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

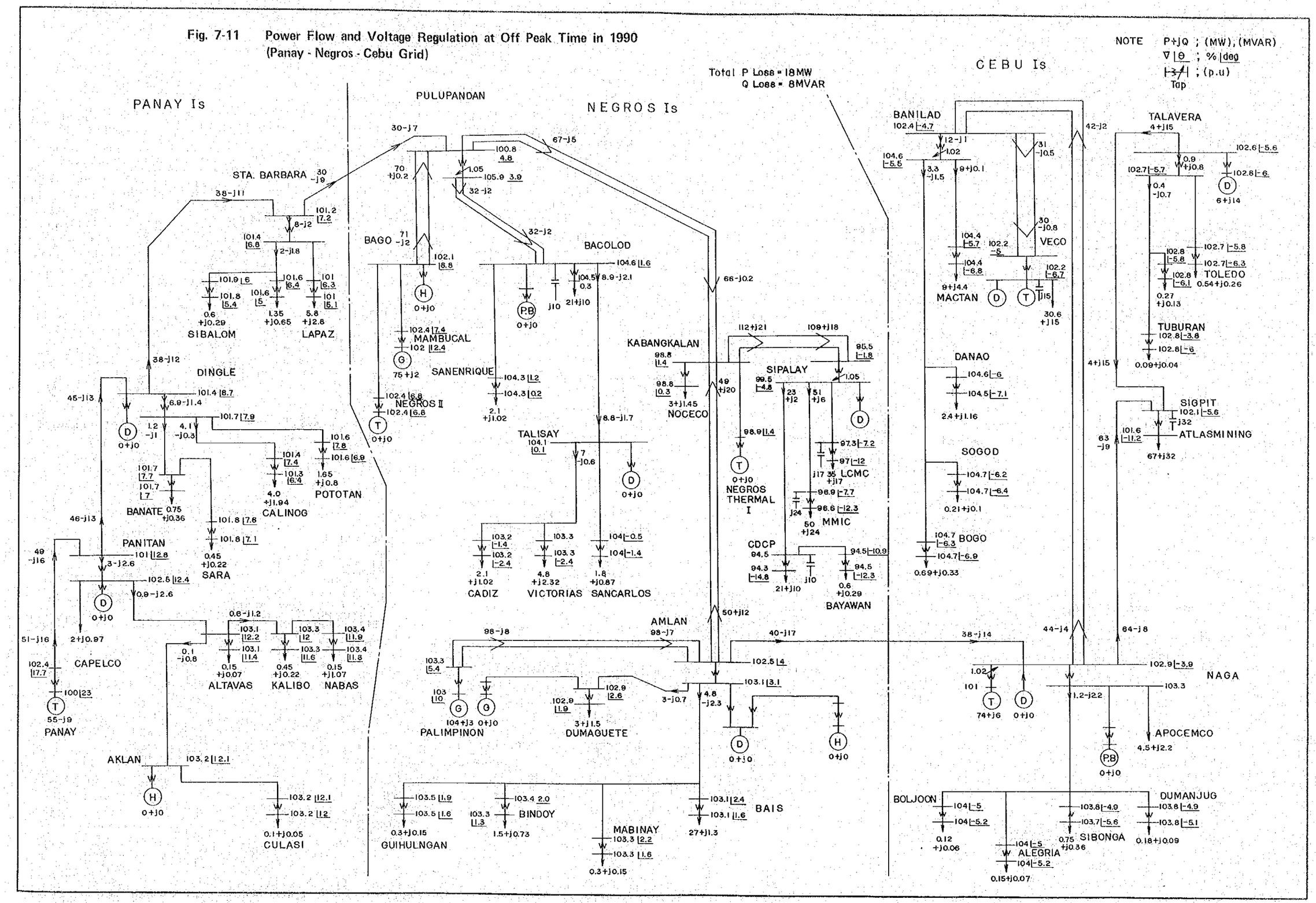


Fig. 7-12 Power Flow and Voltage Regulation at Peak Time in 1990
(Leyte - Samar Grid)

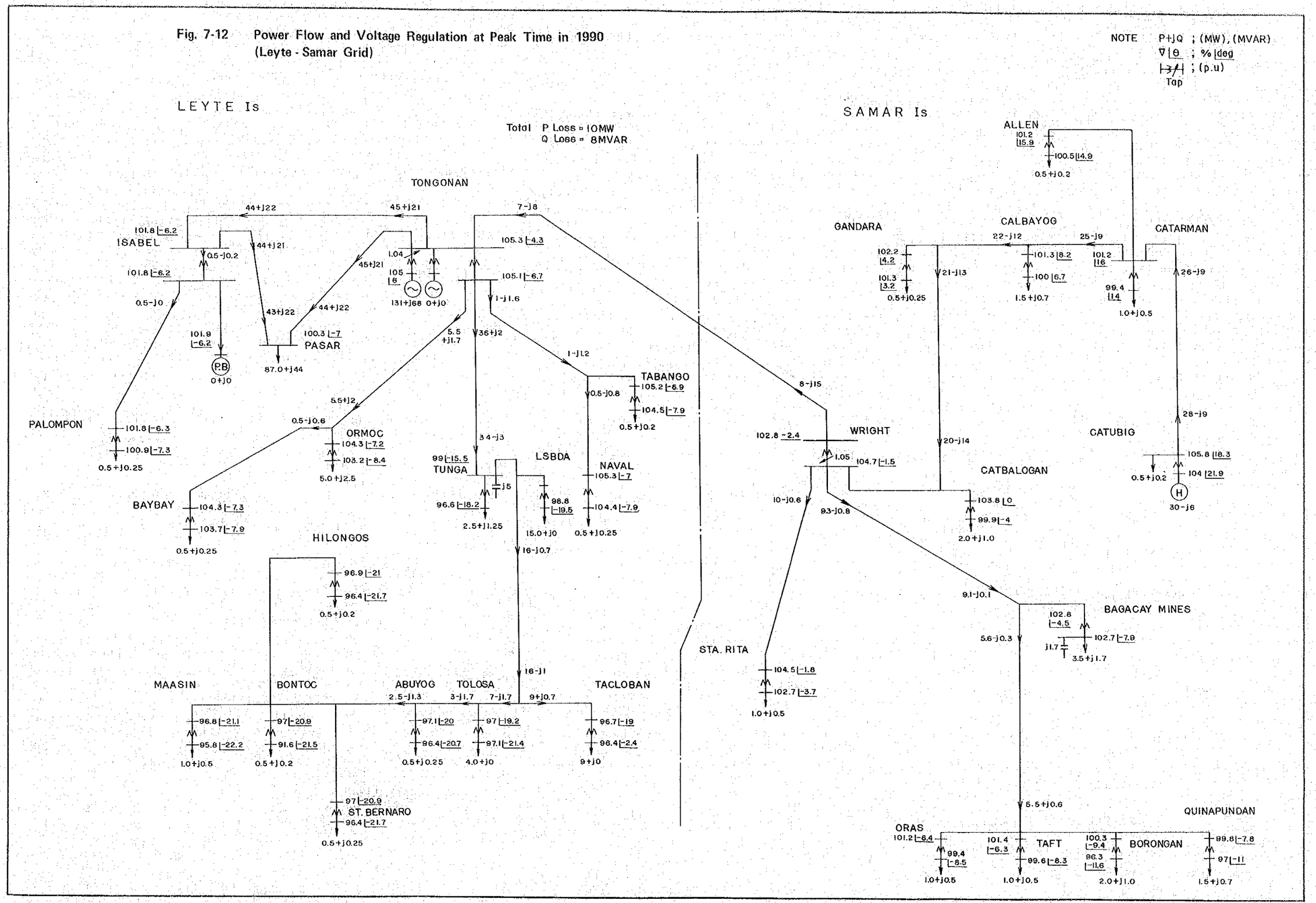
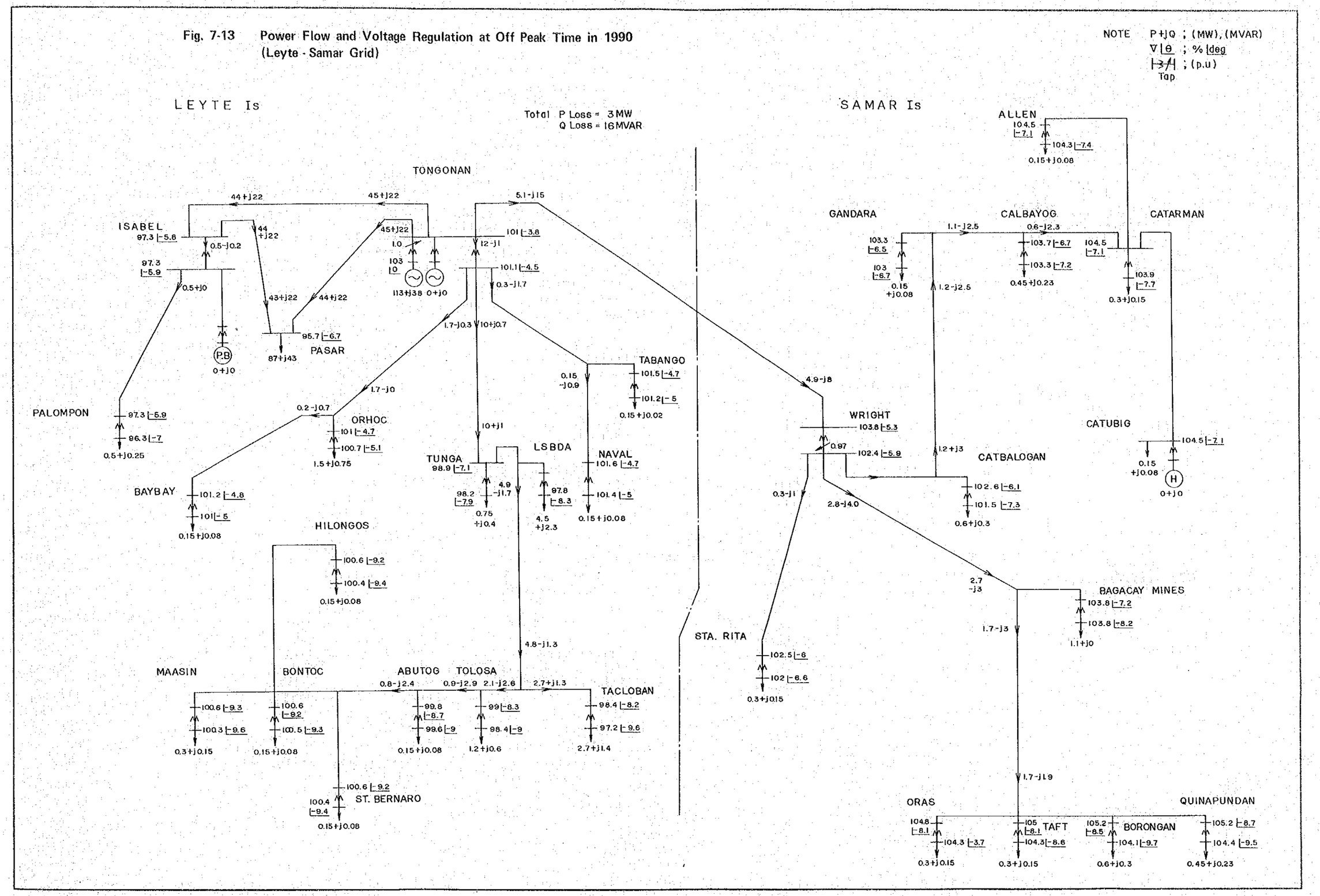


Fig. 7-13 Power Flow and Voltage Regulation at Off Peak Time in 1990
(Leyte - Samar Grid)



# 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

# 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

(1) 基本的条件

i) 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に，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

－138kV架空送電線　：　302km

1回線架線分　：154km

2回線架線分　：148km

－138km海底ケーブル　：　23.6km

Iloilo海峡分　：3.7km

Guimaras 海峡分：12.8km

Toñon 海峡分　：7.1km

－関連発変電所

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になろう。

国際連合で発刊されている“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: x10$^3$ 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

Unit: $10^3$ US$

| Item | Foreign currency | Domestic currency | Total | Remarks |
|---|---|---|---|---|
| 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，工事を発註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。

(1) 138kV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148km，1回線部分44km）およびセブ島送電線（1回線部分110km）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 steal 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註してから，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，各布設地点の亘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。

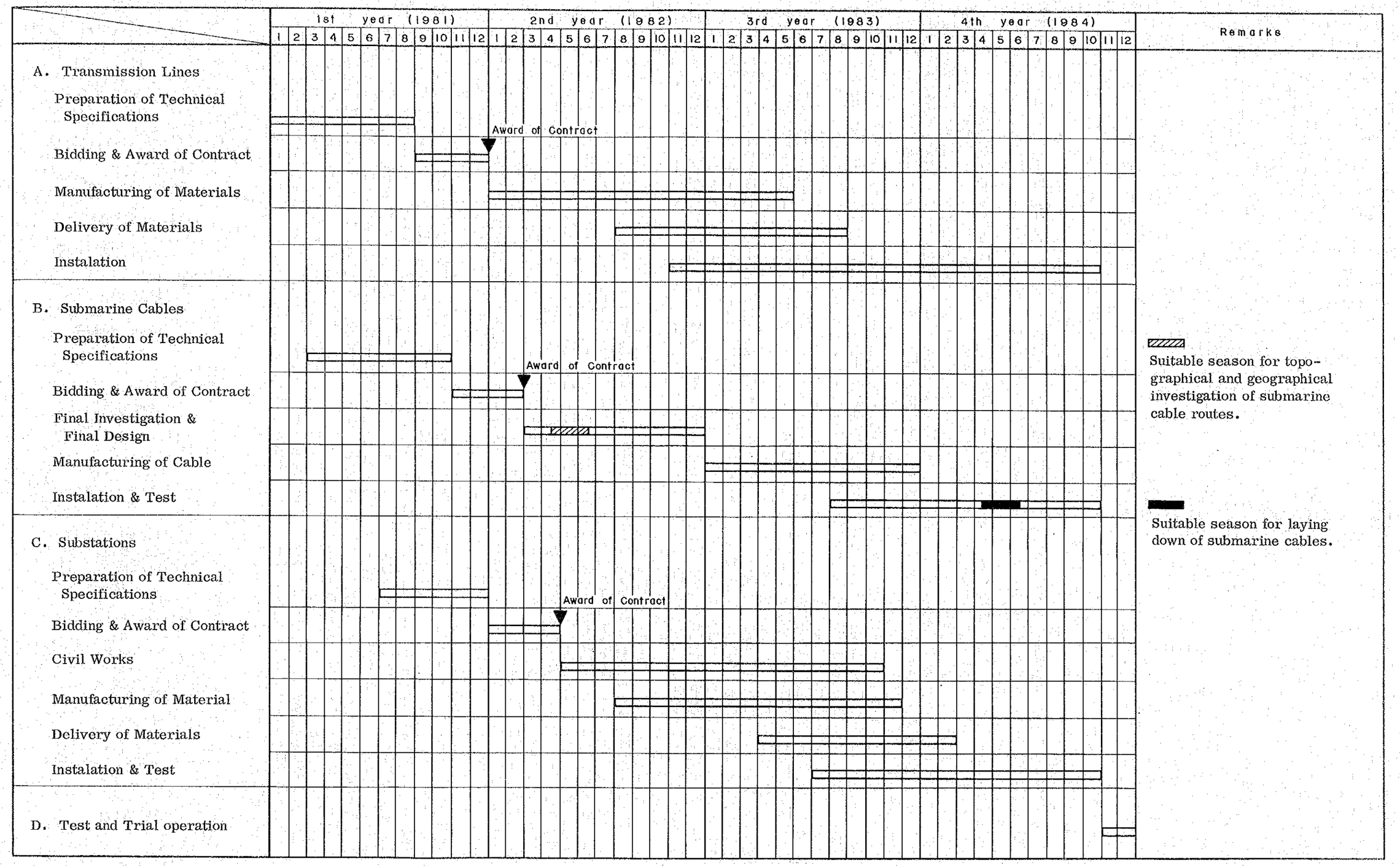
(3) 変電所の建設工程

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。

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



## 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 項パナイ・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ィビリティも立証ずみであり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。

# 第9章　経済評価

# 第 9 章　経　済　評　価

# 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。通常の送変電計画の場合は，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"緒論"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，電圧変動巾の縮小

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の大きさで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ス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

69,300kW×508US$／kW＝35,204×$10^3$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 (MW) | Construction Cost ($10^6$ 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パ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) | P ← N — C; 36 (Diesel); 0 | | | | P → N — C; 38 (Coal); 0 | | | | P → N — C; 22 (Coal); 0 | | | |

(P): Panay
(N): Negros
(C): Cebu

| | 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 → N → C; 5 (Coal); 28 (Geo) | | | | P ← N → C; 13 (Geo); 178 (Geo) | | | | P → N → C; 15 (Coal); 375 (Geo) | | | |

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6,300kcal／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1kWh当りの燃料費は次の如くなる。

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

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

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地点ですでに試堀蒸気井は合計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で試堀が進められておりTongonan地点の場合は既に20本の試堀蒸気井が堀られ，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1kWh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地点での蒸気井の堀削深さは平均1,600m，Palimpinon地点での蒸気井の堀削深さも1,500～1,600mであるので蒸気井堀削の直接工事費はTongonanもPalimpinonもほぼ同じ建設費とみて良い。Tongonanの実績平均堀削コストは蒸気井の地表面出口での直接コストが600千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に集められる。蒸気溜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査中であり，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の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（P0.100/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バーレル（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%（P3.0/literよりP4.5/liter），発電用の燃料として使用されるディゼル油および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（P1.564/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 by Coal (GWh) | Interchanged energy by Geo. (GWh) | Cost difference* Coal (US$/kWh) | Cost difference* Geo. (US$/kWh) | Merit Coal ($10^3$ US$) | Merit Geo. ($10^3$ US$) | Merit 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 | 35,204,000USドル |
| 広域開発によるメリット | 16,808,000USドル |
| 計 | 52,012,000US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。

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

すなわち本プロジェクトのうち連系設備だけで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Pulupandan－Amlan間の138kV，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。

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

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に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ゼル発電所の燃料コストの差を送電線を通過する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1kWh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島間の連系送電源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。

送電線年経費率 ： 0.101＋0.025＝0.126

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。

送電線 ： US$6.220×10³ ×0.126＝783×10³USドル

変電所 ： US$2.441×10³ ×0.135＝329×10³USドル

計　　1,112×10³US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。

（ディゼル燃料単価－地熱蒸気単価）×（1－送電損失率）×受電端年間電力量
＝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

# 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（発送設備）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っ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已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，最近完成したパナイ島の Dingle ディゼル発電所およびセブ島の Naga ディゼル発電

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Table９－１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 : $10^3$ 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Table９－１に示されている１９７６年から１９９３年までの１８年間にビサヤス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ス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％と大きいが，ビサヤス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。従ってビサヤス地域における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のビサヤス地域のネット・インカムは３島連系が完成する１９８５年以降でないと黒字に転じない。これは主として，１９８４年まではディ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。

このようにビサヤス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ー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・サマール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・サマールについては現在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っまているので，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 ： 60%／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，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。

このようにみるとビ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って良いであろう。

Table 10-1 Investment Schedule for Visayas Region

Unit : $10^6$ 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 | Borrowing | Foreing currency redemption | | | Borrowing | Local currency redemption | | | Borrowing | Total redemption | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Investment ($10^6$US$) | Principal ($10^6$US$) | Interest ($10^6$US$) | Total ($10^6$US$) | Investment ($10^6$US$) | Principal ($10^6$US$) | Interest ($10^6$US$) | Total ($10^6$US$) | 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 |

JICA