

RY

国際協力事業団

ホンデュラス共和国

ホンデュラス電力公社(ENEE)

エル・カホン水力発電所増設計画

調査報告書

要約版

JICA LIBRARY



1105480161

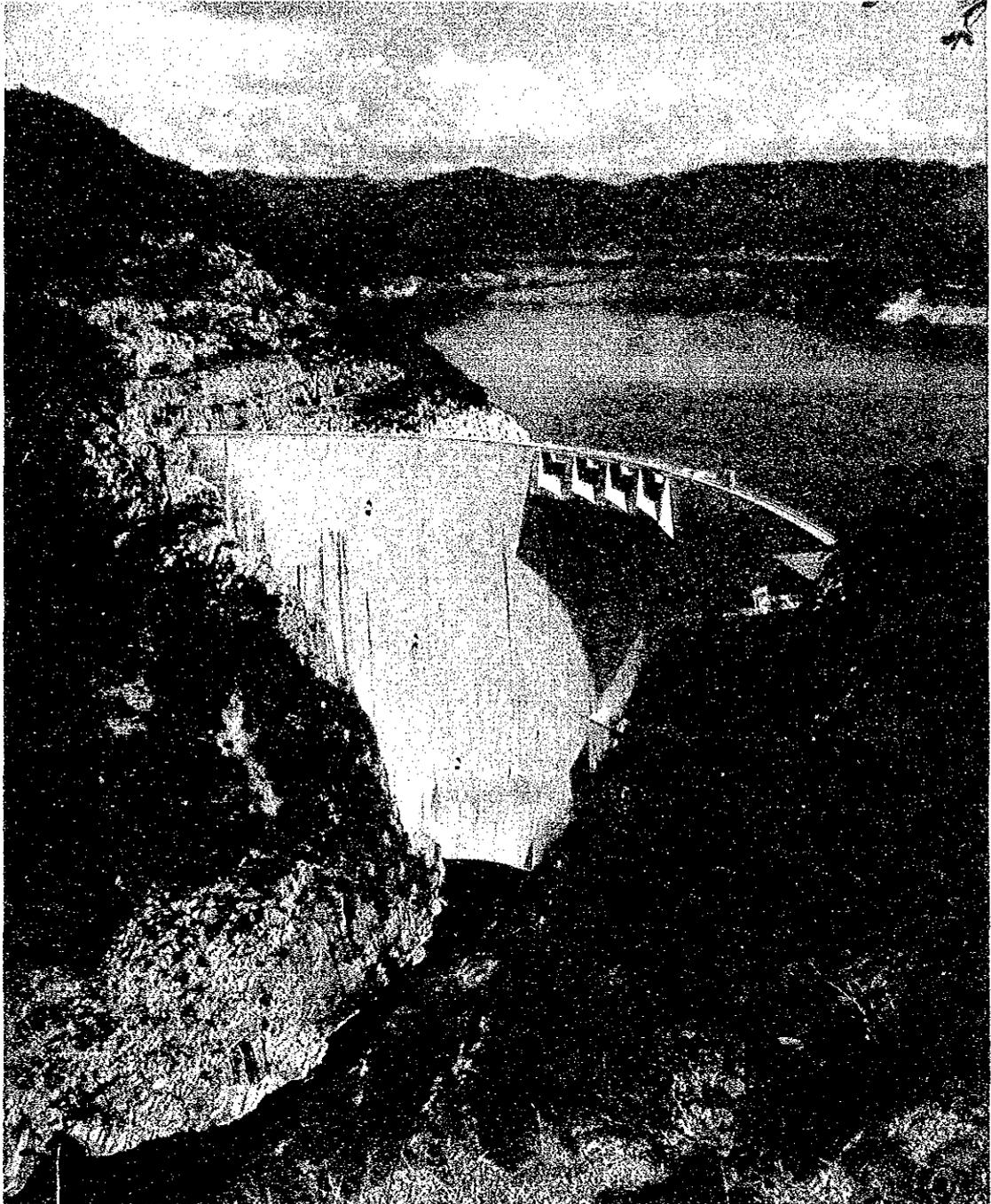
25082

1993年4月

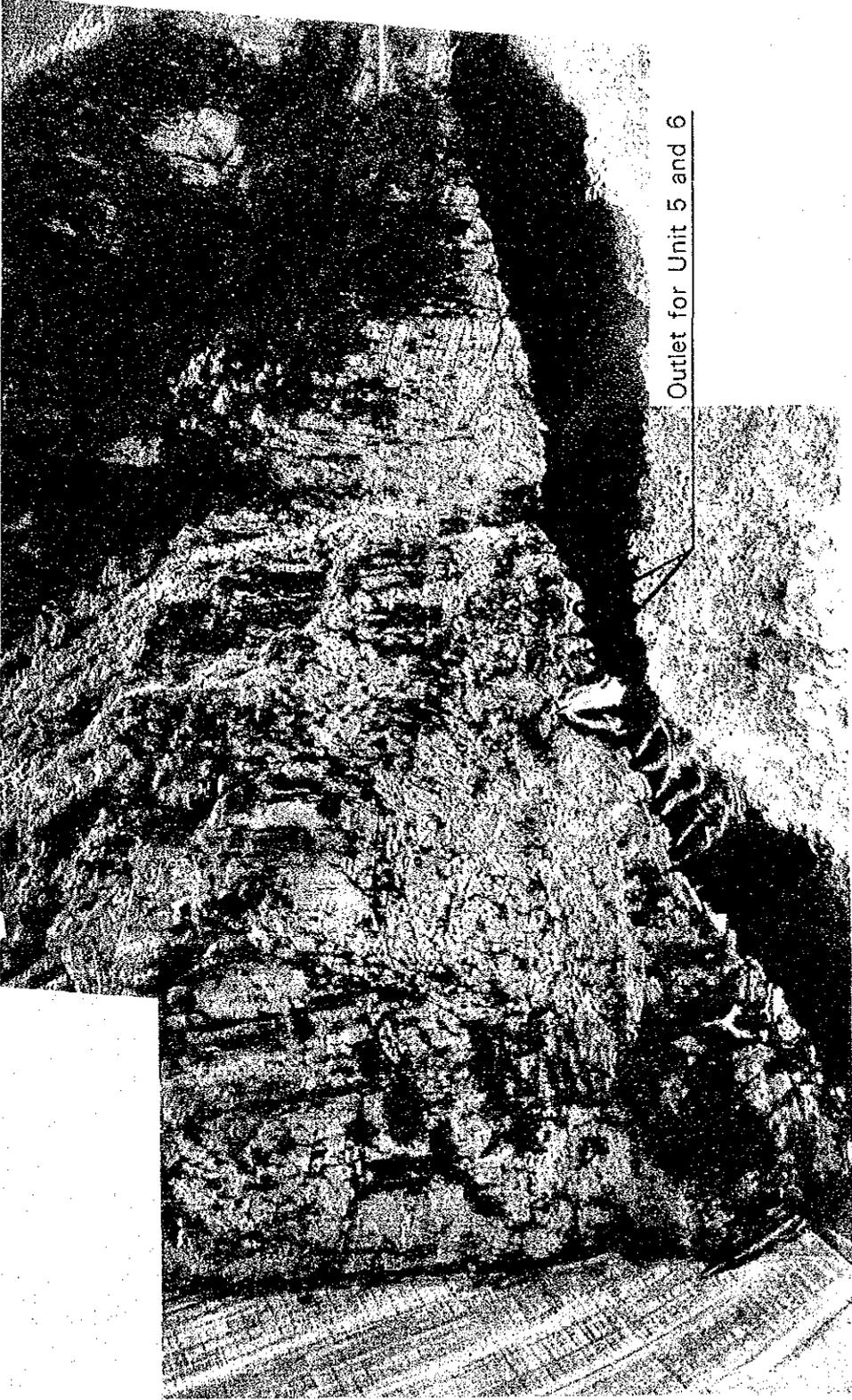
電源開発株式会社

国際協力事業団

25082

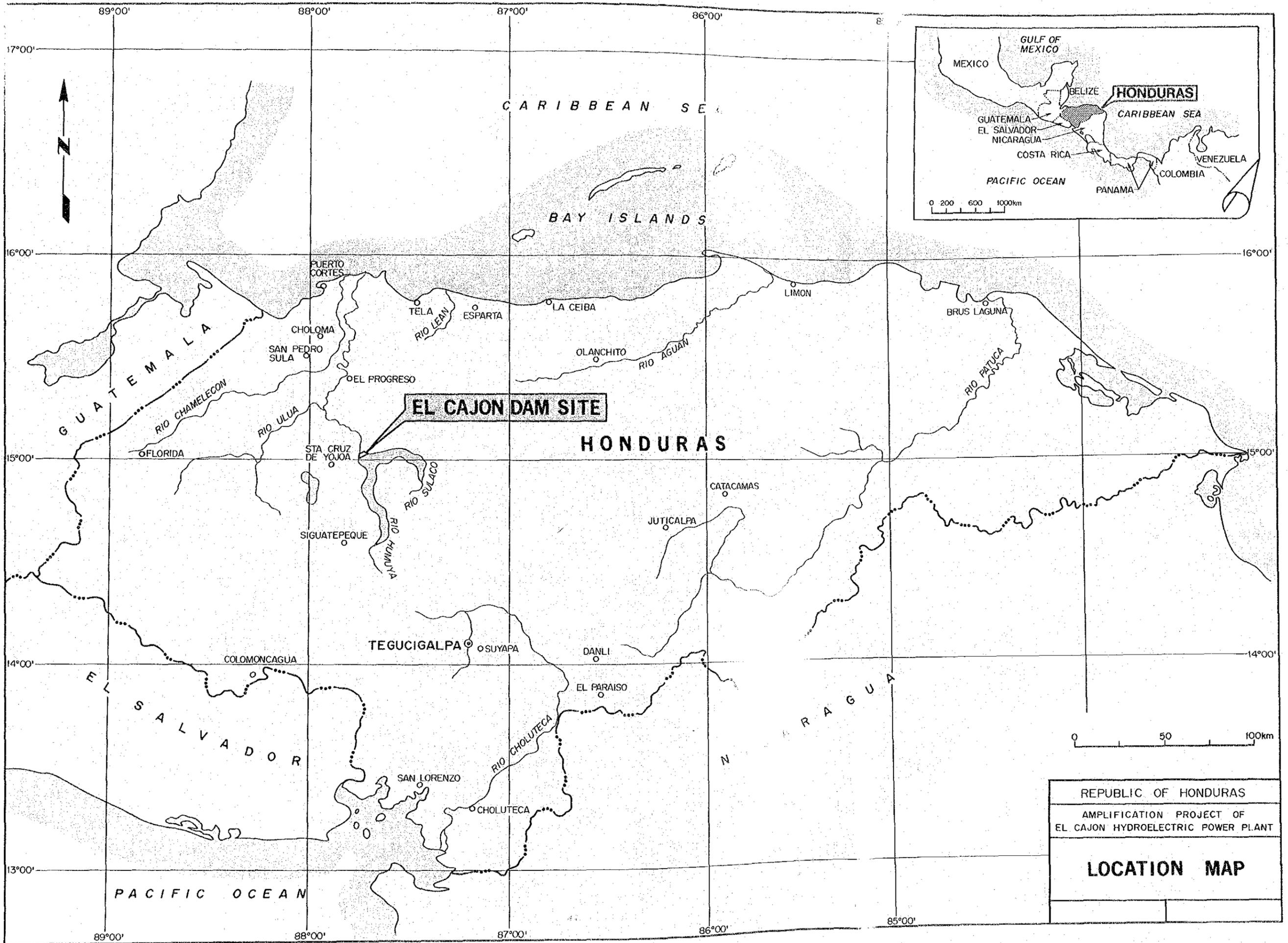


El Cajón Dam from Downstream Left Bank



Outlet for Unit 5 and 6

Tailrace Outlet from Downstream Right Bank



EL CAJON DAM SITE

HONDURAS

REPUBLIC OF HONDURAS
AMPLIFICATION PROJECT OF EL CAJON HYDROELECTRIC POWER PLANT
LOCATION MAP

目 次

	頁
結論と勧告	1
1. 序 論	4
1.1 経 緯	4
1.2 業務内容および現地調査	5
2. Honduras共和国の一般事情	6
2.1 地 理	6
2.2 気 候	6
2.3 人 口	6
2.4 経 済	6
2.5 エネルギー資源	7
2.6 運輸・通信	7
3. 計画地域の一般概況	8
3.1 計画地域の一般概況	8
3.2 水資源開発計画	9
4. 電気事業の現状	10
4.1 電力の現状	10
4.2 電気事業者	10
4.3 電力供給設備の現状	10
4.4 送変電設備の現状	11
4.5 電力需要供給の現状	11
4.6 送配電損失の改善策	12
5. 電力需要想定および供給計画	18

	頁
6. 気象および水文	21
6.1 気象および水文の概要	21
6.2 洪水解析	21
7. 地 質	24
8. 遠方送信設備	25
8.1 雨量・水位テレメータシステム	25
8.2 放流警報システム	26
9. 増設計画の検討	30
9.1 規模検討の諸条件	30
9.2 増設規模の検討	31
10. 送電計画及び系統解析	36
10.1 送電計画	36
10.2 系統解析	36
10.3 結 論	37
11. フィージビリティ設計	44
11.1 土木構造物	44
11.2 電気機器	47
12. 工事計画及び工事費	58
12.1 工事計画	58
12.2 工事費	58

	頁
13. 環境に対する影響	60
13.1 増設の環境に及ぼす影響	60
13.2 環境保全対策	61
14. 経済・財務評価	63
14.1 経済評価	63
14.2 財務評価	64
15. 今後の調査	67

List of Tables

Table 4-1	Maximum Demand
Table 4-2	Historic Load Data
Table 4-3	Energy Consumption by Sector
Table 5-1	Demand and Supply Balance
Table 6-1	Meteorology and Hydrology at Project Site
Table 9-1	Stage Development Plan

List of Figures

Figure 4-1	Power System of ENEE (Over 69kV, 1992)
Figure 4-2	Daily Load Curve
Figure 5-1	Demand and Supply Case 1 (1/3)
Figure 8-1	Rainfall, Meteorological and Gauging Station of El Cajón River Basin
Figure 8-2	Radiowave System of Rainfall and Water-level Telemetering
Figure 8-3	Discharge Warning Station of El Cajón River Basin
Figure 9-1	Completed Portion of El Cajón Hydroelectric Power Plant
Figure 9-2	Study on Optimum Installed Capacity
Figure 10-1	System of National Transmission Line (1992)
Figure 10-2	Power Flow of National Transmission Line (1992)
Figure 10-3	Power Flow of National Transmission Line (2006)
Figure 10-4	Result of Stability Study (1992)
Figure 10-5	Result of Stability Study (2006) (1/2)
Figure 10-6	Result of Stability Study (2006) (2/2)
Figure 11-1	General Layout
Figure 11-2	General Plan
Figure 11-3	Waterway (Plan, Profile and Sections)
Figure 11-4	Intake (Plan, Profile and Sections)
Figure 11-5	Penstock (Plan, Profile and Sections)
Figure 11-6	Powerhouse (Plan, Profile and Sections [1])
Figure 11-7	Powerhouse (Plan, Profile and Sections [2])
Figure 11-8	Tailrace (Plan, Profile and Sections)
Figure 11-9	Switchyard (Plan and Section)
Figure 12-1	Construction Schedule
Figure 14-1	Economic Evaluation
Figure 14-2	Financial Evaluation

結論と勧告

本計画はHonduras共和国の既設El Cajon水力発電所に隣接して建設されるEl Cajon増設水力発電計画である。

現在までの入手資料に基づく検討結果によれば、本計画は技術的および経済的観点からフィージブルであると結論づけられる。以下に結論の内容につき述べる。

— 結 論 —

- (1) Honduras共和国における電力需要は毎年着実に伸びており、1986年から1991年の最近5ヵ年の発生電力量の平均伸び率は9%を記録している。また1991年のピーク電力は377MW、消費電力量は1,585GWhとなっている。一方、1991年現在の電力設備は約511MWである。需要想定の結果、最大電力と発生電力量は、それぞれ1995年に431.1MW、2,379.2GWh、2000年に545.2MW、3,047.1GWh、2005年に722.5MW、4,094.8GWh、2010年に961.6MW、5,534.3GWhに達するものと想定される。ENBEは電力需要を賄うためにガスタービン火力発電所(50MW)の建設を準備中であり、更にディーゼル火力発電所および水力発電所の開発計画を進めている。
- (2) El Cajon 水力発電所は、1985年に最大出力292MW(73MW×4台)で運転が開始されているが、当初より発電設備の増設(最終規模:73MW×8台)が計画されていた。この増設を目的として取水口、水圧管路は2ルート(“Cルート”および“Dルート”)が予め建設されている他、発電所の一部についても掘削工事が行われている。
最適増設規模の検討に当たっては、これら先行施工された構造物の有効利用を優先して考慮した。その結果、経済性の最も高い“Dルート”開発の146MW案(73MW×2台)が選択された。
- (3) “Cルート”および“Dルート”同時開発の292MW案(73MW×4台)は経済性を有しているものの、“Dルート”の単独開発案に比べて経済性が劣る上、Honduras国の電力需要の伸びから判断すると、全設備が有効化するのは2020年頃となるため、現時点ではこの同時開発案は過大な計画であると判断される。

(4) “Dルート”開発案の新たに工事する土木設備は、水圧管路が内径4.2m～3.0m、総延長221.605m、発電所は既設に隣接し幅29.5m、高さ41.40m、奥行42.75mの地下式発電所である。放水路は2条で内径4.2m、延長100.30mである。

電気機器については、水車型式および発電機はそれぞれ立軸フランシス水車（75MW）、立軸三相回転界磁（91,250kVA）とした。

(5) 電力需要の伸びおよび最適開発規模の両面から発電設備の投入時期を検討した結果、5号機（73MW）は2002年、6号機（73MW）は2006年の運開が妥当である。

(6) 送電計画・系統解析

1992年と2006年の2断面について、潮流計算、短絡容量及び安定度についてコンピューターを使用して検討した。検討の結果、1992年においては設備の増改良もなく運転上問題はない。

2006年においては、1部の送電線の増設、変電所のバンクの増設、電圧調整装置の設置を条件に、運転上問題がないことが確認された。

なお、El Cajon発電所の引出し、送電線の増改良の必要はない。

(7) 1985年の既設発電所運転開始以来、現在までに環境面から重大な問題は起きてない。今回増設計画に当たり環境の現状を変化させる要因としては、発電放流量の増加が主なものである。しかし放流量の増加による水位上昇は0.4m～0.6mであり、上昇速度も約0.3m/時間と遅く下流域に重大な影響は与えない。

(8) 本計画の開発に要する投資額は1992年10月現在 US\$110,077×10³ であり、その内訳は以下の通りである。

水路、発電所および付属設備

内 貨 US\$ 17,692×10³

外 貨 US\$ 92,385×10³

計 US\$110,077×10³

増設発電所のkW当たり建設費は US\$754 であり、本計画の建設期間は5号機は3.5年、6号機は1.5年と想定した。

(9) 本計画の経済評価を行うため、代替発電設備としてガスタービン発電所を想定して本計画と比較した。その結果、本計画の純現在価値額 (B-C)、便益・費用比率 (B/C) およびBIRRは、それぞれ US\$15,076×10³、1.12および16%となった。

また、本計画実施による電力量の増加が期待できないため、通常の財務評価に替えて本計画が財務的に成り立つように追加的電力販売料金収入 (財務的便益) を検討した。その結果、電力料金の値上げ率を5%とした場合、財務的内部収益率が12.4%となり予想借入金利を超過することになる。

— 勸 告 —

(1) 本計画の実施による環境に与える重大な影響は考えられないが、これまで行われて来た貯水池築造による環境調査・研究は今後も実施を継続すべきである。

(2) 貯水池流域内の降雨・水文観測所データのテレメータ工事は、本計画の工事費には含まなかったが発電所運用計画のため出来る限り早く実施すべきである。

(3) 本計画の詳細設計および入札書類の作成等建設に必要な諸準備を早期に実施する必要がある。

(4) 本計画の5号機が2002年に運転開始する場合には、詳細設計、工事資金の準備、工事入札およびコントラクターの選定、更に3.5年の建設工事期間を見込むと1996年1月には詳細設計を開始する必要がある。

1. 序 論

1.1 経 緯

Honduras国における電力供給は、1957年に設立されたENEEにより賄われている。1991年末現在、発電設備容量は512MWであり、最大電力で377MWを記録している。発電設備容量の内訳は、水力423MW（83%）、火力89MW（17%）となっている。

特に発電電力量の中で1985年に完成したEl Cajon水力発電所（292MW）の占める割合は70%にも及び、運転開始以来相当の供給余力を有していたため、これをNicaragua, Costa Rica, Panama等へ売電し外貨を獲得してきた。

しかし、1990年、1991年の電力需要の伸びが大きく、1991年末には輸出余力がなくなったため、1992年には輸出を打ち切る方針が出されている。

一方、ENEEの電力需要予測によると、最大電力及び発電電力量は、1990年にはそれぞれ365MW、1,917GWhであったが2010年には962MW、5,532GWhになると予測されている。この急激な伸び（最大電力の年平均増加率5.0%、発電電力量の年平均増加率5.4%）に対して、ENEEは水力発電、ガスタービン発電等の適切な開発及び老朽化したディーゼル発電のリハビリ等を計画している。中でもHonduras国は非産油国であることから自国の豊富な水資源の有効活用を図るため、水力による電源開発を最優先に位置づけている。

このうちEl Cajon水力発電所の増設計画は1985年に最大出力292MW（73MW×4）で運転開始した発電所を増設するもので、第1期工事当初より増設（最終規模584MW）を考慮して取水口、水圧管路、発電所の一部について先行工事が実施されている。

ENEEは電力需要増に対する基本的対応として、2000年代の初めの頃までは、水力優先の方針にも拘らず、開発調査の遅れで新規水力電源の投入は困難との判断している。このため1993年頃から新規火力（ディーゼル等）の投入および既設火力を含めた火力設備の運転形態をピーク発電よりベース電源に変更し、El Cajon水力発電所の増設計画をピーク対応として位置づける検討を行った。その結果、増設計画は経済性、環境及び貿易収支の面から優れているとの結論に達している。

この様な観点から、増設計画を実現して行くため、Honduras政府は日本政府に対して1991年5月増設計画のフィージビリティ調査に関する技術協力を要請して来た。日本政

府はこの要請を受けて1992年1月に国際協力事業団（JICA）に委託し、事前調査団を Honduras国に派遣し、同政府と意見を交換するとともに現地の概括踏査を行った。その結果に基づいて、JICAとENEEとの間で、“Scope of Work for the Feasibility Study on Amplification Project of El Cajon Hydroelectric Power Plant in the Republic of Honduras” が締結された。

1.2 業務内容および現地調査

本調査の目的は、El Cajon水力発電所増設計画に関し現地調査及び国内作業を実施し、技術的、経済的及び財務的に最適な増設計画を策定して、フィージビリティ調査報告書を作成すること、および本調査を通しHonduras国側カウンターパートに対し技術移転を図ることにある。

1992年6月、JICAは前記“Scope of Work”に基づいて、その業務を開始した。続いてJICAは本計画の現地調査のため下記の調査団をHonduras国に派遣した。

1992年6月10日～1992年7月9日	:	第1次予備調査
1992年10月24日～1992年11月7日	:	中間報告書協議
1993年1月25日～1993年2月8日	:	最終報告書（案）協議

2. Honduras共和国の一般事情

2.1 地 理

Honduras共和国は中央アメリカに位置し、北緯16° 30' ~13° 25'、西経83° 10' ~ 89° 20' に囲まれている。国土の周囲は、西側はGuatemala, El Salvador国境、北側はCaribe海、南東側はNicaragua国境、南西側は太平洋に接している。行政面では首都のあるFrancisco Morazan県を中心に全国を16県に分けており、首都のTegucigalpa市は平均標高約1,000mの中央溪谷に位置している。国土の面積は112,088km²である。

2.2 気 候

Honduras国の気候は一般的に低地や沿岸部では気温が高く、内陸部では標高の関係で温暖・冷涼となっている。平均気温は20~30℃で、雨期（5~10月）と乾期（11~4月）に分けられる。

2.3 人 口

1989年の人口は約437万人で、その約60%が首都Tegucigalpa（人口 624,500人）を中心とする中央溪谷（Valle Central）に集中している。また人口密度は39.0人/km²である。

2.4 経 済

Honduras国の経済活動の中心となっているのは農牧業およびその関連産業である。資源的には農業以外に森林資源にも比較的恵まれている。

主要農産物はバナナ、コーヒー、トウモロコシ、サトウキビで、そのうちバナナの約60%、コーヒーの約85%が輸出に向けられている。綿花も生産量は少ないが殆ど全量が輸出されている。木材は主に松、杉とマホガニーである。

2.5 エネルギー資源

Honduras国のエネルギー構成は、薪、原油、バガス（砂糖・てんさいの搾りかすの燃料）、水力の一次エネルギーと、重油、航空燃料等精製済の二次エネルギーから構成されている。このうち、石油類は全て輸入されている。

この国に内在する主なエネルギーは、薪と水力となっている。薪については森林の減少が問題になっているが、その対策に造林事業の振興を計るなど森林資源の涵養に努めている。水力資源については、包蔵水力が2,800MWから6,000MWのポテンシャルがあるとされている。

1991年末現在の電力供給設備は511MWで、水力発電設備（423MW）と火力発電設備（89.3MW）の比率は83：17である。1991年末時点の電化率は47%となっている。

2.6 運輸・通信

Honduras国内の輸送手段は、道路、鉄道、海運、航空である。輸送システムの中で最も重要な役割を果たしているのは道路である。

鉄道は北部海岸でバナナ等の輸送用に敷設されているのみである。

国内での通信手段は郵便、電話、電信である。郵便は特定地域を除いて郵便配達制度がないため、郵便物受取りのため、私書箱が多用されている。

電話は普及率が低く、全国平均で100人当たり1.4台、首都Tegucigalpaで5.9台である。全国の主要都市では電話は自動化されておりダイヤル直通で利用出来るが、地方の町村では交換手経由で通信出来る。

放送局は全国に約200局以上あり、Tegucigalpaにはテレビ局6局、ラジオ局46局がある。ラジオ局は中波、短波、FMで放送を行っており、その多くが商業局である。中継局を各地に設置し、全国放送を行う局も数局ある。

3. 計画地域の一般概況

3.1 計画地域の一般概況

(1) 自然概況

(a) 地形および地質

本計画地域であるEl Cajonダム地点はComayagua川（本流はUlua川）の中流部に位置し、ダムは1985年に建設され高さ226mのアーチダムである。

ダム地点の流域面積は8,220km²で、年平均流量110m³/sの河川流量を貯水する。

貯水池は総貯水容量5.65×10⁹m³、湛水面積は94km²である。ダム下流の地形は、30km下流にあるSanta Rita町まではV字渓谷をなし、急流で流下するが、同町から河口までの約120kmは緩い勾配で河川は蛇行している。

ダム附近の地質は白亜紀のAtima石灰岩と第4紀の沖積層、火山岩群から構成されている。本計画の地下構造物が建設される附近の地質は既設発電所施工記録によれば小さなカルストを有するが良好な石灰岩よりなることが知られている。

(b) 地震および気象

Honduras国は中米の山岳地帯に当り平均1,000m～1,500mの高原地帯が中央部から南部にかけてあるが、火山帯はEl SalvadorからNicaraguaに抜けているため、火山がなく同国を震源地とする地震はない。

El Cajonダムを含むComayagua川流域は上流部が温暖多雨気候（Clima templado lluvioso）で、ダム附近は熱帯雨林気候（Clima tropical lluvioso）である。

平均年降雨量は1,400mm、年間平均気温は約26.4℃である。

(c) 自然環境

Comayagua川流域は県都であるComayagua市周辺を除くと、殆ど森林に覆われており、流域内は少数の耕作地が点在している。ダム貯水池周辺には殆ど耕作地はないが、湛水のため一部に土砂崩れが散見される。

Comayagua川流域は動物相、植物相共に豊富であると言われているが、ダム築造後環境に関する影響調査のための作業が継続されている。

(2) 社会環境

(a) 行政区と人口

Comayagua川流域は流域の大部分がComayagua, Francisco-Morazan県にあり、下流域の1部分がYoro県に位置している。流域内の人口はComayagua県の全域とFrancisco Morazan県の1部で約25万人が居住しているが、人口の大部分はComayagua市周辺で農牧業、商業に従事している。ダム周辺にはBNEB関係者がダム管理に従事しているが貯水池周辺には小さな部落が散在しているのみである。

(b) 文化公共施設

ダム周辺にはBNEB関係者用の施設として学校、病院、教会、警察分署、公園、その他郵便局、役場等の公共施設も整っている。

(c) 交通・通信

Comayagua川流域には国道が縦貫しており、国道沿いにComayagua市、Siguatepeque町等の集落があるが、ダムを除いて貯水池には接近する交通手段はなく貯水池内をボートにより航行するのみである。

ダムへは建設当時の道路は約10kmで国道と接続しており、車で首都Tegucigalpaまで3時間、商都San Pedro Sulaには1時間の距離である。

通信手段は発電専用の通信回線の他、電話、通信設備が完備している。

(d) 産 業

Comayagua流域のうちHumuya支流流域はComayagua市を中心にHonduras国の穀倉地帯を形成している。その他の山間部はコーヒー栽培、牧畜等が盛んである。

3.2 水資源開発計画

本計画の下流30km地点にEl Cajon発電使用水を取水・発電するAgua de la Reina水力開発計画があり、現在フィージビリティ調査中である。計画概要は出力74,100kW、発電使用水量224 m³/s、落差36.8mである。

4. 電気事業の現状

4.1 電力の現状

Hondurasにおける電力供給は1957年に設立されたHonduras電力公社（ENEE）により賄われており、1991年末現在、発電設備量では512MW、最大電力では377MWを記録している。

電化に関しては首都Tegucigalpa周辺を中心に国の西部地区が進んでおり、東部地区の農村は殆ど進んでいないのが実態である。全体として電化率は47%（1991年における需要家数は約34万軒）と低く今後の電化率向上、特に地方電化が重要な課題になっている。送配電損失率に関しては23%程度（1990年値）と高いが、ENEEはこれを低減するため設備の整備、改善に取り組んでいる。

4.2 電気事業者

Hondurasの電力供給は政府機関であるENEBが発電から配電までの業務を一貫して行っている。その電力系統は国内の消費電力量の殆どをカバーしている。

ENEBは管理、運転、および技術・建設の3局に分かれており、更にこれらを支援する企画・プロジェクト管理および制御・損失対策の2部がある。

4.3 電力供給設備の現状

ENEEの発電設備量は1991年末現在で511.8MWである。その内訳は水力発電423MW（82.6%）、火力発電88.8MW（17.4%）と水主火従の電源構成である。

水力発電所は4地点があり、中でもEl Cajon水力発電所（1985年運開）は出力（292MW）および発電々力量（平均年で1,403GWh）とともに大きく、電力供給力の要となっている。

一方、火力発電設備については電力系統に連系され、かつ、運転を行っている発電所は3地点88.8MWである。

4.4 送変電設備の現状

ENEEの既設送電系統を Fig. 4-1 に示す。

電力系統の基幹送電々圧は230kVであり主要発電所であるEl Cajonと需要地域であるTegucigalpaのSuyapa変電所およびSan Pedro SulaのProgreso変電所間をそれぞれ2回線で接続している。

Suyapa変電所からは230kV 1回線でPavana地方を經由してLeón変電所に至り、Nicaraguaの電力系統に接続されている。

Nicaraguaの電力系統はさらにCosta RicaおよびPanamaのそれとも接続しており、4ヶ国の電力系統は常時連系運用されている。

ENEEの電力系統はその他の主要地域とは138kV送電線で、地方の需要地とは69kV送電線で連系されている。

4.5 電力需要供給の現状

Hondurasの最大需要電力の月別実績を Table 4-1 に示す。1981～1991年の10ヶ年で需要電力は2.21倍となり、年平均の伸び率は8.2%と高い値を示している。

各年における最大負荷は4～5月、あるいは10～11月を中心に発生しているが、両者の値に大きな差はない。日負荷曲線の例をFig. 4-2に示す。

発電電力量の実績をTable 4-2 に示す。

連系地域の1991年の消費電力量は1585GWhである。過去10ヶ年の年平均伸び率は7.0%であるが、過去5ヶ年のそれは9.0%であり、近年の伸び率が高い。

これに対応する発電電力量は1991年に2114GWhであり、過去10ヶ年、5ヶ年の年平均伸び率はそれぞれ8.5%、10.7%と消費電力量のそれを上回っている。このことは近年の送配電電力量損失率が増加傾向にあることを示している。

需要部門別の消費電力量の実績を Table 4-3 に示す。

1989年の消費電力量は1359GWhであり、家庭用・商業用が合わせて52%を占め、過去10ヶ年の年平均伸び率がそれぞれ、7.7%、10.2%と着実な増加を示している。

工業用消費電力量は一時的には消費の伸び率が停滞したものの、1988年は13.8%、1989年には11.5%と好調な伸び率を示している。

4.6 送配電損失の改善策

ENEEの送配電損失電力量は Table 4-2 に示すように20%前後の値を示してきたが、近年これが増加する傾向にある。

これら損失電力量に占める配電損失電力量は約87%を占めており、ENEEはこれを低減するため1991年2月“A loss control program (Programa Nacional de Control de Péridedas)”を発足させ送配電損失率の目標レベルを12~14%と設定している。

“Seven Cities (Siete Ciudades) Project”はその具体化であり、1993年1月に着工しており、1996年に完了の予定である。

Table 4-1 Maximum Demand

Year	Integrated System + Isolated System											
	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Jan.	147.0	173.8	176.0	174.0	203.0	206.0	229.0	252.0	271.0	304.0	344.1	369.0
Feb.	157.0	176.5	182.3	191.0	211.0	217.0	239.8	247.0	280.0	328.4	356.0	404.9
Mar.	159.2	175.0	183.5	194.0	215.5	229.6	250.7	270.0	299.0	340.9	362.0	405.5
Apr.	170.6	179.5	188.5	208.0	209.5	217.9	238.6	276.5	305.0	341.0	377.0	410.4
May	169.0	179.1	192.0	203.0	212.5	221.8	243.0	275.0	316.0	351.0	369.0	394.7
Jun.	160.8	182.0	188.0	187.0	220.0	221.0	241.0	278.0	300.0	327.0	362.0	384.3
Jul.	159.4	164.7	171.5	183.0	210.0	205.8	222.0	267.0	301.0	316.4	350.1	388.3
Aug.	169.5	167.0	183.5	183.5	212.0	218.0	237.0	260.0	309.5	340.0	366.5	389.9
Sep.	160.7	164.0	186.1	188.0	204.0	217.5	250.0	271.0	294.5	329.6	369.5	409.5
Oct.	158.8	170.0	188.3	211.0	231.0	225.0	244.0	259.0	290.4	337.0	374.8	407.5
Nov.	154.0	177.0	193.0	189.0	217.0	234.0	254.0	286.0	308.0	331.0	366.0	-
Dec.	166.4	181.0	191.8	201.0	211.0	221.0	266.0	262.0	295.0	323.8	365.0	-
Maximum	170.6	182.0	193.0	211.0	231.0	234.0	266.0	286.0	316.0	351.0	377.0	410.4

Table 4-2 Historic Load Data

(Unit, MWh)

Year	Isolated System									
	Generation (GWh)	Exportation	Domestic Generation	Consumed Energy	Selling Energy	Loss Energy	Loss (%)	Generation	Selling Energy	Loss Energy
1981	953,418 (133,019)	17,696	935,722	803,703	821,399	132,019	13.8	25,571	19,721	5,850
1982	1,010,007 (163,998)	8,829	1,001,178	825,622	834,451	175,556	17.4	27,106	21,037	6,069
1983	1,097,510 (266,870)	1,587	1,095,923	897,999	899,586	197,924	18.0	27,599	22,334	5,265
1984	1,154,494 (280,157)	5,466	1,149,028	950,408	955,874	198,620	17.2	29,161	22,940	6,221
1985	1,352,520 (49,226)	134,155	1,218,365	1,038,540	1,172,695	179,825	13.3	31,231	26,239	4,992
1986	1,427,879 (5,849)	158,432	1,269,447	1,031,916	1,190,348	237,531	16.6	31,695	27,360	4,335
1987	1,746,284 (4,627)	321,969	1,424,315	1,113,596	1,435,565	310,719	17.8	37,078	31,895	5,183
1988	1,896,751 (3,044)	307,487	1,589,264	1,223,165	1,530,652	366,099	19.3	42,159	34,868	7,291
1989	1,989,631 (390)	221,180	1,768,451	1,321,714	1,542,894	446,737	22.5	38,648	37,605	1,043
1990	-	307,923	-	1,489,540	1,797,460	-	22.8	9,241	-	-
1991	*2,329,735	199,812	2,114,877	1,568,500	1,768,310	551,215	23.7	4,799	-	-

Table 4-3 Energy Consumption by Sector

Year	Energy Consumption (GWh)						No. of Customers	Maximum Power (MW)
	Residential	Commercial	Industrial	Governmental	Public Lighting	Total		
1981	240	123	402	37	21	823	154,937	170
1982	264	132	400	31	19	846	167,443	182
1983	281	137	439	38	25	920	180,104	192
1984	291	151	462	41	28	973	197,865	211
1985	330	177	450	80	27	1,064	212,546	231
1986	340	193	410	89	27	1,059	228,827	234
1987	372	230	412	104	28	1,146	244,633	266
1988	405	243	469	112	30	1,259	264,274	286
1989	436	267	523	101	31	1,359	291,041	316
1990	502	291	538	127	32	1,490	315,083	351
1991	539	316	550	138	26	1,569	333,977	377

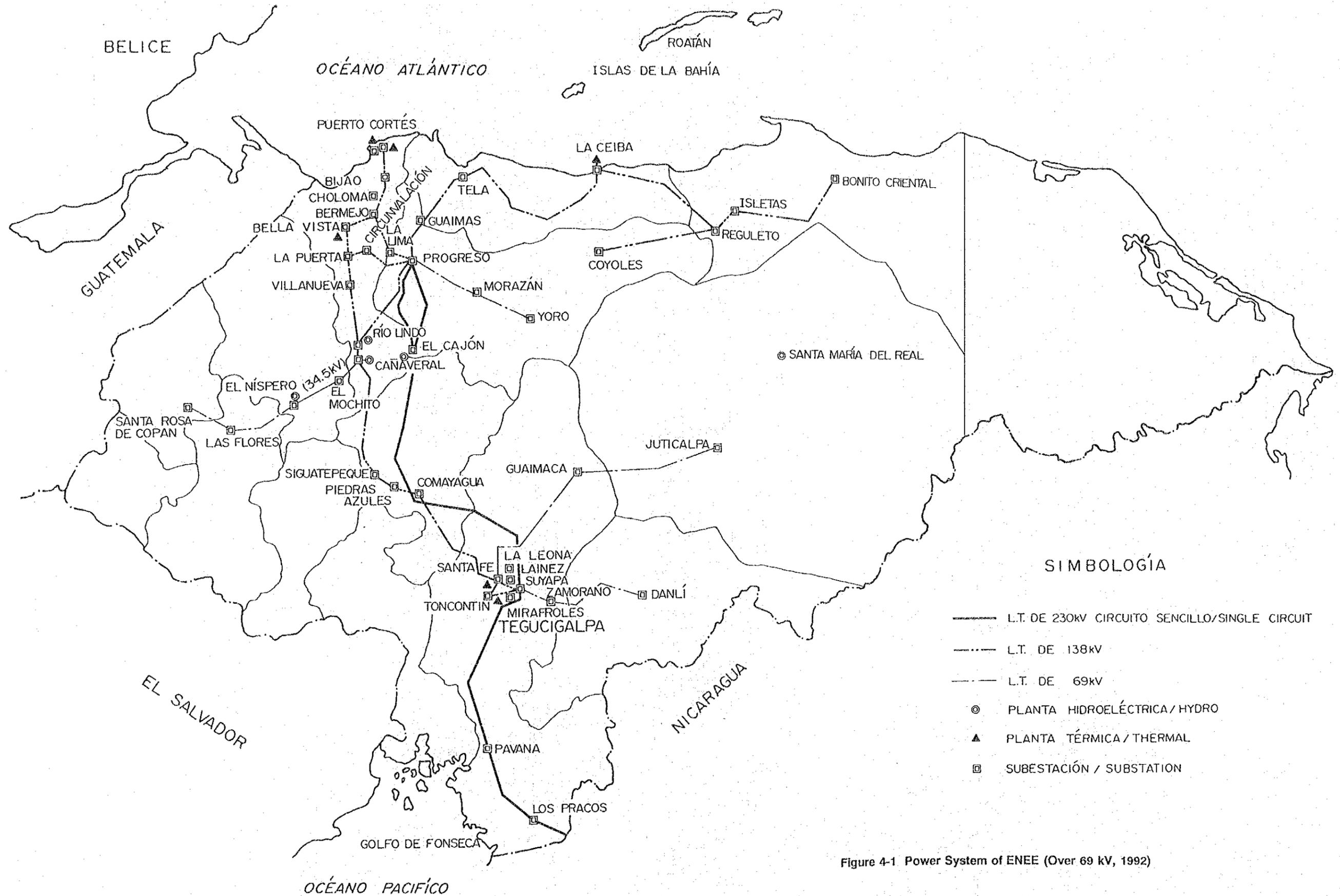


Figure 4-1 Power System of ENEE (Over 69 kV, 1992)

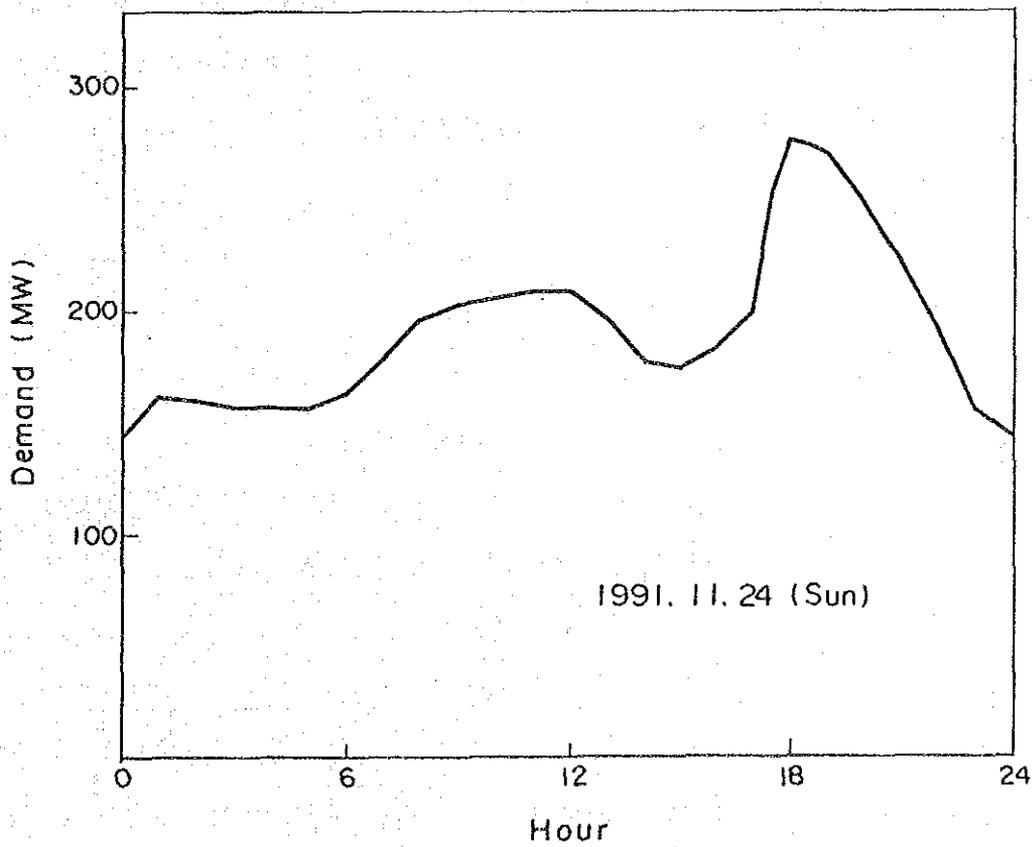
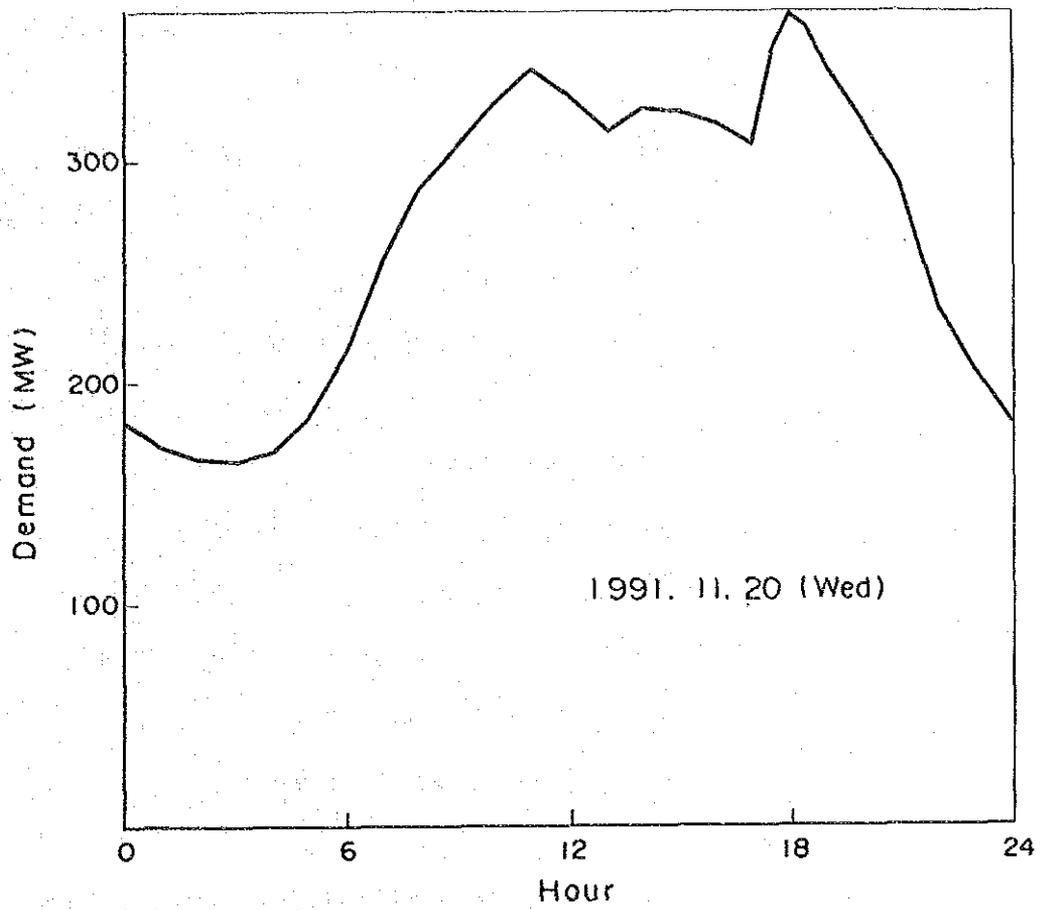


Figure 4-2 Daily Load Curve

5. 電力需要想定および供給計画

本計画が全国電力系統に投入されるためには、発電電力のみが必要とされる時期を見出す必要があり、ガス・タービン、ディーゼル火力、石炭火力、重油火力等の火力発電所群と、水力発電所としてAgua de la Reina水力を加え、2010年までの電力供給計画を立案し、電力需要想定値との間でkWhバランス、kWバランスの検討を試みた。今後開発される電源の単機出力はガス・タービン50MW、ディーゼル20MW、重油火力75MW、石炭火力90MW、Agua de la Reina水力57MW、El Cajon増設水力73MWとした。予備力はピーク負荷に対し15%相当出力を見込んだ。検討を行った3ケースは次の通りである。

Case 1 (Agua de la Reina水力を後年度に開発するケース)

Case 2 (Agua de la Reina水力を早期に開発するケース)

Case 3 ディーゼル火力のみ開発していくケースで、現実的ではないが、経済性のみを追求した案であり比較のために選定した。

経済比較は新規に開発される発電所の年経費について各発電所の運開年から2010年までの年経費について現在価値を求めこれを比較することとした。

その結果は次の通りである。

<u>Case</u>	<u>年経費の現在価値 (Million US\$)</u>
Case 1	521
Case 2	563
Case 3	514

Case 1 とCase 2 の比較において約8%の差が生じた。これはAgua de la Reina水力の投入時期の差と大容量重油火力をCase 1 では極力早めていることによるものである。

Case 1 とCase 3 との比較でいえばその差は比率で約1%であり、経済性の点からいえば同等であるといえる。しかしCase 3 はきめ細かな需給バランスを策定するために設けた特殊なケースである。1,000MWクラスまで電力系統が拡大すれば電源多様化あるいは燃料多様化の観点からも、また経済性の点からもCase 1 が妥当な開発計画となろう。これからEl Cajon増設時期は5号機(73MW)が2002年、6号機(73MW)が2006年の投入となる。

Table 5-1 Demand and Supply Balance

Year	Demand			Case 1					Case 2					Case 3				
	Power (MW)	Required Power (MW)	Energy (GWh)	Late Development of La Reina					Early Development of La Reina					Development by Diesel				
				Power Station	Firm		Available		Power Station	Firm		Available		Power Station	Firm		Available	
					(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)		(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)		(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
1990	364.7	419	1,917				462					462					462	
91	385.3	443	2,059				462					462					462	
92	410.2	472	2,192				2,362	462				2,362	462				2,362	
93	417.5	480	2,267				2,362	462				2,362	462				2,362	
94	419.7	483	2,298	GT1 (50)	172	47	2,534	509	GT1 (50)	172	47	2,534	509	GT1 (50)	172	47	2,534	
95	431.1	496	2,379				2,534	509				2,534	509				2,534	
96	443.6	510	2,464	D1 (20)	120	19	2,654	528	D1 (20)	120	19	2,654	528	D1 (20)	120	19	2,654	
97	461.3	530	2,566	D2 (20)	120	19	2,774	547	D2 (20)	120	19	2,774	547	D2 (20)	120	19	2,774	
98	486.9	560	2,713	D3 (20)	120	19	2,894	566	D3 (20)	120	19	2,894	566	D3 (20)	120	19	2,894	
99	515.1	592	2,874	D4 (60)	360	57	3,126	602	D4 (60)	360	57	3,126	602	D4 (60)	360	57	3,126	
2000	545.2	627	3,047	B1 (75)	432	70	3,558	672	D5 (40)	240	38	3,366	640	D5 (40)	240	38	3,366	
01	577.4	664	3,232				3,558	672	La Reina (57)	223	57	3,589	697	El Cajón #5 (73)	-	68	3,366	
02	610.4	702	3,427	El Cajón #5 (73)	-	68	3,558	740	B1 (75)	432	70	4,021	767	D6 (20)	120	19	3,486	
03	645.6	742	3,637	B2 (75)	432	70	3,990	810				4,021	767	D7 (40)	240	38	3,726	
04	682.8	785	3,858				3,990	810	El Cajón #5 (73)	-	68	4,021	835	D8 (40)	240	38	3,966	
05	722.5	831	4,095	B3 (75)	432	70	4,275	856	B2 (75)	432	70	4,306	881	D9 (40)	240	38	4,206	
06	764.1	879	4,351	El Cajón #6 (73)	-	68	4,275	924	B3 (75)	432	70	4,738	951	D10 (60) El Cajón #6 (73)	360	57	4,419	
07	809.0	930	4,621	B4 (75)	432	70	4,707	994				4,738	951	D11 (40)	240	38	4,659	
08	856.5	985	4,907	La Reina (57)	223	57	4,930	1,051	B4 (75)	432	70	5,170	1,021	D12 (40)	240	38	4,899	
09	906.8	1,043	5,211	C1 (90)	508	83	5,291	1,063	El Cajón #6 (73) C1 (90)	- 508	68 83	5,359	1,101	La Reina (57) D13 (80)	223 480	57 76	5,283	
2010	961.6	1,106	5,534	C2 (90)	508	83	5,627	1,146	C2 (90)	508	83	5,867	1,174	D14 (40)	240	38	5,523	

To be retired
 { la Ceiba in 1999
 Cortes I in 2005
 Cortes II }
 GT1 in 2009

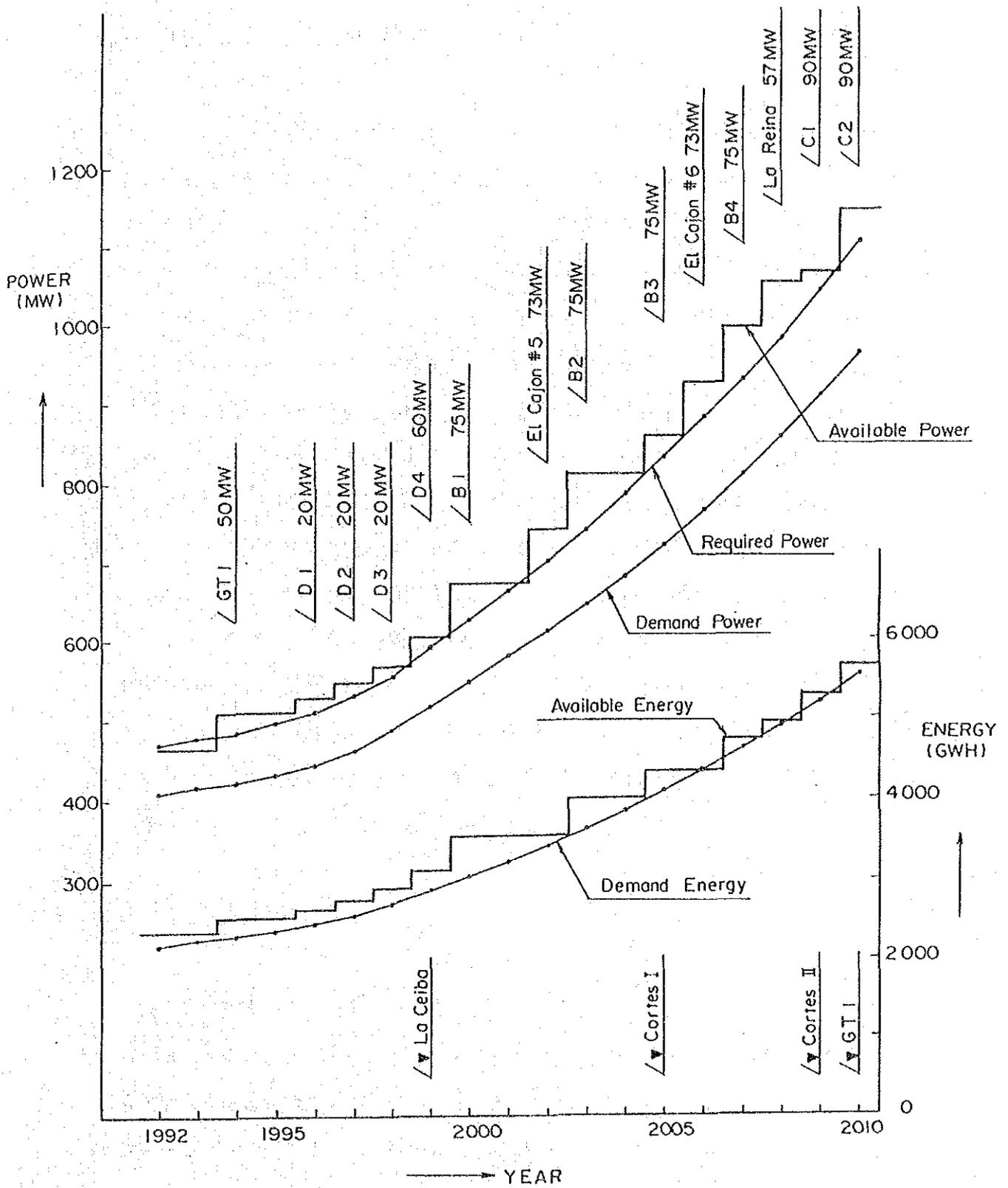


Figure 5-1 Demand and Supply Case 1 (1/3)

6. 気象および水文

6.1 気象および水文の概要

Honduras国は熱帯と亜熱帯に属し、気候は、熱帯雨林気候と、熱帯サバンナ気候に属する。気温は年較差は小さく、相対湿度は高く、一年の気候は雨期と乾期にはっきりと分かれている。国土は北緯13° から16° 付近に位置するので、一年の半分は北極およびアメリカ大陸北部および北東部で発生する寒冷前線や寒気団の影響を受け、残りの半分は赤道地帯と熱帯で発生する貿易風の熱帯収束帯および熱帯波動の影響を受けるほか、短期間ではあるが、バミューダ海高気圧の影響も受ける。

El Cajonダム地点は、大西洋に注ぐUlua川水系、Comayagua川の二大支流であるHumuya川とSulaco川の合流点の直下流に位置する。Humuya川は首都Tegucigalpa市西部の標高1,400~1,500mの山間部に発して北に流れてComayagua市の平野部に入り、さらに北流して溪谷部に入る。Sulaco川は、太平洋側に流れるCholuteca水系との境界である首都Tegucigalpa市北部の標高1,000m程度の山間部に発して溪谷を形成しながら北に流れ、その後西に向きを変えて両河川は合流する。両河川は途中まではほぼ平行して北向きに流れるが、その流域は標高1,000~2,000m以上の山脈によって区切られている。El Cajon貯水池流域の平均標高は約900mである。El Cajonダム地点における流域面積は8,220km²であるが、そのうちHumuya川が3,620km²、Sulaco川が4,600km²である。

増設計画地点の気象および水文資料を Table 6-1 に示す。

6.2 洪水解析

既往最大洪水量としては、1974年9月に同国を襲ったハリケーン 'Pifi' があげられるが洪水流量は、El Cajon測水所に設置してあった自己記録式水位計が冠水したため、最大洪水流量は観測されていない。したがって、ドイツのコンサルタントLahmeyer社のフィージビリティスタディでは雨量記録を基にした流出解析により洪水流量を間接的に求めている。その結果、最大流量は3,600m³/secと推定されている。

スイスのコンサルタントMotor-Columbus社によるフィージビリティスタディでは、スタディ実施当時は確率洪水量を算出するのに十分な期間の流量資料がなかったため、雨量資料を基に単位流量図を作成し、確率洪水量を算出している。

その後、ドイツのコンサルタントLahmeyer社の行ったフィージビリティスタディでは、ハリケーン“Fifi”による流域の降雨量分布を基に96時間の降雨持続で流域全体に対する可能最大降雨量（PMP）を算定している。

スイスのコンサルタントMotor-Columbus社によるフィージビリティスタディでは、1,000年確率洪水量を基に、ロシアの規格に従って確率統計に関する係数を考慮して、可能最大洪水量を17,300m³/secと算出している。

その後、同社によってスタディの見直しが行われ、1974年に同国を襲ったハリケーン“Fifi”による降雨を基に可能最大洪水量を22,800m³/secとしているが、コンサルティングボードによるスタディで再度見直しを行い、14,300m³/secと算定している。

ドイツのコンサルタントLahmeyer社によるフィージビリティスタディでは、可能最大降水量を基に、可能最大洪水量を14,600m³/secと算出している。

Table 6-1 Meteorology and Hydrology at Project Site

	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	Jun.	Jul.	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Total/ Average	Note
Monthly Precipitation (mm)	34.0	29.8	17.2	32.2	117.9	234.2	225.6	220.3	240.3	140.5	74.4	55.1	1,421	1965-71
Monthly Average Temperature (°C)	24.1	25.2	27.2	28.5	29.2	27.9	26.5	26.8	27.0	25.6	24.8	24.4	26.4	1981-91
Monthly Evaporation (mm)	102	131	186	193	202	171	157	165	146	123	103	98	1,778	1981-91
Monthly Average Runoff (m ³ /sec)	38.9	30.0	24.0	22.6	52.8	174.1	131.2	146.7	265.0	297.0	145.8	58.3	115.5	1966-84
50-year Average Synthetic Runoff (m ³ /sec)	36.8	29.3	21.9	22.2	41.2	170.6	126.7	157.0	262.0	257.1	132.3	56.4	109.5	

7. 地 質

El Cajon増設計画地域はHumuya川によって形成された峡谷に位置し、谷の深さは約500m、河床の標高は約100m、貯水池の満水位は285mである。この峡谷は周辺は火山岩類により覆われているが、峡谷内部にAtima石灰岩が分布している。増設構造物はAtima石灰岩中に予定されている。Atima石灰岩は岩盤力学的に良好な岩盤を構成しており、これにアーチダム基礎が置かれ、またこの中に地下発電所の大規模空洞が施工された。しかし、他方この石灰岩はカルスト化を受け、透水性が大きくなっている。

既設水圧管路の方向は、増設計画地域で最大の断層であるIV断層の方向と一致している。そのため既設水圧管路は割れ目が発達し、部分的に風化し、カルスト化された岩盤に位置している。増設地点の地質は既設地点とほぼ同じと思われ、既設の構造物（特に地下発電所）と接近する区間においては、その施工により岩盤がゆるんでいる可能性があり注意が必要になろう。

増設発電所地点は既設発電所の下流に接続される予定であり、塊状石灰岩が分布している。既設発電所の空洞の方向はさまざまな条件、特にIV断層から安全距離に保つとする条件を満すよう、良好な岩盤に選定された。

増設発電所地点の岩盤は調査坑やボーリングおよび既設の作業トンネルの地質から判断して、上述したように既設発電所地点と同様に良好であると思われる。既設発電所中央南側の空洞底部付近を掘削中、小規模なカルスト孔が見つかったため、タービン下にカルスト孔が他にも伏在する可能性に配慮し、床の浮き上り防止のため、4つのタービンの床板を深く岩盤にアンカーする対策工が実施されたので増設地点でも留意すべきである。現在地下発電所からの湧水量は700ℓ/secに達している。地下発電所地点の水位は既設地点の掘削時より上昇していることは確実であり、増設地点の掘削時にはより多くの湧水が発生する可能性が大きい。

既設放水路トンネルの岩盤は非常に良好であった。岩盤は放水口近くまで堅硬で、掘削中顕著な節理は認められなかった。増設地点もこれとほぼ同じで岩盤は良好な状態と思われるが、掘削時河川水位が下げられない場合は、多量の湧水が発生する恐れがある。

増設放水口地点には塊状石灰岩が分布し、表層の数mは節理沿いにゆるんでいる可能性がある。しかし、既設の放水口や調査坑の坑口等に大きな崩落の跡はなく、若干の補強は必要なものの増設地点の斜面安定の確保は容易と思われる。

8. 遠方送信設備

8.1 雨量・水位テレメータ・システム

Los PicachosとEl Cajon間に設置されている既設400MHzの無線装置の更新時期により、次の3通りの設備計画が考えられる。

Case	無線装置更新時期	建設工期	工事費	設備条件
1	1997～	3年	US\$ 4,886,000	El Cajon-Suyapa間を独立システムとする。
2	1992～1997	3	4,501,000	同上
3	1992～1997	3	3,605,000	既設SCADAシステムを使用する。

- 実施設計にあたっては、別途詳細な電波伝播調査が必要であり、半年～1年かかると予想される。
- El Cajon～Los Picachos間の既設400MHz無線設備を詳細調査した結果、端局装置に24CH増設可能であるため、5年以内にシステム構築する場合には、経済的な最適システムとしてCase 2を推奨する。
- 5年以後にシステム構築する場合には、将来のCH増加等を考慮してEl Cajon～Los Picachos間の既設400MHz無線装置を2GHz無線装置に更新するシステムとしてCase 1を推奨する。
- Case 3の場合、既設のSCADAシステムを利用するため今回の検討では、最も低い価格となっているが、Suyapa中央給電指令所の既設CPUのメモリー容量が小さいためシステム増設できる可能性が少なく、使いがってのよいシステムとは、ならないと考えられる。しかし、将来CPUの更新時には、再度考慮されるべき案であるとする。

工期については、

- 実施調査・設計に1年、施工に2年と工期を分ける方法がよいと考えられる。
- まずEl Cajon～Los Picachos～新設中継局間のメイン回線の工事を実施する。その後各雨量局、水位局の通信系工事を行う方法が良いと考えられる。特に水位局の設置条件が良くないため工事工程上の配慮をすべきと考える。

8.2 放流警報システム

Los PicachosとEl Cajon間に設置されている既設400MHzの無線装置の更新時期により、次の2通りの設備計画が考えられる。

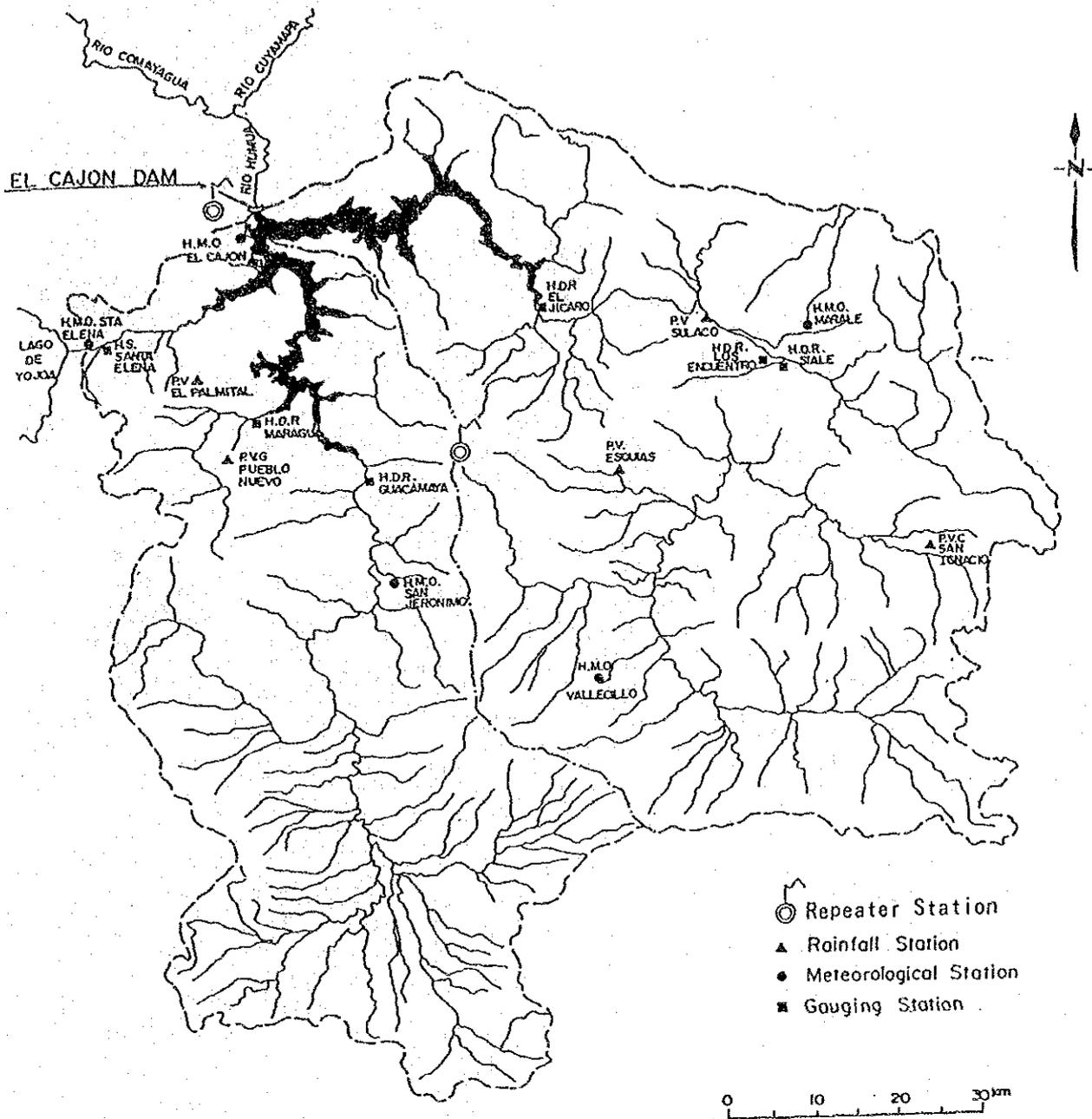
Case	無線装置更新時期	建設工期	※ 工事費
1	1997～	1.5 年	839,000 US\$ * (1,362,000 US\$)
2	1992～1997	1.5	887,000 US\$

※注) Los PicachosとEl Cajon間の無線装置を2 GHz無線に変更する場合の工事費を示す。

- 実施設計にあたっては、別途詳細な電波伝播調査および音達試験が必要であり、半年位かかると予想される。
- El Cajon～Los Picachos間の既設400MHz無線設備を詳細調査した結果、端局装置に24CH増設可能であるため、5年以内にシステム構築する場合には、経済的な最適システムとしてCase 2を推奨する。
- 5年以後にシステム構築する場合には、将来のCH増加や機器の信頼性を考慮してEl Cajon～Los Picachos間の既設400MHz無線装置を2 GHz無線装置に更新するCase 1が最適であると考えられる。

工期については、

- 実施調査・設計に半年、施工に1年と工期を分ける方法がより良いと考えられる。
- まずEl Cajon～Los Picachos間の雨量・水位テレメータシステムの共用部分の通信系工事を主体的に実施する。その後各放流警報局の通信系工事を実施し、サイレン音、音声の到達範囲によっては、装置の出力等の見直しを実施する。



Catchment area

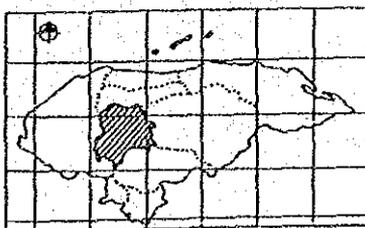


Figure 8-1 Rainfall, Meteorological and Gauging Station of El Cajon River Basin

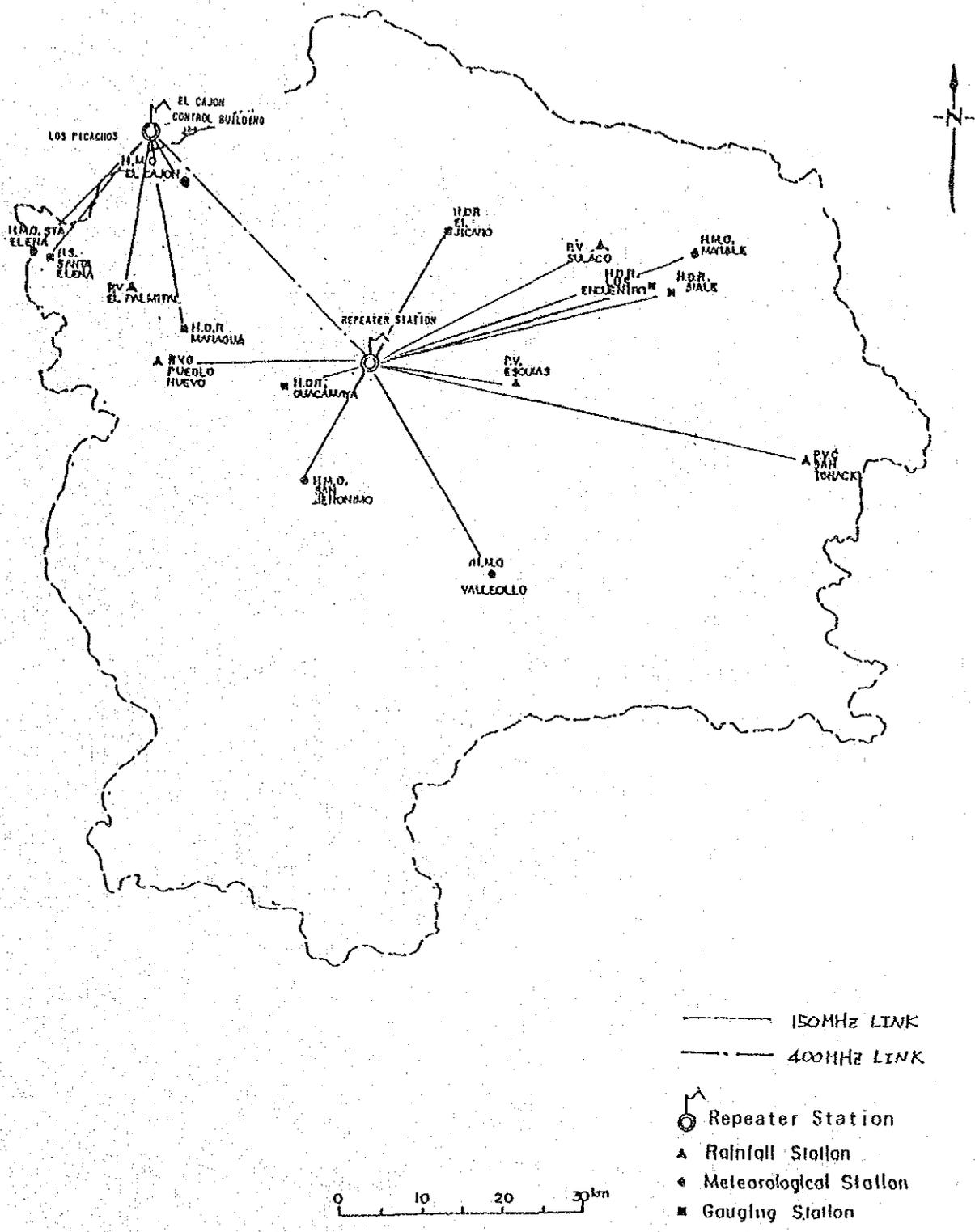


Figure 8-2 Radiowave System of Rainfall and Water-level Telemetering



○ ZONE OF DISCHARGE WARNING

Figure 8-3 Discharge Warning Station of El Cajon River Basin

9. 増設計画の検討

9.1 規模検討の諸条件

(1) El Cajon水力発電所は、1985年に最大出力292MW（73MW×4台）で運転が開始されているが、当初より発電設備の増設（最終規模：73MW×8台）が計画されていた。この増設を目的として、取水口、水圧管路および発電所の一部については Fig. 9-1 に示すように先行工事が実施されている。

したがって、増設規模の検討に当たっては、経済的観点からもこれら先行施工された若しくは仮設備として利用された構造物の有効利用を優先して考慮するものとする。但し、先行工事に要した費用は本増設計画の費用には含めないこととする。

(2) El Cajon水力発電所の増設はピーク時対応とする。

(3) 増設後のEl Cajon水力発電所の規模は、Honduras国全体の電力設備出力に占める割合が大きくなることから、増設後の発電所はピーク負荷だけでなく、ミドル負荷やベース負荷をも分担する発電所となる。

(4) El Cajon水力発電所を増設しピーク負荷に対応させるためには、これまで負担していたベース負荷を代わって負担すべき代替発電所が必要となる。

(5) El Cajon水力発電所の増設計画は、電力需要の伸びおよびベース火力発電所の投入計画を考慮して、段階的に発電機を投入していく段階開発計画を考慮する。

(6) 増設規模の検討は、電力需給バランスや貯水池運用上の観点および既設構造物（先行施工分）の規模を考慮し292MWを上限とする。

(7) 本増設計画の開発規模の検討は、El Cajon水力発電所の下流に計画中のAgua de la Reina水力発電計画とは切り離して行う。

9.2 増設規模の検討

El Cajon発電所は貯水池をもった発電所であるため、その増設規模については二つの側面を考慮しながら検討されなければならない。

すなわち、貯水池への流入量や貯水池の調整能力より決まる発電所としての適正増設規模（供給能力）の側面と、もう一方の側面は電力需要の日負荷曲線から要請される増設分として期待される供給能力である。

増設規模としては、これら両側面から見た供給能力が一致することが最も望ましい。

この章では前者の発電所としての適正増設規模の側面について検討する。

一般に水力発電所の経済評価は、プロジェクトの産出物である電気を代替発電設備で、しかも、同じ供給信頼度で産出した場合に必要なコストを便益とする。一方、コストとしては水力発電プロジェクトの建設費とすることで検討される。

しかしながら、El Cajon水力発電所の適正増設規模の検討は代替火力発電所とのkW価値およびkWh価値から検討するのではなく、今後電力系統内に投入されるベース負荷対応の火力発電所をも考慮して検討する必要がある。

(1) 増設規模のコスト

本増設計画の場合、発電設備の増設に伴う発生電力量の増加は期待できないという特殊条件があるため、本増設計画のコストとしては；

- 増設による直接的費用、すなわち土木工事費および水力、電気機器の費用
- 増設によるピーク発電電力量に相当するベース用火力発電所の燃料費
- ベース用火力発電所の建設費

を考慮した。

(2) 増設規模の便益

本計画が実施されない場合に建設されるであろう火力発電所を代替設備と考え、その費用をもって便益と見なす手法を用いる。

本計画がピーク対応の発電設備となることから、73,000kWの設備を有するガス・タービン発電設備を本計画の便益として設定した。便益はガス・タービン発電設備の建設費、運転維持費および燃料費の50年間（本計画の耐用年数）の合計額とした。

(3) 増設規模の決定

増設規模の検討は、1985年に先行工事された取水口および水圧管路の“Cルート”および“Dルート”を同時開発する場合（最大 292MW）と、時期を変えて開発する段階開発の場合（最大 146MW）と2つの観点から3つのケースについて行う。

ケース1：“CルートおよびDルート”の同時開発の場合、増設設備出力は73MW、146MW、219MWおよび292MWの規模とする。

ケース2：“Dルート”のみの開発の場合、増設設備出力は73MWおよび146MWの規模とする。

ケース3：“Dルート”開発後に“Cルート”を開発する場合、増設設備出力は73MWおよび146MW規模とする。

開発方式は3ケース共に電力需要の伸びを考慮して発電機を投入するTable 9-1に示すような段階開発を採用する。

各ケース毎の現在費用および便益を求め経済性の検討を行った。

その結果を Fig. 9-2 に示す。

以上の点を総合的に評価すると、(B-C) および B/C が共に最大となる“Dルート”開発の146MW案が最適増設規模といえる。

“Cルート”および“Dルート”同時開発の146MW案は、“Cルート”の土木工事費等の先行投資分を負担するにもかかわらず経済性を有しているが、建設中利子を含む工事所要資金が約US\$138.5×10⁶と“Dルート”のみの開発案に比べて約US\$30×10⁶多い。Honduras国にとって、このUS\$30×10⁶の先行投資は、他計画への効果的な投資機会を奪うことになり得策ではないと思われる。

よって、最適増設規模は“Dルート”開発の146MW案を採用する。

(4) 主機台数およびユニット容量の検討

次に主機台数およびユニット容量の最適化を検討するため次のケースについて比較を行い、73MW×2台の段階開発案を採用した。

比較案	* 工事費	(B-C)	B/C
48.7MW×3台	US\$ 112.0 ×10 ⁶	US\$ 15.6×10 ⁶	1.10
73.0MW×2台	US\$ 95.7 ×10 ⁶	US\$ 30.2×10 ⁶	1.21

注：*工事費には建設中利子は含まれていない。

Table 9-1 Stage Development Plan

Year	"C&D" Routes Development Plan	"D" Route Development Plan	"C" Route Development Plan	Note
2002	73MW	73MW		注1
3				
4				
5				
6	73MW	73MW		注2
7				
8				
9				
2010				
11				
12				
13				
14				
15				
16	73MW		73MW	
17				
18				
19				
2020	73MW		73MW	
21				
22				
23				
24				
25				

注1) ・計算の条件として2005年まではB1 Cajon水力発電所はベースおよびミドル負荷対応の発電所として機能する。

・B1 Cajon水力発電所のベース部分の使用水量をピーク(73MW)にシフトすることによる、その穴埋めのための火力発電所の設備出力は15MWとする

注2) ・B1 Cajon水力発電所は2006年以降はミドルおよびピーク負荷対応の発電所として機能する。

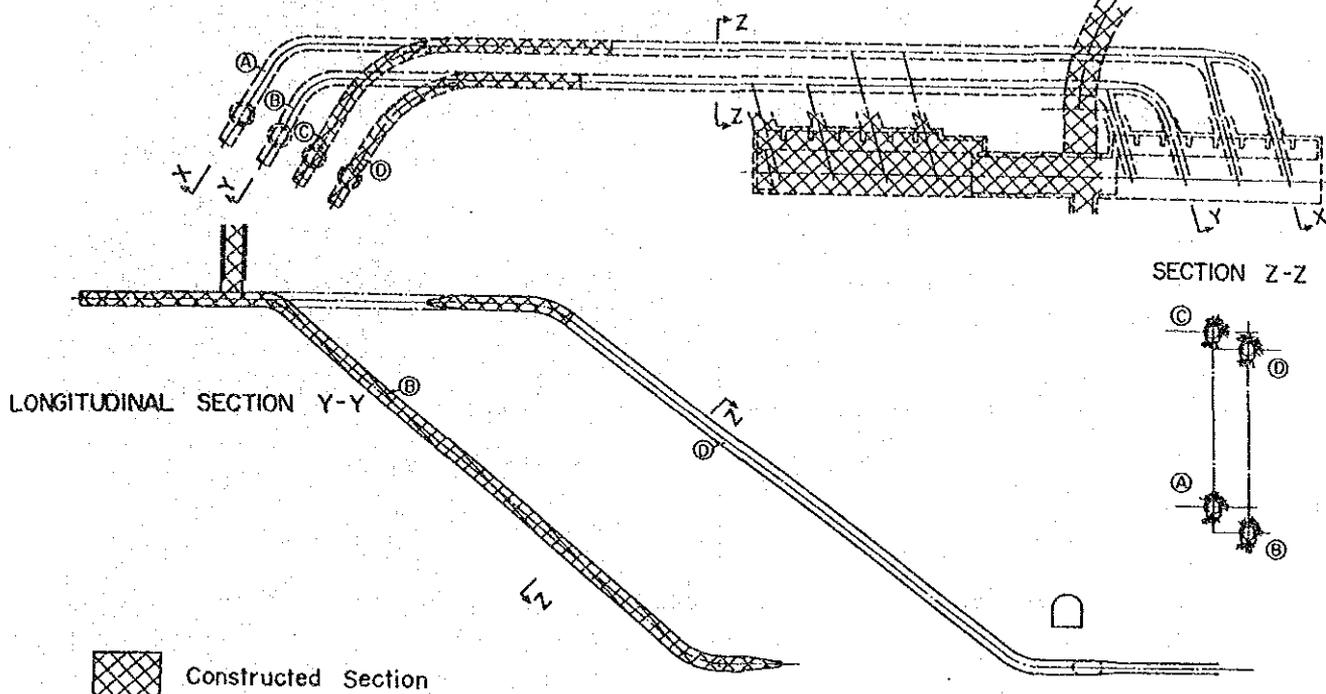
・この場合の穴埋め用火力発電所の設備出力は30MWとする。

火力発電所の諸元

建設費 US\$ 1,350/kW
 工期 2年(1年目60%, 2年目40%)
 耐用年数 25年
 燃料費 US\$ 0.0205/kWh

(Penstock)

SITUATION, PRESSURE SHAFTS C AND D



(Underground Powerhouse)

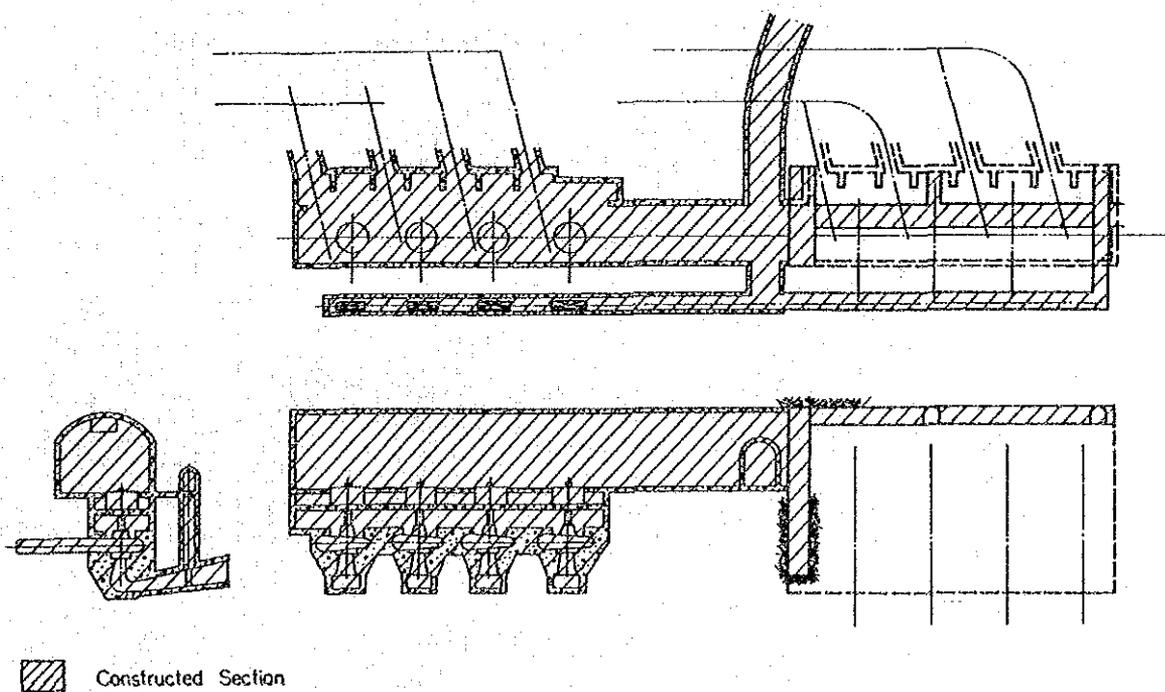


Figure 9-1 Completed Portion El Cajón Hydroelectric Power Plant

- "C&D" Route Development Plan (292MW)
- △— "D" Route Development Plan (146MW)
- ×— "C" Route Development Plan (146MW)

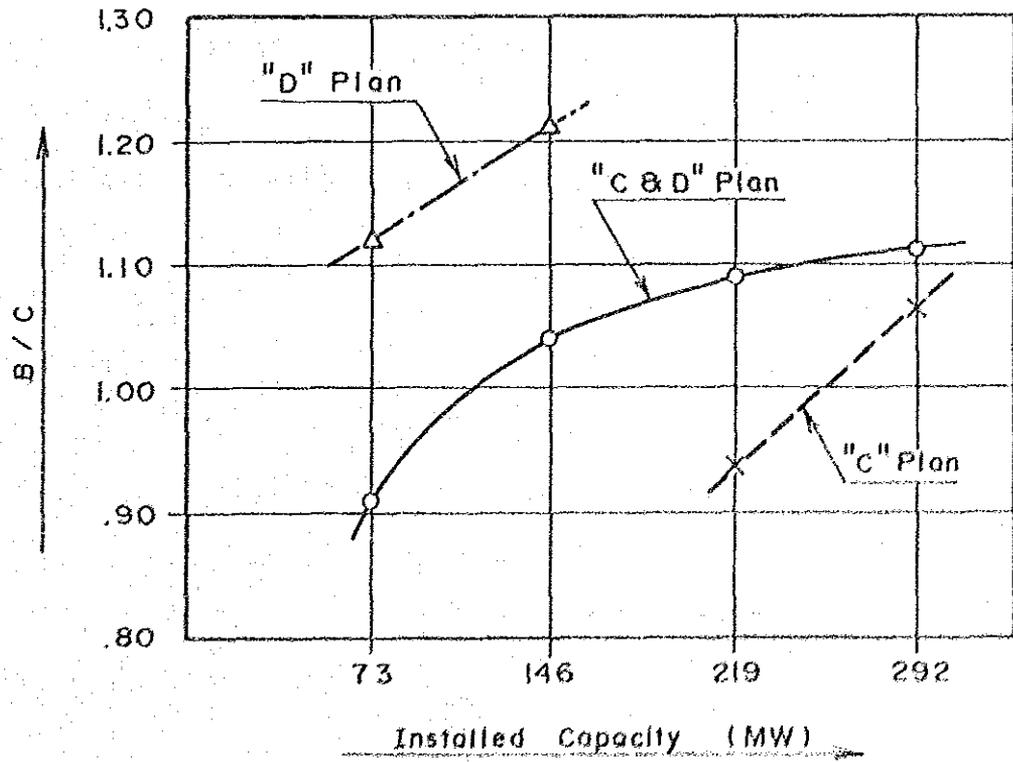
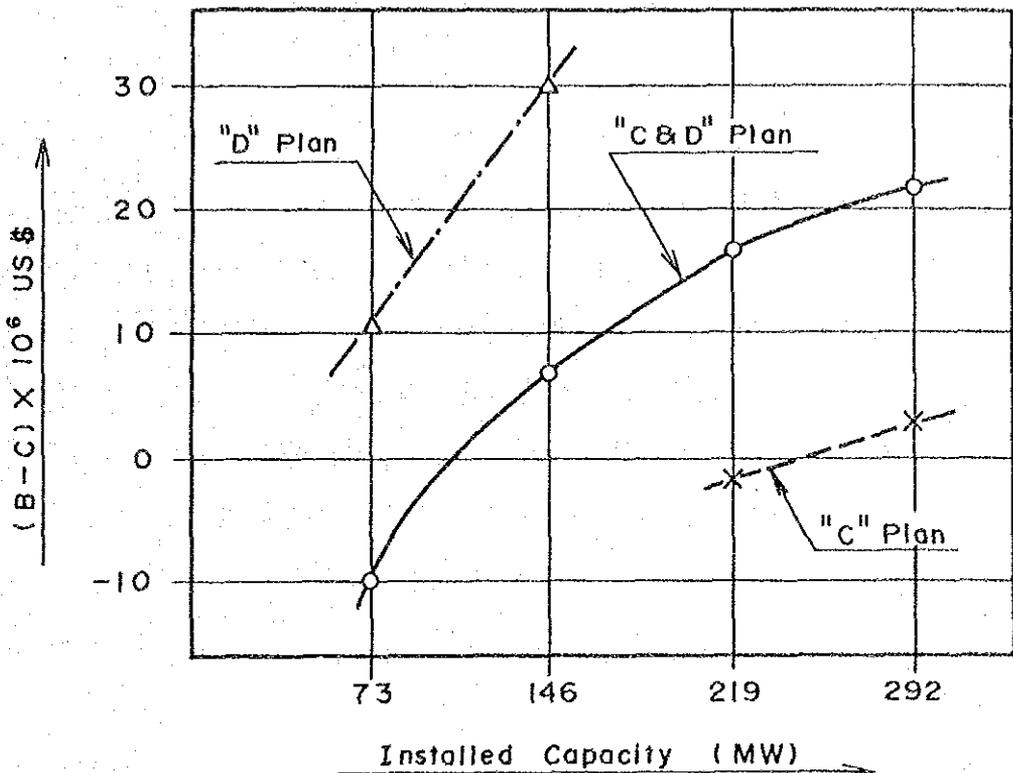


Figure 2-2 Study on Optimum Installed Capacity

10. 送電計画及び系統解析

10.1 送電計画

El Cajon水力発電所で発生した電力は、230kV 2回線、それぞれにて当国の主要工業都市である北部のSan Pedro Sula市方面へのProgreso変電所向け、及び南部のTegucigalpa市方面へのSuyapa変電所向けに送電されている。

それぞれの1回線の送電可能容量は170～190MWである。El Cajon増設規模は73MW×2台であり、この増設が実施されても送電容量的には問題はない。しかし、北向け、南向け送電線それぞれの潮流振り分けによっては送電線容量不足が予想されたため、1992年及び増設後の2006年断面での汐流計算シミュレーションを実施した。この結果両送電線においては問題なく送電可能なことが確認された。よって引出し送電線の増改良を行う必要は無い。

10.2 系統解析

既設のHondurasの送電線に対し送電線の熱容量、電圧、遮断容量及び安定度についてチェックを行った。

検討断面は現状の1992年及び増設後の2006年とした。

(1) 電力汐流計算

検討結果

Fig. 10-2、Fig. 10-3 に電力汐流図を示す。この結果、1992年断面においてわずかではあるが目標電圧を下回る変電所があるが、特に問題はない。又、2006年断面においては Fig. 10-3 に示す様に一部の送電線、バンク、電圧調整装置の増設が必要になり、わずかであるが目標値を下回る又は上回る変電所もあるが、送電容量も設備容量内にあり、特に問題はない。

(2) 短絡容量

検討条件

計算結果、El Cajonの短絡容量はIEC規格の31.5kA以内に納まっており、特に問題はない。

従って、遮断器の更新を行う必要もない。

(3) 安定度

検討結果

シミュレーション結果の代表例を Fig.10-4, Fig.10-5, Fig.10-6に、1992年及び2006年でのそれぞれの安定度計算結果を次表に示す。結果は全ケースとも安定であり問題は無い。

安定度計算結果

事故点 \ ケース	1992年	2006年
El Cajon母線	安定	安定

10.3 結論

1992年時点においては、El Cajon発電所からの引出送電線は現状設備の改造の必要がなく、運用が可能である。

又、El Cajon 2台増設後（73MW×2）の2006年においては Fig.10-3 に示す発送変電設備の増強（変電所に電力調相設備の設置等）が実施されれば、運用上問題は無い。よってEl Cajon 2台増設後も引出し送電線は問題なく運用が可能であり、送電線の増改良を行う必要は無い。

尚、将来新設発電所の位置、送電線の増設等の変更がある場合には、その都度、系統解析を実施し運用上問題が無いか確認する必要がある。

HONDURAS 1992

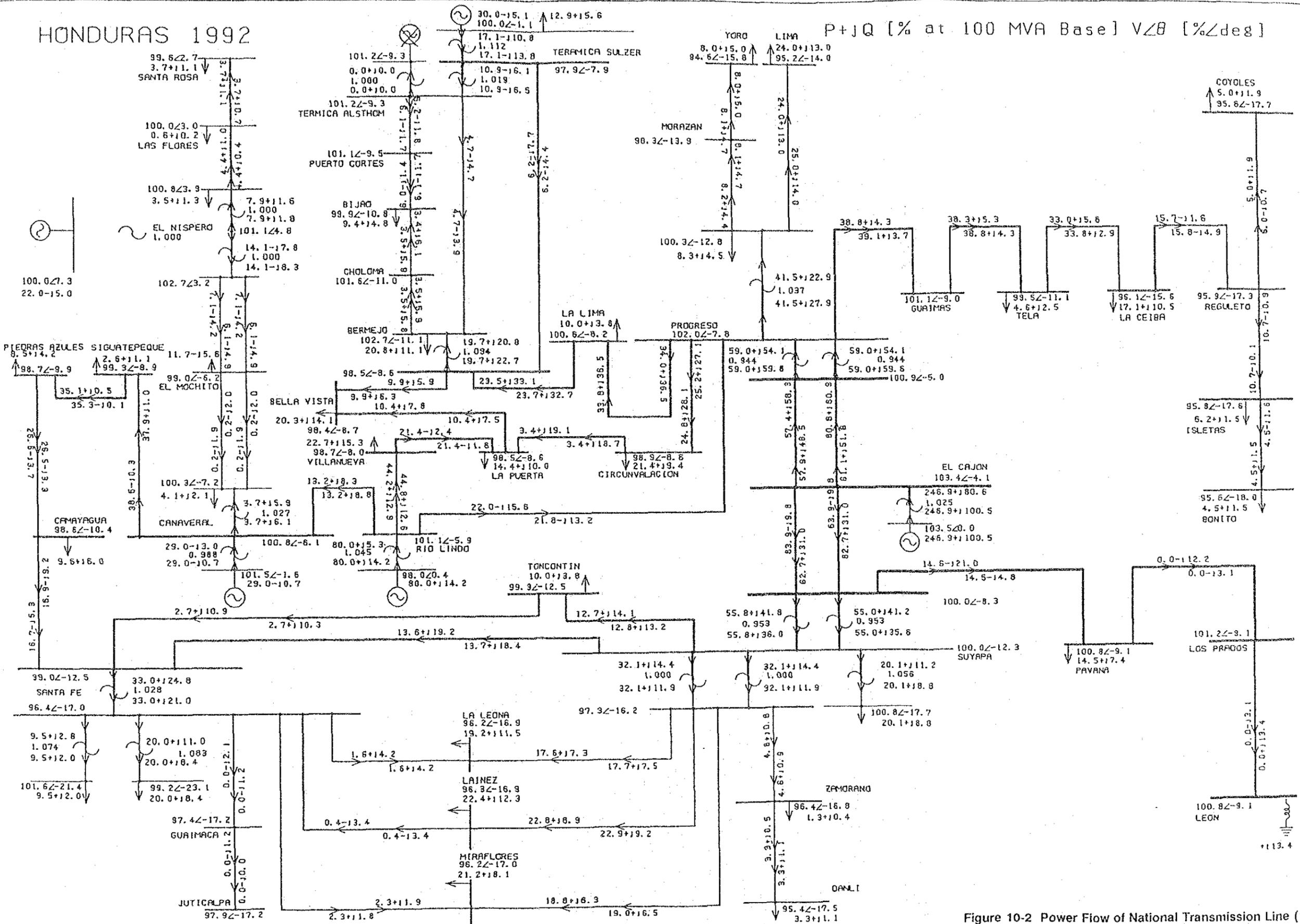


Figure 10-2 Power Flow of National Transmission Line (1992)

HONDURAS 2006

P+JQ [% at 100 MVA Base] V∠θ [%∠deg]

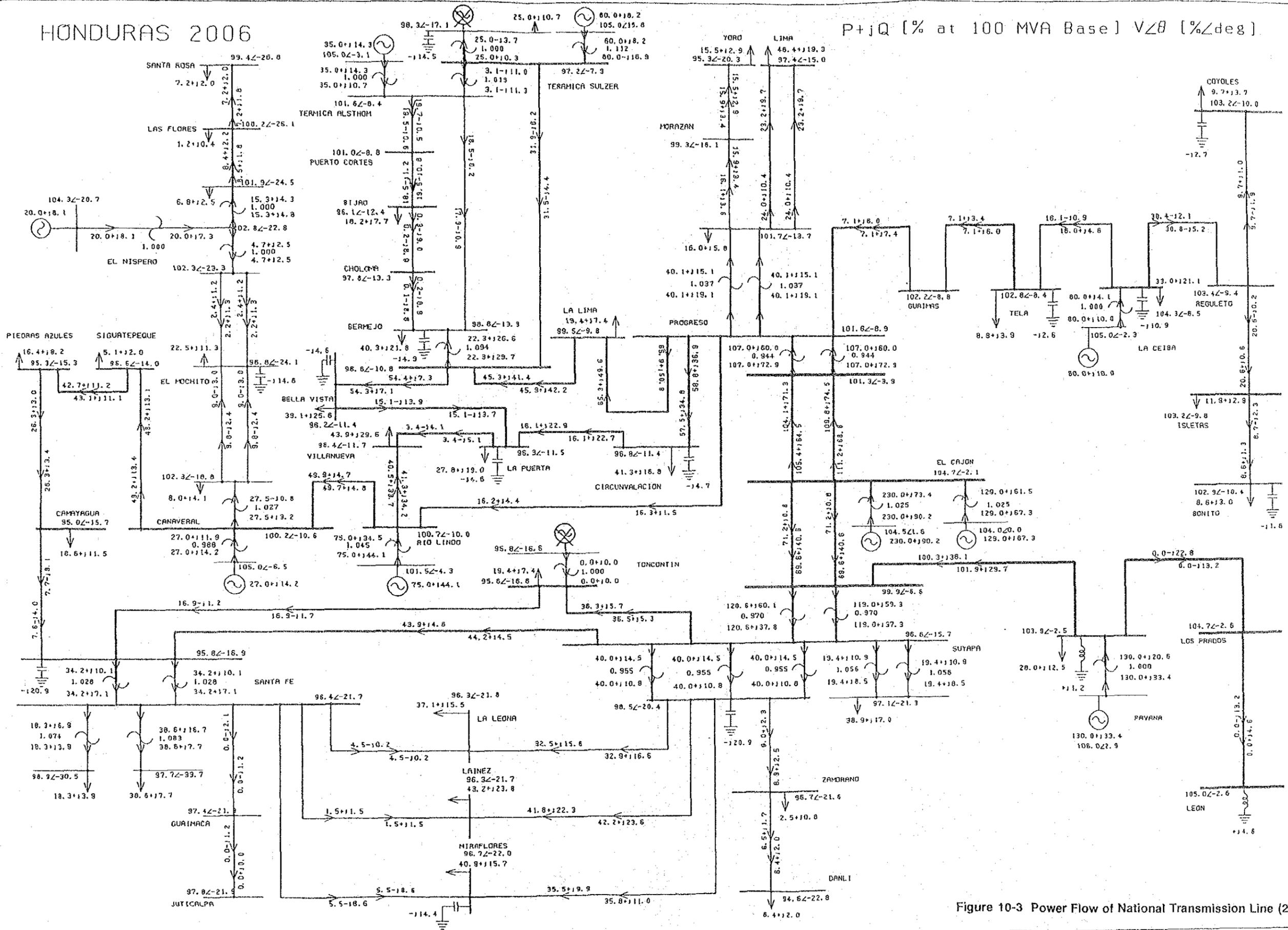


Figure 10-3 Power Flow of National Transmission Line (2006)

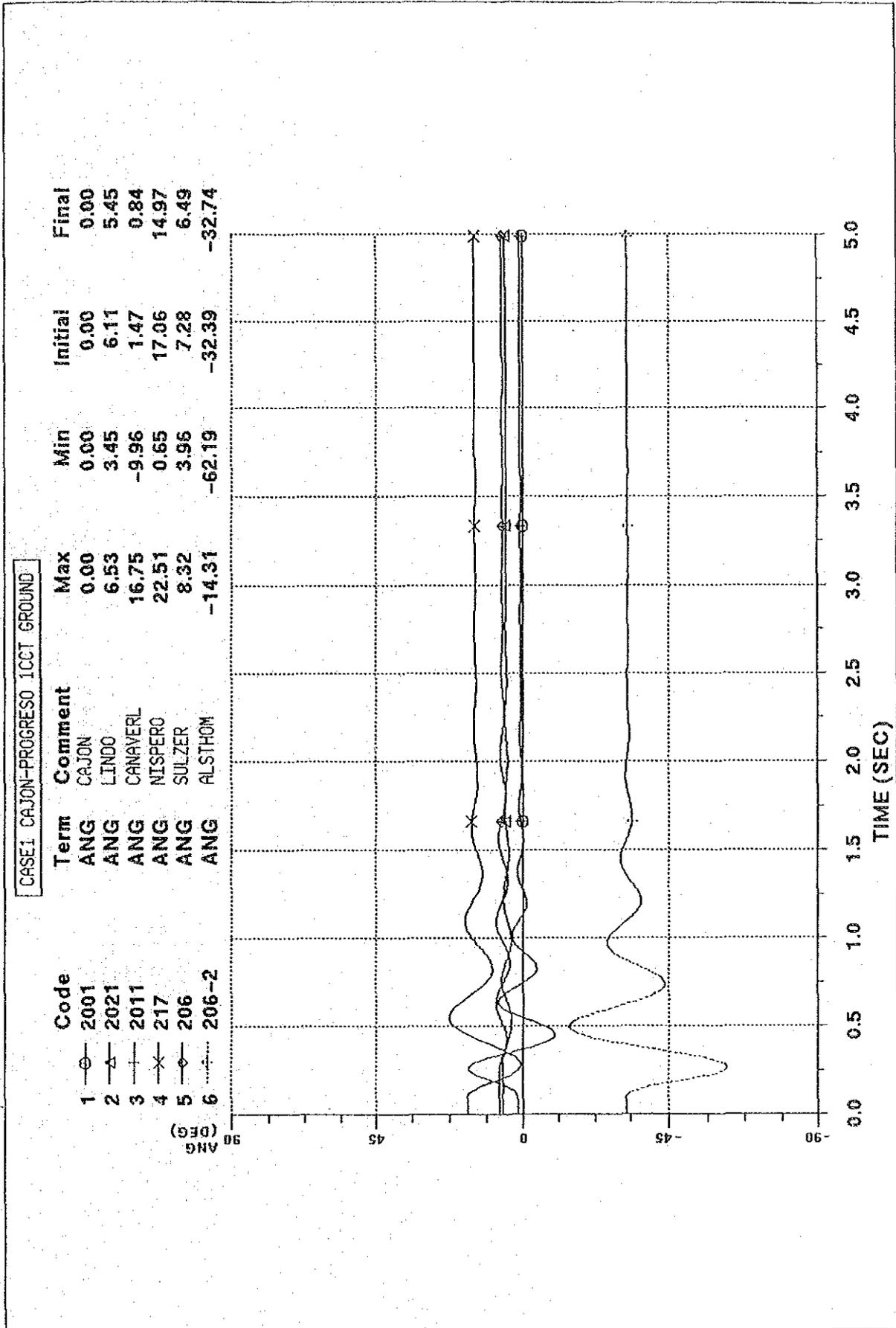


Figure 10-4 Result of Stability Study (1992)

CASE1_CAJON-PROGRESO 1CCT GROUND

Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1-○- EL-CAJO1	ANG	CAJON1	1.90	-2.17	0.64	0.63
2-△- EL-CAJO2	ANG	CAJON2	0.00	0.00	0.00	0.00
3-+- RIO-LIND	ANG	LINDO	-3.74	-9.61	-4.37	-5.61
4-×- CANAVERA	ANG	CANAVERL	-5.94	-15.08	-9.64	-10.83
5-◇- EL-NISPE	ANG	NISPERO	-6.09	-47.53	-20.92	-23.36

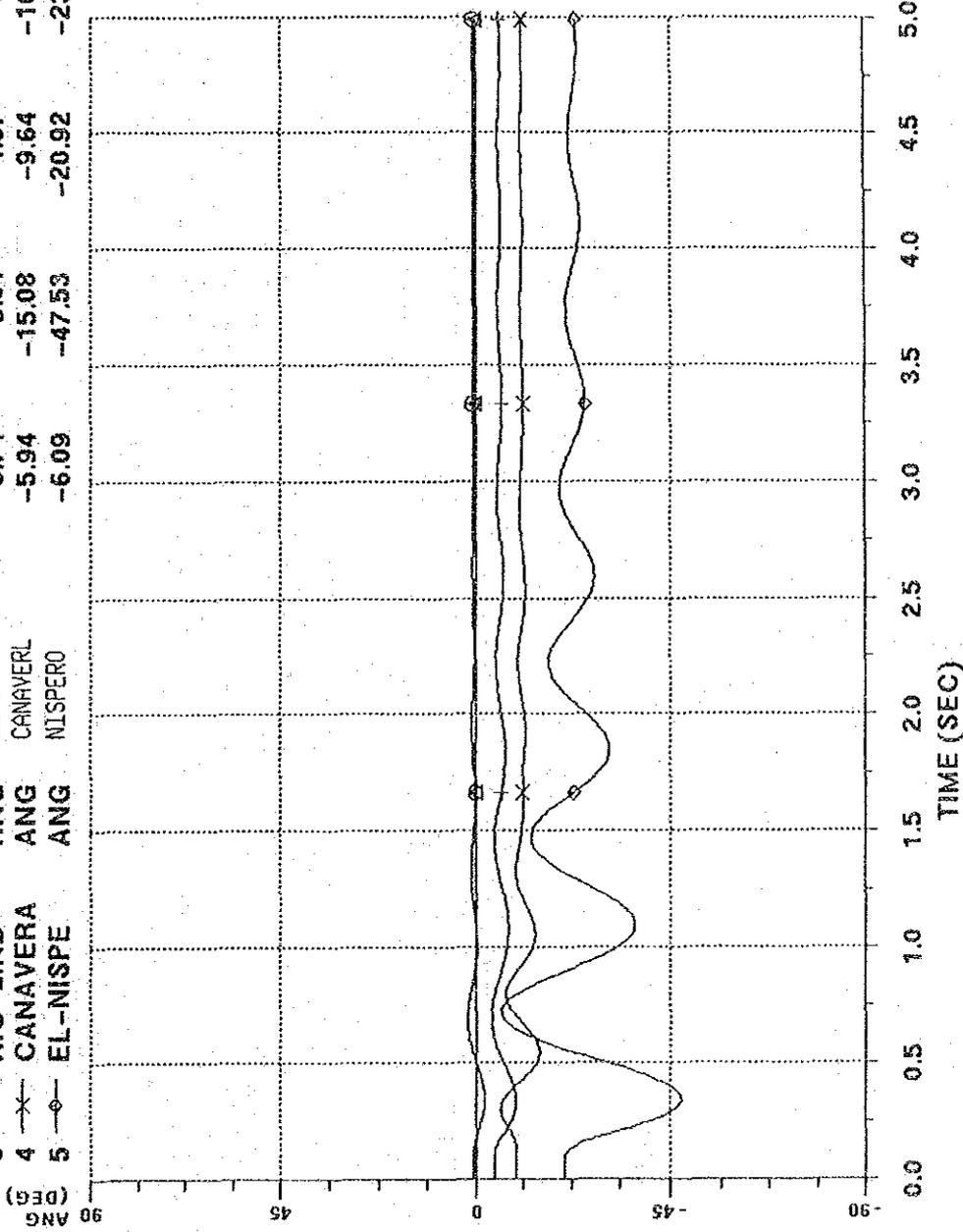


Figure 10-5 Result of Stability Study (2006) (1/2)

CASE1 CAJON-PROGRESO ICCT GROUND

Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1 —○—	ANG	CAJON2	0.00	0.00	0.00	0.00
2 —△—	ANG	SULZER2	20.42	13.82	18.80	16.99
3 —+—	ANG	ALSTHOM	6.33	-5.72	0.25	-1.00
4 —x—	ANG	LA-CEIBA	2.69	-5.24	1.01	-0.44
5 —◇—	ANG	PAYANA	14.48	-0.04	6.09	5.40

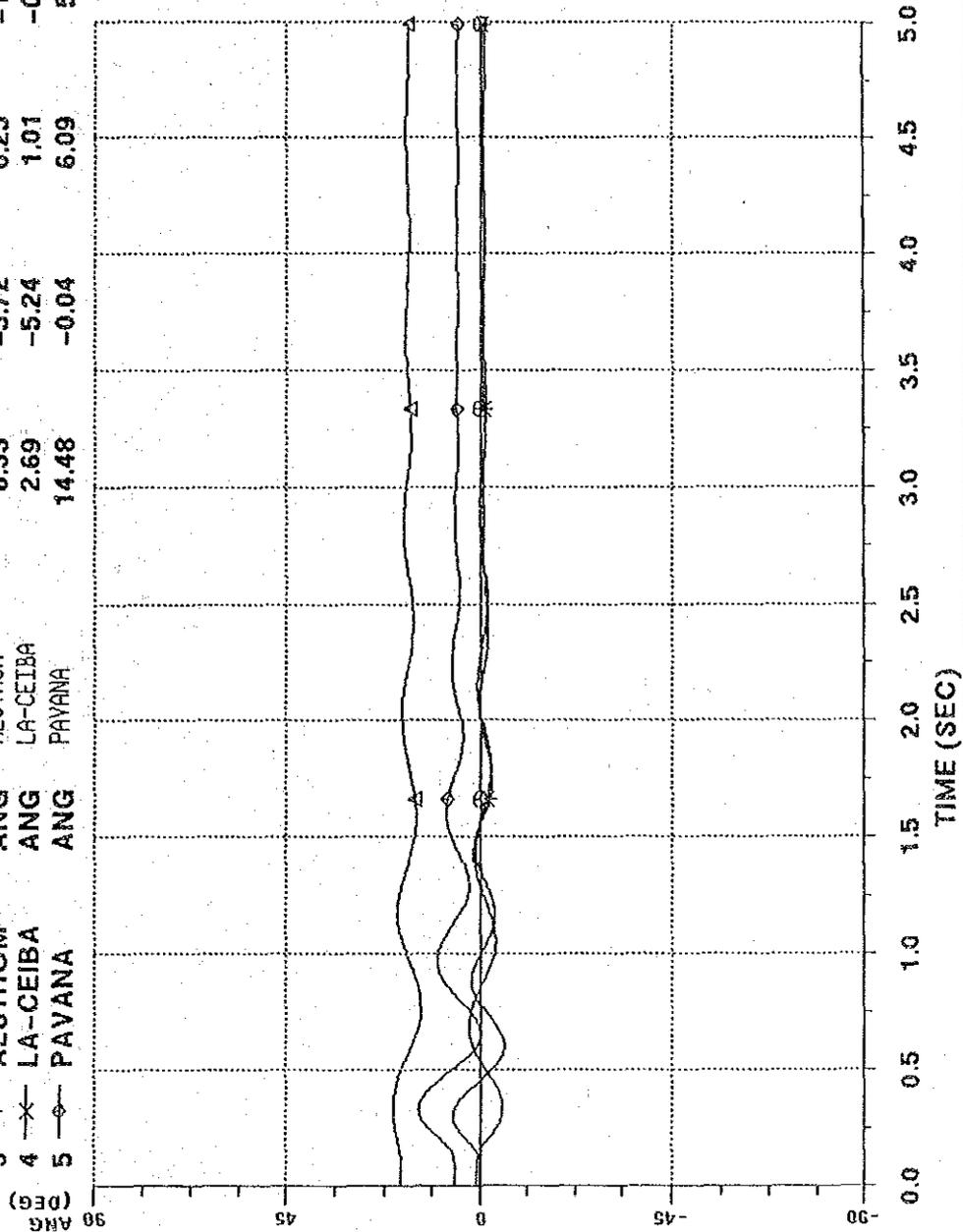


Figure 10-6 Result of Stability Study (2006) (2/2)

11. フィージビリティ設計

El Cajon水力発電所は、第一期分として1985年に最大出力292MW（73MW×4台）で運転が開始されているが、第一期分建設時に増設分（292MW：73MW×4台）を考慮して、取水口、屋外開閉所の敷地及び水圧管路と発電所の一部は先行施工されている。

計画地域の構造物の配置は Fig. 11-1 に示す。

今回の増設計画は146MW（73MW×2台）で、当初増設計画の水路ルートC、DルートのうちDルートを用いて水圧管路、発電所及び放水路の設計を行った。（Fig. 11-2, 11-3 参照）

11.1 土木構造物

(1) 土木構造物の設備概要

増設に係わる土木構造物の概要は、以下の通りである。各構造物毎の図面は Fig. 11-4～11-9 に示す。

取水口 (既済み)	型式	: ゲートシャフト付前面傾斜型
	最大通水量	: 107.20m ³ /s
	内径	: 4.20m (トンネル部)
水圧管路 (一部既済み)	型式	: コンクリート埋設式
	条数	: 1条、分岐後2条
	最大通水量	: 107.20m ³ /s, 分岐後 53.60m ³ /s
	内径	: 4.20～3.00m
	延長	: 1条部 254.831m (既施工: 74.612m) 2条部 27.126m、14.269m
	管厚	: 24～34mm
	分岐方式	: T型分岐

発電所 (既設に接続)	型式	: 地下式
	幅	: 29.50 m
	高さ	: 41.40 m
	奥行	: 42.75 m
放水路	型式	: 円形及び上部半円下部方形、圧力トンネル
	条数	: 2条
	内径	: 4.20m (円形部) (H)5.10~6.35m×(B)5.10m (上部半円下部方形部)
	延長	: 88.00m { 円形部 : 81.50m 上部半円下部方形部 6.50m 「無巻」 }
	勾配	: 1/7.913
	最大通水量	: 53.60 m ³ /s
放水路 (サ-ビスシャフト)	型式	: 上部半円下部方形
	断面寸法	: (H)7.00m×(B)3.00m
	延長	: 47.00m
放水路 (ゲ-トシャフト)	型式	: 楕円形 (立坑)
	断面寸法	: 3.70m×6.00m
	高さ	: 25.57m
屋外開閉所敷地 (施工済み)	幅	: 42.35 m
	長さ	: 148.50 m

(2) 設計概要

(a) 水圧管路

増設分の平面及び縦断ルートは第一期施工時で設定され、取水口ゲ-トシャフト接続部から斜坑部始端の曲管部までは、すでに第一期工事で先行施工されている。

今回、増設分の設計に当たり、ルートや内径、コンクリート厚および地質等について検討を行った結果、経済性、施工性を考慮して原設計通りとした。

すなわち、水圧管路のルートは、今回増設する水車 (2台) との関係からDルートとし、既施工部 (取水口ゲ-トシャフト接続部から斜坑始端の曲管部まで) の終

端から下部水平坑 (EL. 961m) までを斜坑とし、鉄管終端の水平坑部に分岐管を設け、2 台の水車に連結する。斜坑は、分岐管との関係から38度とし、分岐管は水圧管路と発電所の軸が平行となるためT型とした。鉄管の延長は、1 条部 254.831m (既施工74.162m)、2 条部は14.269m、27.126mである。鉄管の内径は、1 条部 4.20m、2 条部3.00mで全線コンクリート埋設方式である。

管胴材料はSM41 (JIS規格) を採用し、管厚は水撃圧の計算を行い決定した。その結果は Fig. 11-5 に示すとおりである。なお、水車入り口における水撃圧は静水圧の37.7%である。

(b) 発電所

水車の増設は、4 台まで可能なように、取水口と水圧管路の一部は第一期工事で先行施工され、発電所も水車の位置が設定されており、接続部の掘削 (7.50m) は第一期工事で施工済みである。

今回の増設計画は水車 2 台案で、増設分の設計に当たり、水車の位置、空洞の形状等について検討した結果、原設計通り第一期工事 (73MW×4 台) と一体化し下流側に縦列に設ける。したがって、空洞の断面寸法 (幅 29.50m、高さ 41.40m) 及び水車中心標高 (EL. 96.00m)、水車中心間隔 (15.00m) は第一期工事と同様とし、増設分の延長は42.75mとした。

この空洞内には、2 台の立軸フランシス水車の他、発電機、主要変圧器室、制御盤室、ケーブル処理室、天井クレーン支台等を設ける。

なお、増設発電所は第一期工事と同一空洞となるので、組立室、天井クレーン、排水ピット及び搬入トンネル (ケーブルトンネル兼用) は、その設備を共用する。

(Fig. 11-6, 7 参照)

(c) 放水路トンネル

放水路トンネルは、第一期工事と同様、水車 1 台に 1 条とし、ルートは第一期工事では発電所中心に対し90度であるが、今回増設分 (2 条) は、放水口の地形と既設排水トンネルとの関係を考慮して88度 (2 度上流方向) とした。延長は 2 条とも 88.00mである。始点の標高は第一期工事と同様EL. 88.20mとし、水路の勾配は、放水口に向かって 1 : 7.913の上がり勾配とした。(Fig. 11-8 参照)

断面形状は、発電所側から81.50mまでは第一期工事と同様、円形（内径4.20m：コンクリート巻立）としたが、出口部の6.50m分は上部半円下部方形とし、コンクリートによる巻立は行わない設計とした。その理由は、放水路工事は締切を設けて施工するのが一般的な方法であるが、本ケースの場合、締切の設置が困難なこと、締切設置による既設発電所の運転停止期間がかなり長くなることなどから、締切を設けずに発電所側からすべて施工することにしたためである。（詳細は施工計画参照）

(d) サービスギャラリー

サービスギャラリーは、放水路トンネル及びゲートの維持管理のために設けられるもので、既設サンタバーバラ横坑（第一期工事のサービスギャラリーへの通廊）を第一期工事接続部から45.00m間拡幅して設ける。断面形状、寸法は第一期工事と同様、上部半円下部方形で幅3.00m、高さは7.00mとした。

(e) サービスシャフト

サービスシャフトは、放水路ゲート開閉用の立坑でサービスギャラリーに直結する。設置位置は、サービスギャラリーとの関係から放水路トンネル始点から53.24mとした。断面形状は第一期工事と同様、楕円形（3.00m×7.00m）とし、高さは24.28mである。

(f) 屋外開閉所敷地

増設分（水車2台）は、第一期工事で、先行施工されている。敷地の大きさは、幅42.35m、長さ148.50mである。（Fig.11-9参照）

11.2 電気機器

増設する電気機器は既設々備と同一仕様とすることが経済性、運転・保守上有利である。主要機器の仕様概要は次の通りである。

(1) 水 車

台 数 : 1又は2
形 式 : 立軸フランシス形
出 力 : 最高落差 180m時 93MW
 基準落差 157m時 75MW
回 転 速 度 : 300 rpm

(2) 発電機

台 数 : 1又は2
形 式 : 立軸3相回転界磁
定 格 出 力 : 91,250 kVA
力 率 : 0.8 lag. ~0 lead.
過 負 荷 出 力 : 100,000 kVA
力 率 : 0.91 lag. ~0.65 lead.
定 格 電 圧 : 13.8kV
回 転 速 度 : 300 rpm
周 波 数 : 60 Hz

(3) 主要変圧器

定 格 容 量 : 100,000 kVA
定 格 電 圧 : 13.8kV / 230kV
周 波 数 : 60 Hz

(4) 屋外開閉設備

発電された電力は地下発電所内設置の主要変圧器により230kVに昇圧され、OFケーブルにより屋外開閉所230kV母線に1½CB方式により接続される。

なお、送電線の増設の要否は系統解析の結果により決定する。