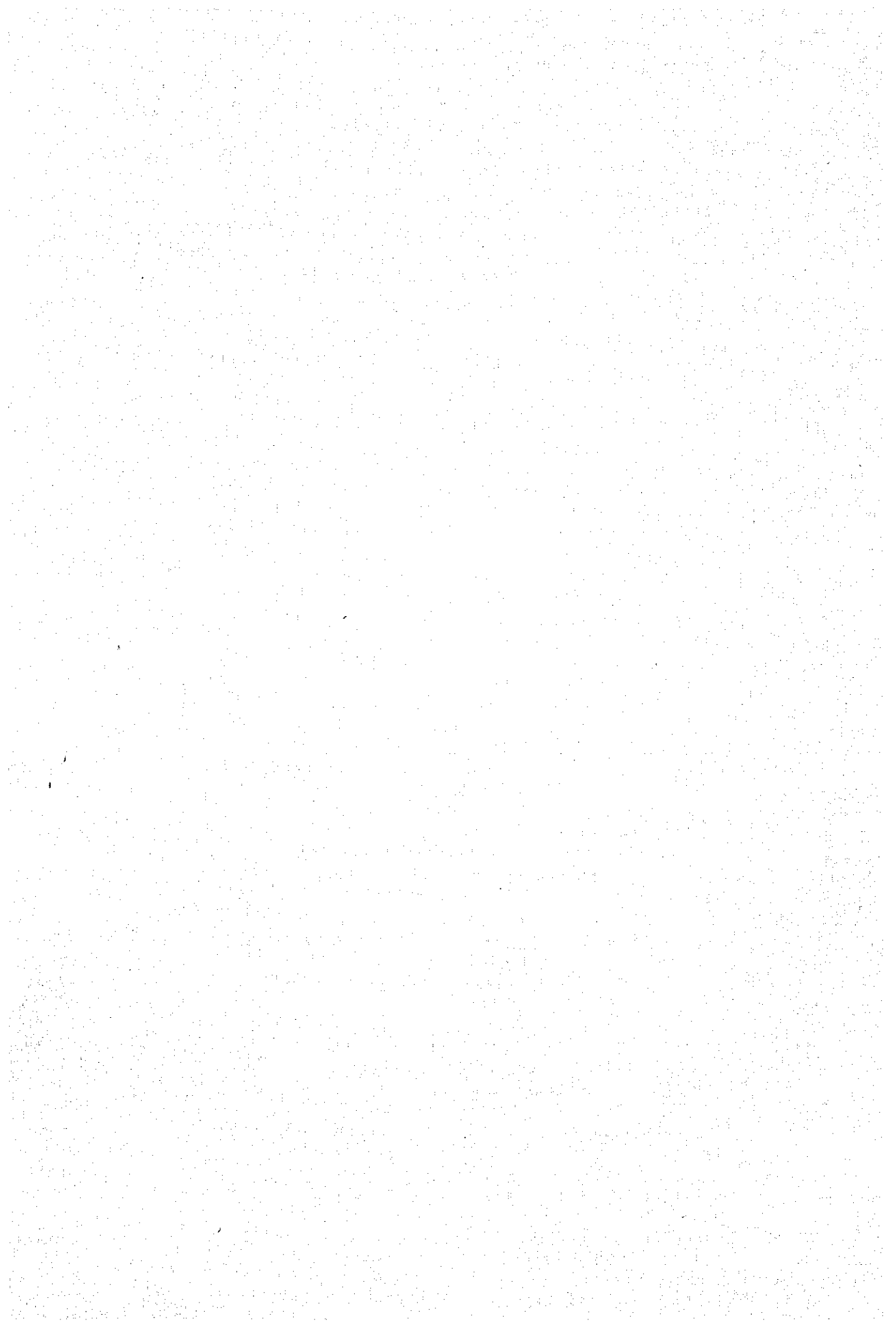
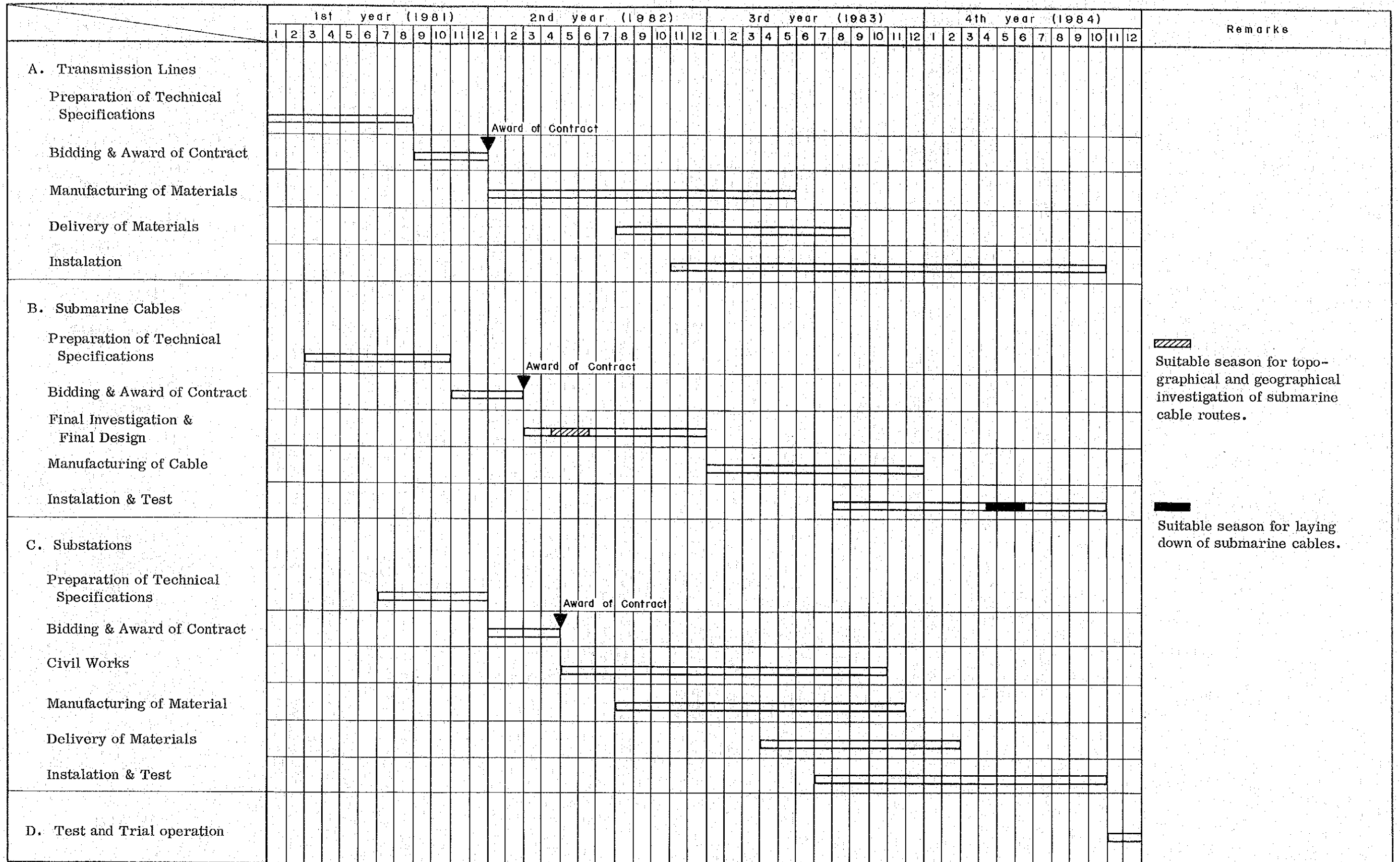


Fig. 8-1 Construction Schedule Panay-Negros-Cebu Interconnected Transmission Lines Project



▨ Suitable season for topographical and geographical investigation of submarine cable routes.

■ Suitable season for laying down of submarine cables.

1. The first part of the document discusses the importance of maintaining accurate records of all transactions and activities. It emphasizes that proper record-keeping is essential for transparency and accountability, particularly in financial reporting and compliance with regulatory requirements. The text highlights that without reliable records, organizations risk misstating their financial position and may face legal consequences.

2. The second section focuses on the role of internal controls in preventing fraud and errors. It outlines how a robust system of internal controls can identify and mitigate risks before they become significant issues. The document stresses that these controls should be designed to ensure the integrity of financial data and to provide a clear audit trail for all transactions.

3. The third part of the document addresses the challenges of data management in a digital age. It notes that as organizations collect and store vast amounts of data, ensuring its accuracy and security becomes a critical task. The text suggests implementing strong data governance policies and using advanced technologies to monitor and protect data integrity.

4. The final section discusses the importance of regular audits and reviews. It explains that periodic audits help to verify the accuracy of records and ensure that internal controls are effectively implemented. The document concludes by stating that a commitment to continuous improvement and transparency is key to long-term organizational success and trust.

5. The first part of the document discusses the importance of maintaining accurate records of all transactions and activities. It emphasizes that proper record-keeping is essential for transparency and accountability, particularly in financial reporting and compliance with regulatory requirements. The text highlights that without reliable records, organizations risk misstating their financial position and may face legal consequences.

6. The second section focuses on the role of internal controls in preventing fraud and errors. It outlines how a robust system of internal controls can identify and mitigate risks before they become significant issues. The document stresses that these controls should be designed to ensure the integrity of financial data and to provide a clear audit trail for all transactions.

7. The third part of the document addresses the challenges of data management in a digital age. It notes that as organizations collect and store vast amounts of data, ensuring its accuracy and security becomes a critical task. The text suggests implementing strong data governance policies and using advanced technologies to monitor and protect data integrity.

8. The final section discusses the importance of regular audits and reviews. It explains that periodic audits help to verify the accuracy of records and ensure that internal controls are effectively implemented. The document concludes by stating that a commitment to continuous improvement and transparency is key to long-term organizational success and trust.

8.2 レイテ・サマール電力系統

8.2.1 工事費

(1) レイテ・サマール電力系統における138kV架空送電線（Tongonan地熱発電所～Wright変電所）およびWright変電所新設工事についての工事費積算上の基本的な考え方は、すでに8.1項バナイ・ネグロス・セブ電力系統の中で述べているものと同じであり本プロジェクトの予備設計の結果にもとづき、工事数量を算定し工事費を積算した。工事費積算の範囲は次の通りである。

- i) 138kV架空送電線（Tongonan地熱発電所～Wright変電所）：115km
- ii) Wright変電所新設：30MVA
- iii) 関連通信設備

Tongonan地熱発電所

Wright変電所

(2) San Juanico海峡部の横断鉄塔を含めてTongonan地熱発電所よりWright変電所までの架空送電線およびWright変電所を含めた1980年価格での総建設費はTable 8-2に示す如く8,661千USドルであり、このうち外貨分は5,378千USドル、内貨分は3,283千USドルである。

なお本プロジェクトの工事費にはエスカレーションは含まれていない。

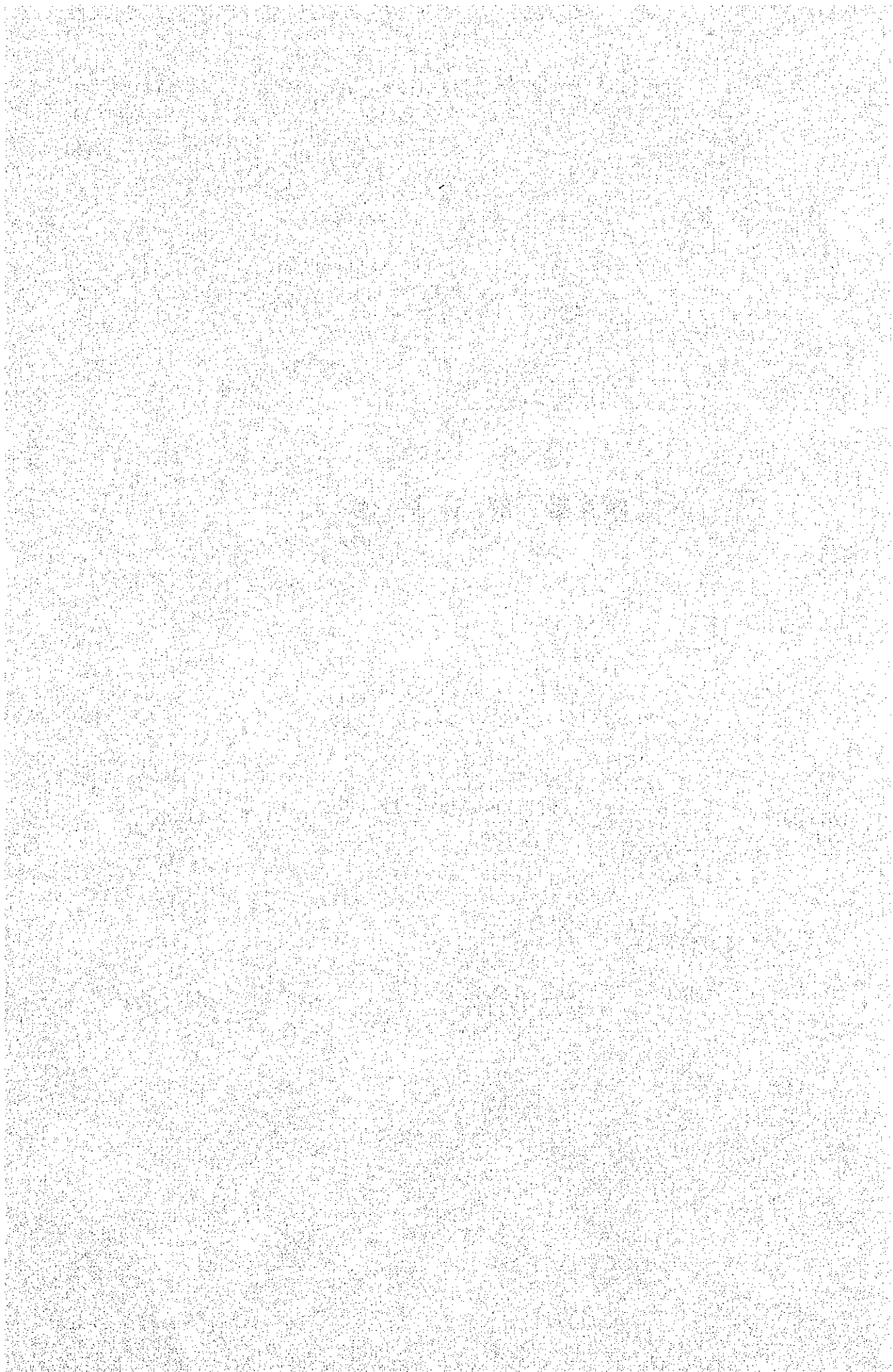
8.2.2 建設スケジュール

既に述べた如く、Tongonan地熱発電所からWright変電所までの138kV送電線およびWright変電所の建設費については、すでに日本よりの融資が決定し、プロジェクトのフィジビリティも立証済みであり1983年には完成の予定である。

この区間にさらに追加の2回線目の送電線が必要となる時期は1990年以降であり、現時点で調査団が実施した138kV送電線の建設スケジュールを決めることは困難なので、本項では記述しないこととする。

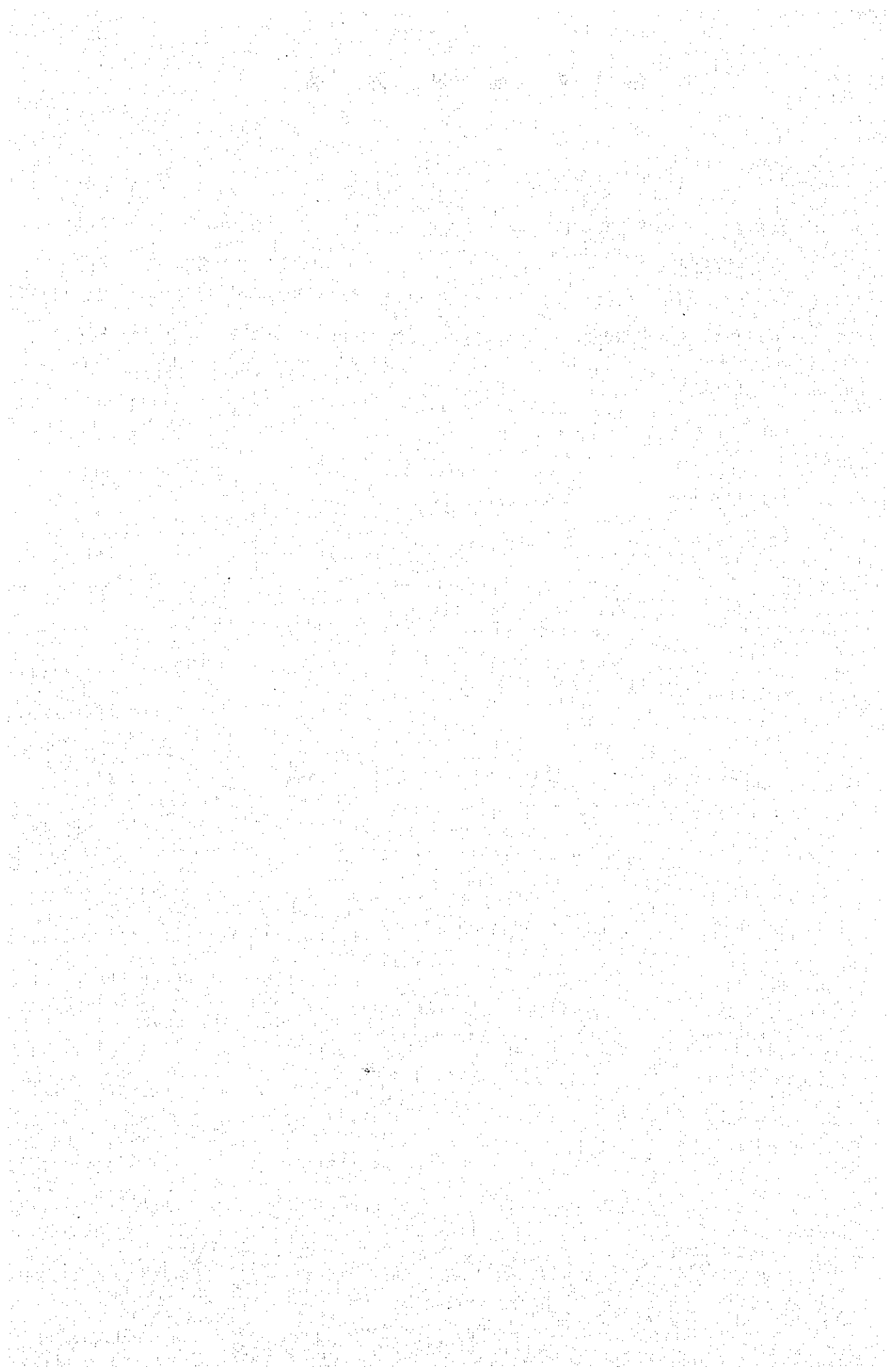
[The page contains extremely faint and illegible text, likely due to low contrast or scanning quality. The text is arranged in several paragraphs, but the individual words and sentences are not discernible.]

第9章 經濟評估



第 9 章 経 済 評 価

9.1	バナイ・ネグロス・セブ 3 島連系	219
9.1.1	供給予備力の節減メリット	219
9.1.2	広域開発のメリット	220
9.1.3	連系のメリットと結論	226
9.2	レイテ・サマール 2 島連系	227



第 9 章 経 済 評 価

本プロジェクトは電力系統の諸設備のうち一次送電線と一次変電所の設備計画であり、すなわち電力の流通基幹設備計画である。経済的価値評価の本質は計画がその代替案以上に資本の有効利用が可能であるかどうかを決めることである。通常の変電計画の場合は、資金の有効利用の評価は、送電々圧、送電線のルート、支持物の種類等をパラメータに最経済的な送変電計画を立案することを意味するが、このような狭義の経済比較ではなく、本章で扱う経済評価は3島連系による電力系統全体からみた評価を意味する。従って基本的にみてパナイ・ネグロス・セブ3島の設備計画（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）との差で評価される。一方レイテ・サマール2島間の経済評価は第1章“結論”の報告書の目的と範囲で述べた如く建設の時期は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するものとする。

9.1 パナイ・ネグロス・セブ3島連系

連系による効果には一般に次のようなものがある。

- a) 供給予備力の節減
- b) 電源のスケール・メリット
- c) 広域開発
- d) 系統の総合運用
- e) 系統の安定性向上（瞬動応援効果）
- f) 常時の周波数、電圧変動中の縮小
- g) 天災等異常事態における相互応援効果等

これらの効果の評価にあたっては、たとえば電源のスケール・メリット、予備力の節減のようにその経済効果については長期的な観点（3島の電力系統が拡大するに伴いこれらのメリットは増化傾向を示す）から評価を加えなければならないもの、事故時の周波数低下の軽減、常時の周波数、電圧変動幅の縮小、天災等異常事態における相互応援効果など、金額評価は困難であるが価値判断を必要とするものがある。すなわち連系効果の最終的評価は、これらすべての効果を総合的にみなければならない。

しかしながら、本項で扱う経済評価は現状で金額評価が可能な供給予備力の節減メリットと広域開発（ネグロス島における地熱発電およびパナイ・ネグロス・セブ島の石炭発電）のメリットについて行うものである。

9.1.1 供給予備力の節減メリット

第7章電力系統解析で述べた如く3島連系による予備力の節減メリットは1985年および1990年において次のように想定される。

1985年；53.5MW および 1990年；69.3MW

既に述べた如く予備力の節減メリットは長期的な観点から評価を加えなければならないが、現状においては1990年以降を想定することは困難である。しかしながら海底ケーブルの容量からみて1990年の予備力節減量69.3MWは、1990年以降さらにその値が大きくなるものと推定される。

本項での予備力の節減メリットは1990年時点で期待される69.3MWの大きさを評価するものとする。この場合節減予備力の金額評価はビサヤ地域の電源開発計画の中でkW当りの建設費が最も低廉な発電船の建設費で評価するものとする。

予備力節減のメリット

$$69,300 \text{ kW} \times 508 \text{ US\$ / kW} = 35,204 \times 10^3 \text{ US\$}$$

註：1979年12月に作成されたNAPOCORのレポートによれば発電設備別の建設費およびそのkW当りの建設費は次の如くなる。

Name of Plant	Installed Capacity		Construction Cost		
	(MW)		(10 ⁶ Peso)	(10 ⁶ US\$)	(US\$/kW)
Talvera Diesel	52	(3x18 MW)	352	48.2	927
Power Barge	62	(8x 8 MW)	230	31.5	508
Dingle Diesel	29.2	(3x 7.3 MW)	122.7	16.8	575
Cebu Coal Ther.	55	(1x55 MW)	460.2	63.0	1,146
Amlan Diesel	11	(2x 5.5 MW)	41.7	5.7	519
Tongonan Geo.	112.5	(3x37.5 MW)	491.8	67.4	598

9.1.2 広域開発のメリット

NAPOCORは3島連系開発を前提にできるだけ石油による発電からの脱却を計るため既にセブ島には1980年末運転開始を目標に石炭火力の建設を進めておりさらにネグロスおよびバナイ島にも石炭火力の建設が予定されている。またネグロス島のPalimpinonおよびMambucal 両地熱発電所の建設も進められている。これらの発電所は各島の電力需要の規模からみてその発電々力量を全て自島内で消費することは困難で他島へ電力を送電することによってその経済性が確保される。このことは特にネグロス島に建設予定の地熱発電所に言える。

NAPOCORの1990年までの電源開発計画を基本に1985年より1990年までの3島間の電力量の相互融通を検討すればTable 9-1の如くなる。

なお年度別の電源開発計画をAppendix A-3に示す。

Table 9-1に示す如く非石油燃料による各島間の電力融通は1986年から期待でき、

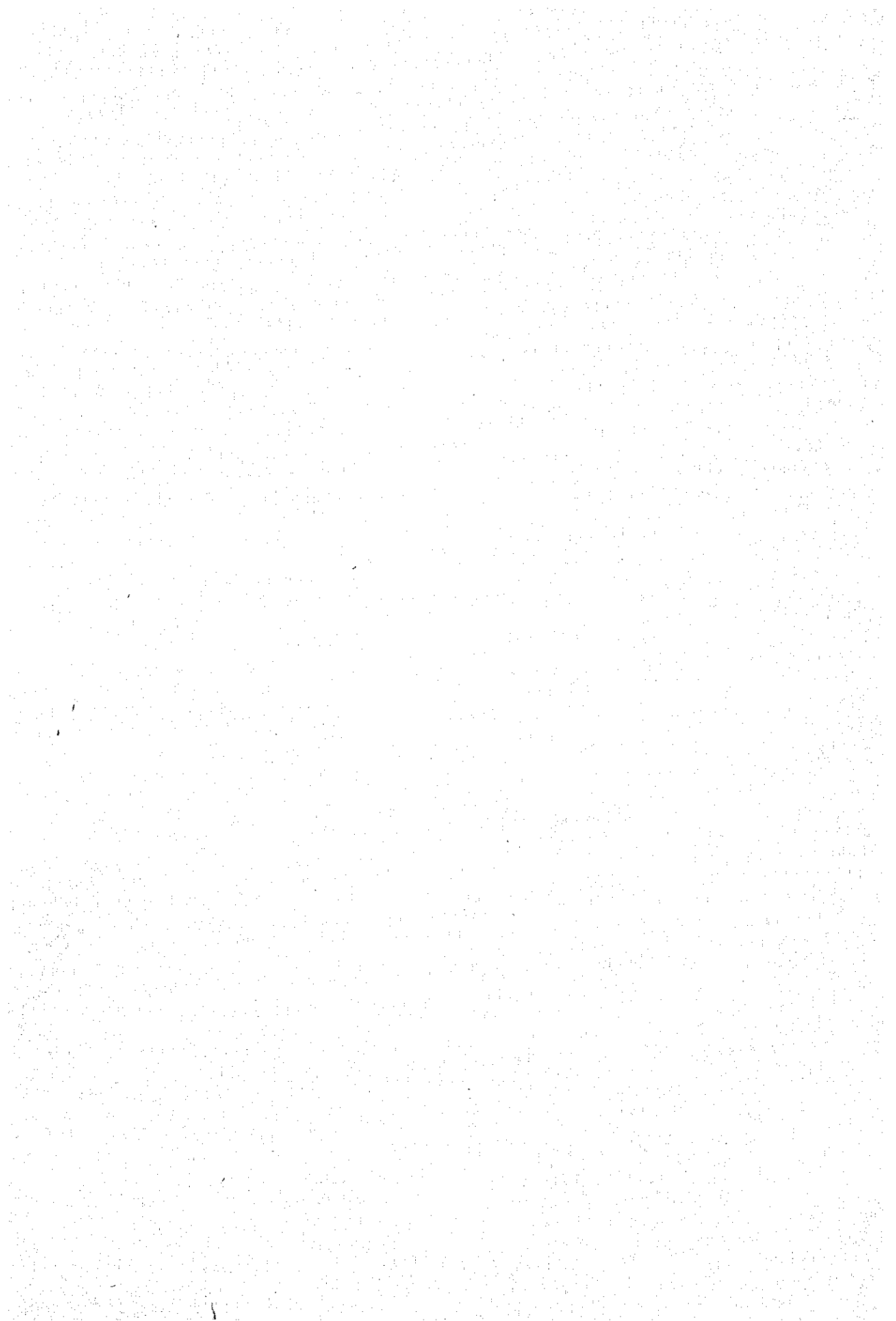


Table 9-1 Energy Exchange among Islands

Unit: GWh

	1985				1986				1987			
	Panay	Negros	Cebu	Total	Panay	Negros	Cebu	Total	Panay	Negros	Cebu	Total
(1) Energy demand	283	1,301	1,123	2,707	299	1,375	1,221	2,895	315	1,450	1,322	3,087
Energy production												
Hydro	0	5	0	5	0	5	0	5	0	115	0	115
Geothermal	0	755	0	755	0	755	0	755	0	755	0	755
Coal	0	337	735	1,072	337	337	735	1,409	337	337	735	1,409
(2) Sub-total	0	1,097	735	1,832	337	1,097	735	2,169	337	1,207	735	2,279
Diesel	247	447	798	1,492	247	447	798	1,492	247	447	798	1,492
Power barge	0	196	196	392	0	196	196	392	0	196	196	392
(3) Sub-total	247	643	994	1,884	247	643	994	1,884	247	643	994	1,884
(4) Total	247	1,740	1,729	3,716	584	1,740	1,729	4,053	584	1,850	1,729	4,163
(5) Energy flow (5) = (1) - (2)												
	1988				1989				1990			
	Panay	Negros	Cebu	Total	Panay	Negros	Cebu	Total	Panay	Negros	Cebu	Total
(1) Energy demand	332	1,521	1,431	3,284	350	1,598	1,543	3,491	366	1,674	1,664	3,704
Energy production												
Hydro	0	115	0	115	0	115	0	115	44	115	0	159
Geothermal	0	755	0	755	0	1,000	0	1,000	0	1,245	0	1,245
Coal	337	674	735	1,746	337	674	735	1,746	337	674	735	1,746
(2) Sub-total	337	1,544	735	2,616	337	1,789	735	2,861	381	2,034	735	3,150
Diesel	247	447	712	1,406	247	447	712	1,406	247	405	712	1,364
Power barge	0	196	196	392	0	196	196	392	0	196	196	392
(3) Sub-total	247	643	908	1,798	247	643	908	1,798	247	601	908	1,756
(4) Total	584	2,187	1,643	4,414	584	2,432	1,643	4,659	628	2,635	1,643	4,906
(5) Energy flow (5) = (1) - (2)												

⊙ P: Panay
⊙ N: Negros
⊙ C: Cebu

1988年からはネグロス島の地熱エネルギーを他島に送電することが可能となる。

このように広域開発は非石油燃料である石炭および地熱の燃料費を石油を燃料として発電する場合との燃料費の差で評価が可能である。

(1) 石炭価格

フィリピン国内の石炭埋蔵量は13億トン程度といわれている。また経済的に可能な採掘量は約200万トン/年程度といわれている。従って現在NAPOCORがビサヤス地域に計画している石炭火力発電所の石炭をフィリピン国内の石炭で賄うことは可能である。しかしその石炭が発電所地点で、どのような価格で購入できるかを知ることは現状では困難である。一方石炭は周知の如く国際商品であり市場価格は一般炭（発熱量6,300 kcal/kg）でCIFトン当り40US\$程度といわれている。この石炭を使用した場合の1 kWh当りの燃料費は次の如くなる。

$$\frac{6,300 \times 0.32}{860} = 2.34 \text{ kWh/kg}$$

$$\frac{40 \times 10^{-3}}{2.34 \times 0.93} = \text{US\$ } 0.0184/\text{kWh}$$

但し、55MW石炭火力発電所の送電端熱効率：32%

輸入炭の湿分：7%

(2) 地熱エネルギーの価格

第3章フィリピン電気事業の現状と将来の3.2項ビサヤス地域の電力事情で述べた如くビサヤス地域の地熱開発はフィリピン政府機関の1つであるエネルギー開発公社（Energy Development Corporation）の手で進められており、現在ネグロス島ではPalimpinonおよびMambucal地点ですでに試掘蒸気井は合計8本（電気出力で40MWと想定される）一方Leyte島ではTongonanおよびBurauenで試掘が進められておりTongonan地点の場合は既に20本の試掘蒸気井が掘られ、そのうち評価済の10本の蒸気井の電気出力の合計は79MWに達することが確認されている。

ビサヤス地域で地熱利用の発電を行っているのはTongonanのパイロット・プラント（1×3.0MW）のみであるが、1980年末までにはネグロス島のPalimpinonにパイロット・プラント（2×1.5MW）が、またレイテ島のTongonanには本格的な地熱発電所（3×37.5MW）が1982年に完成する。

エネルギー開発公社は開発した地熱蒸気を発電用に直接NAPOCORに売却しているがTongonan地点で現在、NPCが購入している地熱蒸気の単価は1 kWh当り0.0137US\$（0.10Peso/kWh）である。

将来の地熱エネルギーの単価を想定することはかなり困難な問題であるが、Tongonan 地点での蒸気井の掘削深さは平均 1,600m、Palimpinon 地点での蒸気井の掘削深さも 1,500~1,600m であるので蒸気井掘削の直接工事費は Tongonan も Palimpinon もほぼ同じ建設費とみて良い。Tongonan の実績平均掘削コストは蒸気井の地表面出口での直接コストが 6,000千USドル乃至 700千USドル（この内 10% がアクセス道路等の費用）であるので間接費を 40%、年経費率を 15% と想定し Palimpinon および Mambucal 地点蒸気井出口における地熱蒸気コストを次の如く算定した。

$$\frac{700 \times 10^3 \times 1.4 \times 0.15}{5,000 \times 8,760 \times 0.7} = \text{US\$} 0.0048 / \text{kWh}$$

但し、1 蒸気井当りの電気出力を 5,000kW とする。

1 蒸気井当りの利用率を 70% とする。

各蒸気井で採取された地熱蒸気は地熱発電所までパイプで送られ蒸気溜りに集められる。蒸気溜りと蒸気井までは数百m から数千m まで巾がありまた地形条件によりコストが変る。一方 Palimpinon および Mambucal 両地点とも蒸気井の地点を探索中であり、従って発電所地点までの蒸気輸送パイプのコストを想定することは困難といえる。

結論として調査団は安全サイドをみて現在エネルギー開発公団が NAPOCOR に売却している地熱蒸気単価は将来地熱発電が本格化しても充分エネルギー開発公社にとって採算の合う単価であると想定されるのでこれによるものとした。すなわち、

地熱蒸気単価：US\$ 0.0137/kWh (P 0.100/kWh)

(3) 石油価格

1979 年末にベネズエラの首都カラカスで石油輸出国機構 (OPEC) が決めた原油価格は 1 バレル (159 リッター) 当り 2.4USドルから 30USドルまでの多重価格制となった。フィリピンは産油国であるが国内需要の 12% を賄っているにすぎず残りは全て外国からの原油の輸入に頼っている。

このような現状のもとでフィリピン政府は石油の 2 次製品価格を大巾に変更した。すなわち 1980 年 2 月よりガソリンは 50% (P 3.0/liter より P 4.5/liter)、発電用の燃料として使用されるディーゼル油および C 重油と夫々 42% および 36% 値上した。

ビサヤス地域で使用されるディーゼル発電設備の燃料は主として C 重油であり、値上り後の価格は発電所地点によって多少の相違はあるが、平均して US\$ 0.214/liter (P 1.564/liter) である。従って C 重油を使用した場合の燃料コストは次の如くなる。

$$\frac{9,600 \times 0.38}{860} = 4.24 \text{ kWh/liter}$$

$$\frac{0.214 \times 1.1}{4.24} = \text{US\$ } 0.0555/\text{kWh}$$

但し、潤滑油補正係数：1.1

5.0MW ディゼル・ユニットの送電端熱効率：38%

C重油の発熱量：9,600kcal/liter

以上述べた燃料別の1kWh当りの燃料コストとTable 9-2で求められた3島間の電力融通量より広域開発によるメリットを算定すれば次の如くなる。

Table 9-2 Merit due to Regional Wide-Area Power Development

Year	Interchanged energy		Cost difference*		Merit		
	by Coal (GWh)	by Geo. (GWh)	Coal (US\$/kWh)	Geo. (US\$/kWh)	Coal (10 ³ US\$)	Geo. (10 ³ US\$)	Total (10 ³ US\$)
1985	0	0	0.0371	0.0418	0	0	0
1986	38	0	0.0371	0.0418	1,410	0	1,410
1987	22	0	0.0371	0.0418	816	0	816
1988	5	28	0.0371	0.0418	186	1,170	1,356
1989	0	191	0.0371	0.0418	0	7,984	7,984
1990	15	375	0.0371	0.0418	557	15,675	16,232
Total	80	594	—	—	2,969	24,829	27,798

Note * Coal : 0.0555 - 0.0184 = 0.0371

Geothermal: 0.0555 - 0.0137 = 0.0418

各年度別のメリットを割引率10%で本プロジェクトが完成する1985年初めの現在価値に換算すれば次の如くなる。

広域開発メリット：16,808,000US\$

すなわち27,798千USドルのメリットは1985年初めにおけるメリットに換算すれば16,808千USドルとなる。

9.1.3 連系のメリットと結論

既に述べた如く金額で評価できるメリットとして供給予備力の節減メリットと広域開発による石油と非石油系燃料費のコスト差によるメリットを算定した。

この値の合計は次の如くなる。

供給予備力の節減メリット	35,204,000 USドル
広域開発によるメリット	16,808,000 USドル
計	52,012,000 USドル

一方本プロジェクトの総工事費（^{*}エスカレーションは除く）は53,788千USドルであるがこのうち3島連系のために必要な工事費は34,229千USドルである。この内訳を示せば次の如くなる。

Table 9-3 Construction Cost Required for Interconnection

	Panay - Negros (56 km)	Negros - Cebu (122 km)	Total (178 km)
Overhead lines	1,819	6,338	8,157
Submarine cables	10,711	4,731	15,442
Out-going facilities	2,423	2,741	5,164
Telecommunication facilities	448	297	745
Direct cost	15,401	14,107	29,508
Indirect cost	2,297	2,424	4,721
Total	17,698	16,531	34,229

以上より便益・コスト比率（B/C）を求めれば次の如くなる。

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

すなわち本プロジェクトのうち連系設備だけの経済性は非常に高い。

一方Negros島のPulupandan変電所からAmlan変電所までの138kV 2回線送電線は電力系統解析の結果からみてNegros島内の基幹送電線としての性格が強く3島連系のための送電線としての性格は弱い。しかしながらこの送電線がなければ3島連系の確固たる電力系統が構成されないことも系統解析より明らかである。従って本項での経済評価にあたっては

* 経済評価は全て1980年価格で評価される。

調査団の調査対象となった送電線（海底ケーブルを含む）および変電所を含む全ての工事費から Pulpandan-Amlan 間の 138 kV、2 回線送電線の工事費の 50% を除いて評価すれば次の如くなる。

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

以上の結論より本プロジェクトは経済的にも有利なプロジェクトと判断して良く、さらに既に述べた金額では評価しえない連系メリットを考慮するとその有利性はさらに大となる。

9.2 レイテ・サマール 2 島連系

本プロジェクトの経済評価はサマール島の電力需要の大きさと、両島の電力需要を賄う Tongonan 地熱発電所の蒸気コストで決まる。すなわちもし両島の間で連系送電線が建設されないと仮定した場合、サマール島の電力需要の規模からみてサマール島に建設される電源設備はディーゼル発電設備と考えて良い。すなわち連系送電線の経済比較は、Tongonan 地熱発電所の蒸気コストと C 重油を燃料とするディーゼル発電所の燃料コストの差を送電線を通ずる 1 年間の電力量を乗じたものが送電線の年経費よりも大であれば経済性があると考えて良い。但し、この場合地熱発電設備の kW 当りの建設費とディーゼル発電所の kW 当りの建設費は同じであり、従って 1 kWh 当りに占める固定費は同じとする。

8.2.1 項で述べた如く 2 島間の連系送電線および受電変電所である Wright 変電所を含めた 1980 年価格の総建設費は 8,661 千 US ドルである。

割引率 10%/年、送電線の耐用年数 50 年、変電所の耐用年数 25 年、運転維持費を夫々の工事費の 2.5% として年経費率を算定すると次の如くなる。

$$\text{送電線年経費率} : 0.101 + 0.025 = 0.126$$

$$\text{変電所年経費率} : 0.110 + 0.025 = 0.135$$

レイテ・サマール連系設備の年経費は次の如くなる。

$$\text{送電線} : \text{US\$ } 6,220 \times 10^3 \times 0.126 = 783 \times 10^3 \text{ USドル}$$

$$\text{変電所} : \text{US\$ } 2,441 \times 10^3 \times 0.135 = 329 \times 10^3 \text{ USドル}$$

$$\text{計} \quad 1,112 \times 10^3 \text{ USドル}$$

便益・コスト比率が 1.0 となる送電線通過電力量は次の如くなる。

$$(\text{ディーゼル燃料単価} - \text{地熱蒸気単価}) \times (1 - \text{送電損失率}) \times \text{受電端年間電力量}$$

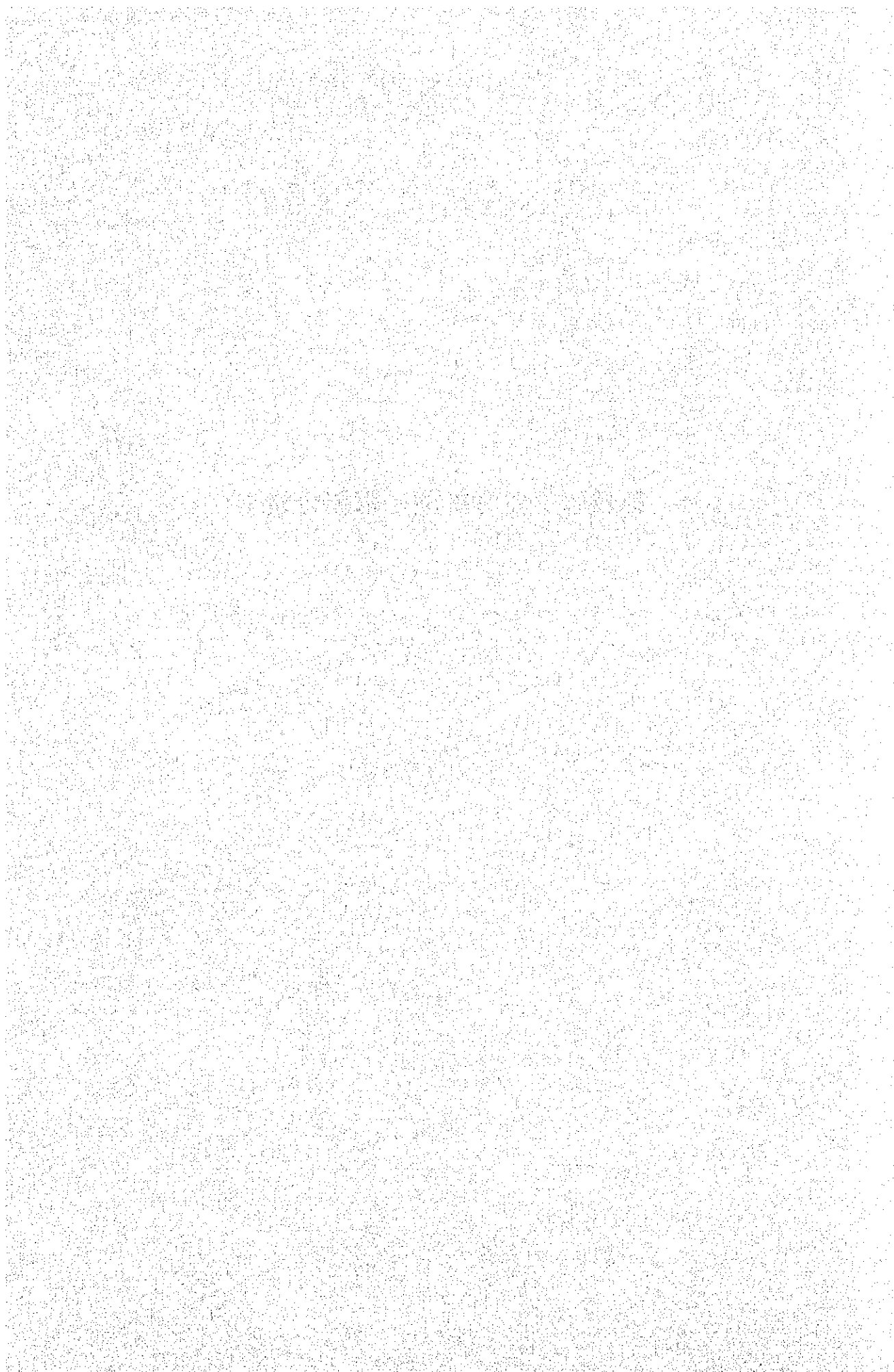
$$= \text{2 島連系設備年経費}$$

$$(0.0555 - 0.0137) \times 0.94x = 1,112 \times 10^3 \text{ USドル}$$

$$x = \frac{1,112 \times 10^3}{0.0418 \times 0.94} = 28.3 \times 10^6 \text{ kWh}$$

すなわち 2 島間連系送電線は年間 28.3 百万 kWh 以上の電力量が Wright 変電所に送電されるならばその便益・コスト比は 1.0 以上となる。

第10章 資金計画と財務分析



第 10 章 資金計画と財務分析

10.1	基本的な考察	229
10.2	資金計画	229
10.3	財務分析	231
10.3.1	前提条件	231
10.3.2	計算方法	232
10.4	財務分析の結果	234

第 10 章 資金計画と財務分析

10.1 基本的な考察

良く知られているように電力設備（送電設備）には巨額の投資が必要となる。また投資をしても数年にわたる建設期間を必要とし、投資による見返りとしての収入は数年後から始まる。完成した設備の法定耐用年数は一般の耐久設備と比較してかなり長い。このようなことは投資を行って得られる収入からの元本・金利の返済は長期にわたらざることを得ないことを意味する。

従って低金利、据置期間が長く、かつ返済期間の長い資金を調達することが電力設備の建設にとって不可欠の条件といえる。フィリピン国内での資金調達の可能性は、本プロジェクトの必要投資額および低金利かつ償還期間の長い資金を必要とすることからかなり困難と思われる。しかしながら一般的にいて開発途上国における電力設備計画に対する国際間の資金協力はプロジェクトの必要資金の外貨分については、政府間の開発援助或いは世界銀行、アジア開発銀行といった国際金融機関からの借入は可能であるとしても内貨分は当該国で自己調達されるのが普通である。

フィリピンの市中銀行の定期預金の金利から推定すれば優良企業への貸出金利は12~14%程度と推定される。またフィリピン政府の融資機関（開発銀行等）の貸出金利は市中銀行のそれよりも2%程度低いものと推定される。

一方投資の見返りとしての収入は電気料金であるが、3.2.2項で述べたビサヤス地域の現行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、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。

以上述べた如く、調査団は本プロジェクトの必要投資額、現行の電気料金制度、フィリピン国内での融資条件、国際金融機関の融資条件、政府間の開発援助の場合に考えられる融資条件等を総合的に勘案しながら、本プロジェクトの資金計画および財務分析を行うものとする。

10.2 資金計画

NAPOCORによるビサヤス地域への電力設備拡張計画のための投資は緒についたばかりであり、最近完成したバナイ島のDingleディーゼル発電所およびセブ島のNagaディーゼル発電

所およびこれらの関連送変電所の建設のための投資も含めて1976年より1993年までに必要な投資額はTable 9-1に示す如く1980年価格で1,189.2百万USドルに達する。このうち外貨分は824.7百万ドル、内貨分は364.5百万ドルと見積られている。

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。直接工事費、間接費、エスカレーションおよび総建設費は次の如くとなる。

Unit: 10³ US\$

	Foreign currency	Local currency	Total
Direct const. cost	36,297	9,357	45,654
Indirect const. cost	5,500	2,634	8,134
Escalation	9,450	5,018	14,468
Total const. cost	51,247	17,009	68,256

本プロジェクトは送変電計画でありTable 9-1に示されている1976年から1993年までの18年間にビサヤ地域に建設される送変電計画の総投資額133.6百万USドルのうち34%を占める。これは本プロジェクトがビサヤ送変電計画の中で占める重要さを資金面からも立証している。(1993年までの総投資額のうち発電設備の占める割合は89%と大きいですが、ビサヤ地域の電力設備計画のうち、69kV送電線および受電変電所の多くが電化組合の責任で建設されるケースがかなりある。従ってビサヤ地域におけるNAPOCORの電源設備に対する投資比率が送変電設備の投資額に比して大なる理由である。)

1993年までの総投資額のうち89%は発電設備に投資されるが、発電設備の有効利用のために本プロジェクトは必要不可欠であり、電力輸送の大動脈としての性格を有するものである。また本プロジェクトの送電設備は架空送電線と海底ケーブルからなるが、その耐用年数は50年と長い。

一方財務分析の結果からみてNAPOCORのビサヤ地域のネット・インカムは3島連系が完成する1985年以降でないとは黒字に転じない。これは主として、1984年まではディーゼル発電所主体の電源構成による発電コストが高いことによる。

このようにビサヤ地域全体の中での本プロジェクトの性格を位置づけた場合、総投資額の89%に達する発電設備の有効利用のために電力設備の中で流通の基幹的な役割を負う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。

※ 直接工事費の比率

10.3 財務分析

NAPOCORは電力系統別に原価主義をとりそれぞれの電力系統別に電気料金を定めている。すなわちルソン、ビサヤスおよびミンダナオの3電力系統別に電気料金が決められている。ルソンおよびミンダナオ電力系統はほぼ全島を69kV以上の電力系統でカバーし、従って夫々単一の料金制度のもとにある。しかるにビサヤス地域はいまだに連系された電力系統はなく、従って現状でディーゼル発電設備のみで電力供給を行っているパナイ島とセブ島は同一の料金、ネグロス島とボホール島は小水力を有するので、この点を考慮した同一料金制度のもとにある。レイテ島およびサマル島についてはレイテ島のパイロットプラントである地熱発電所はあるが、他にNAPOCOR発電設備がないため電気料金を決めていない。

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%の値上げを行った。ビサヤス電力系統を構成する発電設備はセブ島のNaga石炭火力発電所が完成しても、地熱発電所が本格的に稼動する1985年頃まではディーゼル発電所が主要電源である。ディーゼル発電の場合の燃料コストを考慮するとビサヤスの電気料金は新しい電気料金に対しさらに20%程度の値上げとする必要がある。しかしこれはNAPOCOR全体としてビサヤス地域の赤字を負担(すなわちルソンおよびミンダナオの需要家がビサヤス地域の発電コストの一部を負担していることになる)するという配慮がなされてのことかも知れない。

以上のように財務分析にあたってはビサヤス地域全体での料金収入の面から、コストはこの料金収入に対応するものとして1976年から1993年までにビサヤス地域に投資される電力設備のコストから評価するものとする。

10.3.1 前提条件

(1) 電気料金

パナイ・ネグロス・セブ3島連系およびレイテ・サマル2島連系が完成するとNAPOCORによって電気料金の単一化がなされると思われるが、現状でこの料金を想定することは困難なので、1980年2月27日より適用されている電気料金と、レイテ・サマルについては現在Tongonan地熱発電所が受電している電気料金をベースに財務分析を行うものとする。

なお電気料金はすべてNAPOCORより電気事業者に卸売される場合の電気料金である。

	P/kWh	US\$/kWh	US\$/MWh
Cebu & Panay Grids	0.443	0.0591	59.1
Negros & Bohol Grids	0.348	0.0464	46.4
Leyte & Samar Grids	0.300	0.0400	40.0

(2) 電力設備の総投資額

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。従って調査団は 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, 変電設備のすべてを対象に財務分析を行う。

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するものとするが, レイテ・サマール連系系統については, 既に日本より借款供与が決まっているので, この建設費を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, 将来予想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現行料金制度をベースとし, また必要投資額は 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を除いた評価で良い。

Appendix A-4 に発電設備, 送電設備および変電設備の年度別必要投資額を示す。

10.3.2 計算方法

(1) 資金コスト

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% は世界銀行等の国際金融機関から借款とし, 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, 次の如く定めた。

外貨分

金 利 : 6.0% / 年

償還期間 : 25 年 (内 5 年据置)

償還方法 : 元本均等

内貨分

金 利 : 10.0% / 年

償還期間 : 13 年 (内 3 年据置)

償還方法 : 元本均等

但し, 政府間開発援助

金 利 : 3.5% / 年

償 還 期 間 : 25 年 (内 5 年据置)

償 還 方 法 : 元本均等

世界銀行

金 利 : 8.0%/年
コミットメントチャージ : 0.75%/年
償 還 期 間 : 20年(内4,5年据置)

アジア開発銀行

金 利 : 8.7%/年
コミットメントチャージ : 0.75%/年
償 還 期 間 : 25年(内5年据置)

以上の融資条件のもとで Appendix A-4 に示す発電設備計画, 送電設備計画および変電設備計画の必要投資額を年度別に展開し, さらにこの期間の建設中利息を上述の借款金利で算定した。

また元本の返済は外貨分については各年の投資額に見合う元本が5年後から内貨分については3年後に元本均等で返済されるよう計算を行った。

(2) 運転維持費

運転維持費については各計画の直接工事費に対し, 次の係数を乗じて算定した。これらの係数は大旨各国の電気事業者によって認められた数値であり, 間接費(一般管理費, 事業税, 保険等からなる)を含むものである。

発電設備	石炭火力発電所	: 直接工事費 × 0.040
	ディーゼル発電所	: " × 0.030
	地熱発電所	: " × 0.030
	水力発電所	: " × 0.015
送電設備	架空送電線	: " × 0.025
	海底ケーブル	: " × 0.005
変電設備(通信含む)		: " × 0.025

(3) 設備の償却

各計画の設備は定額償却とし NAPOCOR が定めている各種設備別の耐用年数より算定した。

発電設備	耐用年数
石炭火力発電所	: 30年
ディーゼル発電所	: 18年
地熱発電所	: 20年
水力発電所	: 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
変圧器等： 25年

10.4 財務分析の結果

現行電気料金は第2次石油危機後1980年2月27日に改訂されたものである。しかしながら、ピ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が前提のもとでTable 10-2に示すネット・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ドルの黒字が期待できる。またキャッシュ・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。

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いつて良いであろう。

Table 10-1 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 10-2 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 10-3 Amortization Schedule

No.	Year	Foreign 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 10-4 Statement of Cash Flow

	Unit : 10 ⁶ US\$																
	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

1. The first part of the document discusses the importance of maintaining accurate records of all transactions and activities. It emphasizes that proper record-keeping is essential for transparency and accountability, particularly in the context of public administration and financial management. The text highlights that without reliable records, it becomes difficult to track the flow of funds and ensure that resources are being used effectively and efficiently.

2. The second part of the document focuses on the role of internal controls and audits in preventing fraud and mismanagement. It states that a robust system of internal controls is necessary to identify and mitigate risks before they become significant issues. Regular audits are also crucial for verifying the accuracy of financial statements and ensuring compliance with applicable laws and regulations. The document suggests that organizations should invest in training and resources to strengthen their internal control systems.

3. The third part of the document addresses the need for clear communication and collaboration between different departments and stakeholders. It notes that effective communication is key to ensuring that everyone is on the same page and working towards common goals. The text encourages the use of regular meetings, reports, and other communication tools to facilitate information exchange and decision-making. It also stresses the importance of listening to the concerns and suggestions of all stakeholders to improve organizational performance.

4. The fourth part of the document discusses the importance of staying up-to-date with the latest trends and technologies in the industry. It suggests that organizations should actively seek out new ideas and innovations that can help them stay competitive and meet the needs of their customers. The text also emphasizes the need for ongoing learning and development for employees, as well as for the organization as a whole. This can be achieved through various means, such as workshops, seminars, and online courses.

5. The fifth and final part of the document concludes by reiterating the key points discussed throughout the text. It emphasizes that success in any organization depends on a combination of factors, including strong leadership, effective communication, and a commitment to excellence. The document encourages organizations to embrace a culture of continuous improvement and to strive for the highest standards of performance in all aspects of their operations.

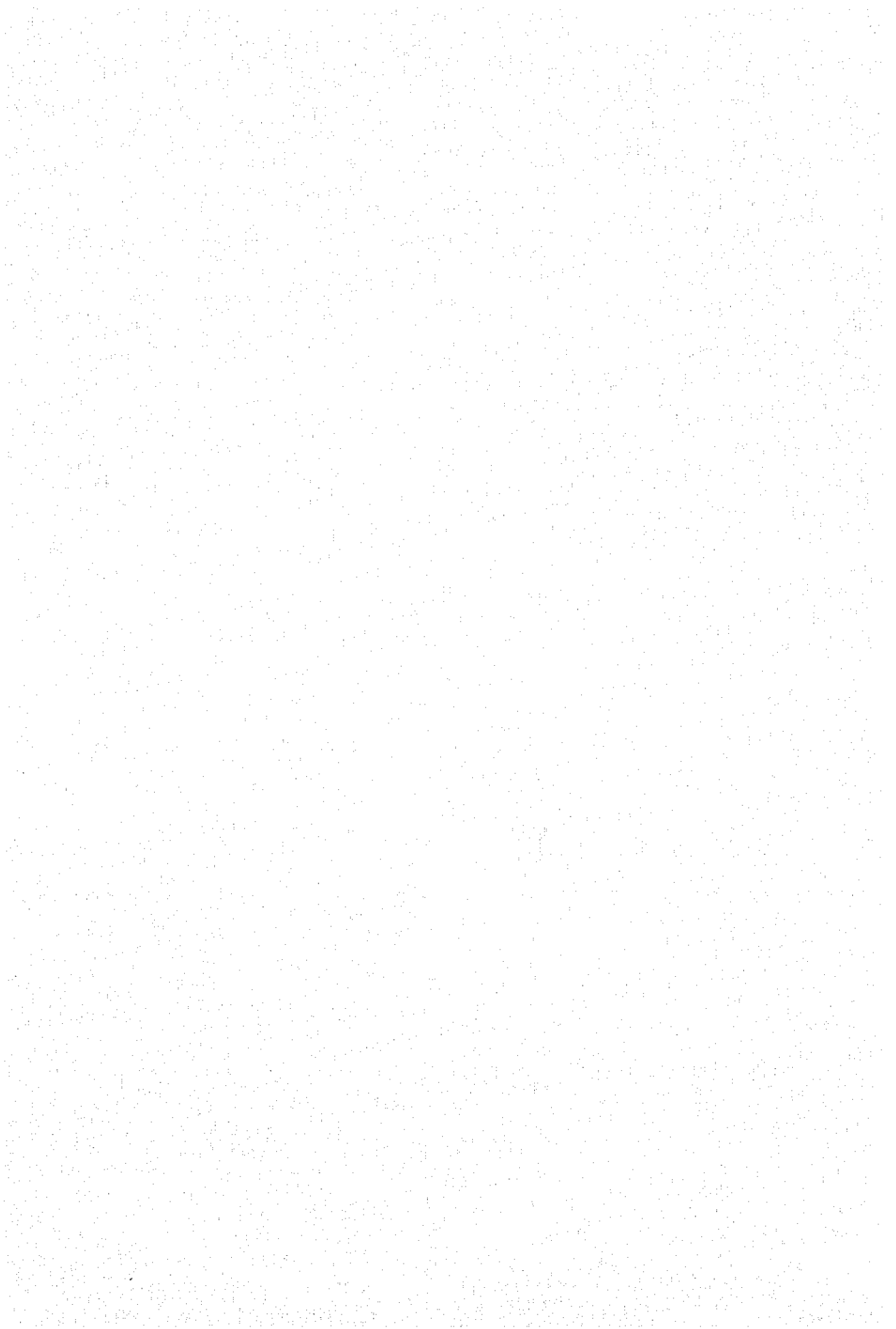
6. The first part of the document discusses the importance of maintaining accurate records of all transactions and activities. It emphasizes that proper record-keeping is essential for transparency and accountability, particularly in the context of public administration and financial management. The text highlights that without reliable records, it becomes difficult to track the flow of funds and ensure that resources are being used effectively and efficiently.

7. The second part of the document focuses on the role of internal controls and audits in preventing fraud and mismanagement. It states that a robust system of internal controls is necessary to identify and mitigate risks before they become significant issues. Regular audits are also crucial for verifying the accuracy of financial statements and ensuring compliance with applicable laws and regulations. The document suggests that organizations should invest in training and resources to strengthen their internal control systems.

8. The third part of the document addresses the need for clear communication and collaboration between different departments and stakeholders. It notes that effective communication is key to ensuring that everyone is on the same page and working towards common goals. The text encourages the use of regular meetings, reports, and other communication tools to facilitate information exchange and decision-making. It also stresses the importance of listening to the concerns and suggestions of all stakeholders to improve organizational performance.

9. The fourth part of the document discusses the importance of staying up-to-date with the latest trends and technologies in the industry. It suggests that organizations should actively seek out new ideas and innovations that can help them stay competitive and meet the needs of their customers. The text also emphasizes the need for ongoing learning and development for employees, as well as for the organization as a whole. This can be achieved through various means, such as workshops, seminars, and online courses.

10. The fifth and final part of the document concludes by reiterating the key points discussed throughout the text. It emphasizes that success in any organization depends on a combination of factors, including strong leadership, effective communication, and a commitment to excellence. The document encourages organizations to embrace a culture of continuous improvement and to strive for the highest standards of performance in all aspects of their operations.



JICA