

No. 4

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

1993年4月

電源開発株式会社

調査
93-078

ホンデュラス共和国 エル・カホン水力発電所増設計画 調査報告書

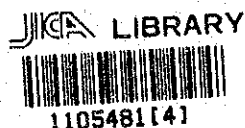
61
643
MPN

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



25083

1993年4月

電源開発株式会社

国際協力事業団

25083

序 文

日本国政府は、ホンデュラス共和国の要請に基づき、同国のエル・カホン水力発電所の増設計画調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施いたしました。

当事業団は、平成4年6月から平成5年2月までの間、3回にわたり、電源開発株式会社の榎並敏夫氏を団長とする調査団を現地に派遣しました。

調査団は、ホンデュラス共和国政府関係者と協議を行うとともに、対象地域における現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、本計画の推進に寄与するとともに、両国の友好・親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査に御協力と御支援をいただいた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

平成5年4月

国際協力事業団

総 裁 柳 谷 謙 介

1993年4月

国際協力事業団

総裁 柳谷謙介 殿

伝 達 状

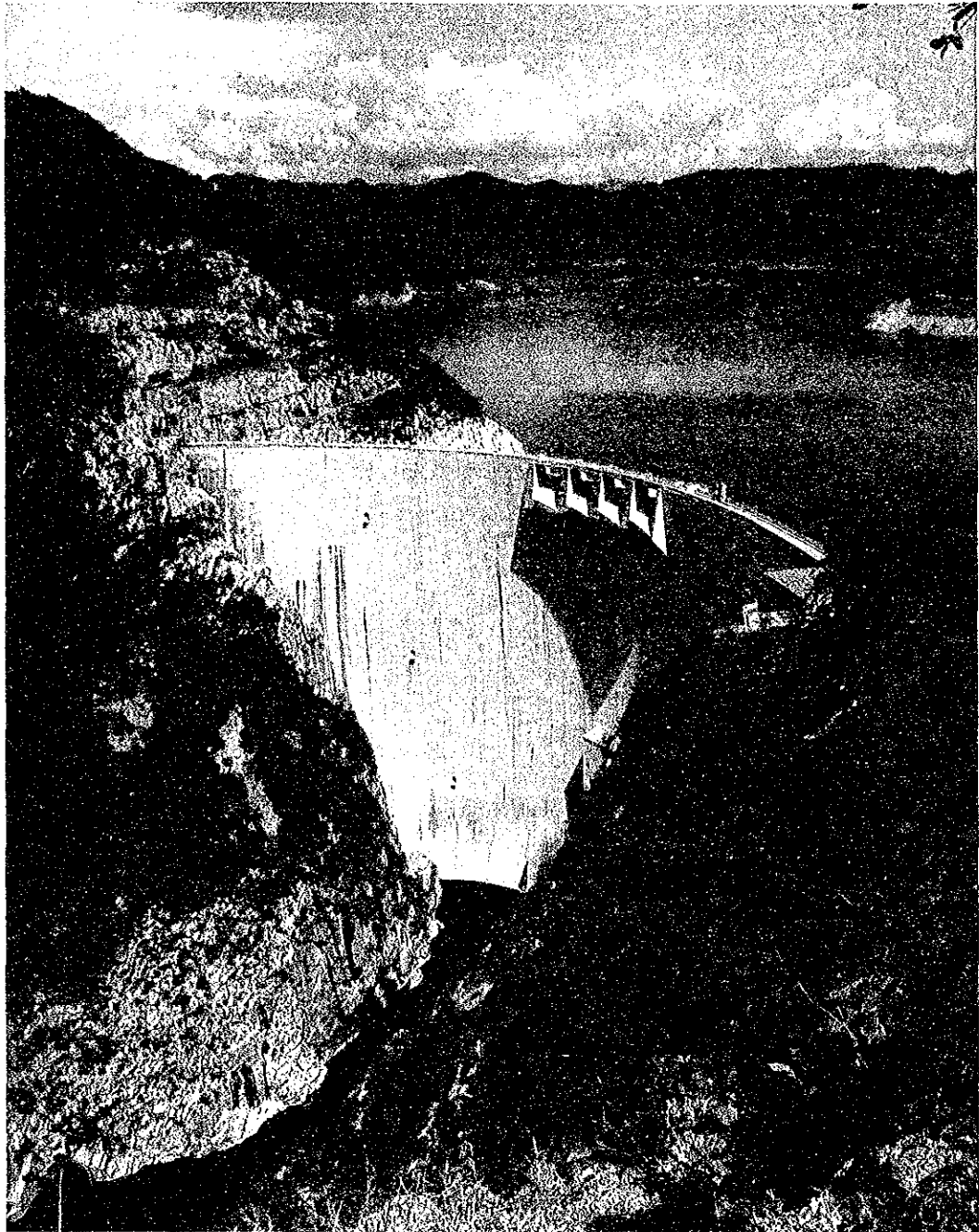
ここにホンデュラス共和国エル・カホン水力発電所増設計画のフィージビリティ調査に関する報告書を提出致します。本報告書は貴事業団および日本国政府関係機関の助言を取り入れ、上記増設計画を策定したものです。本報告書には本報告書草案の現地における技術討議結果も含まれております。

本報告書は電力需要に応じて発電所を二段階に分けて増設する計画を提示しています。本増設計画の実現により、ベース負荷対応火力発電所が事前に建設されているという前提条件の下で、本発電所をピークおよび中間負荷対応設備として非常に効率的に運転することが可能になります。

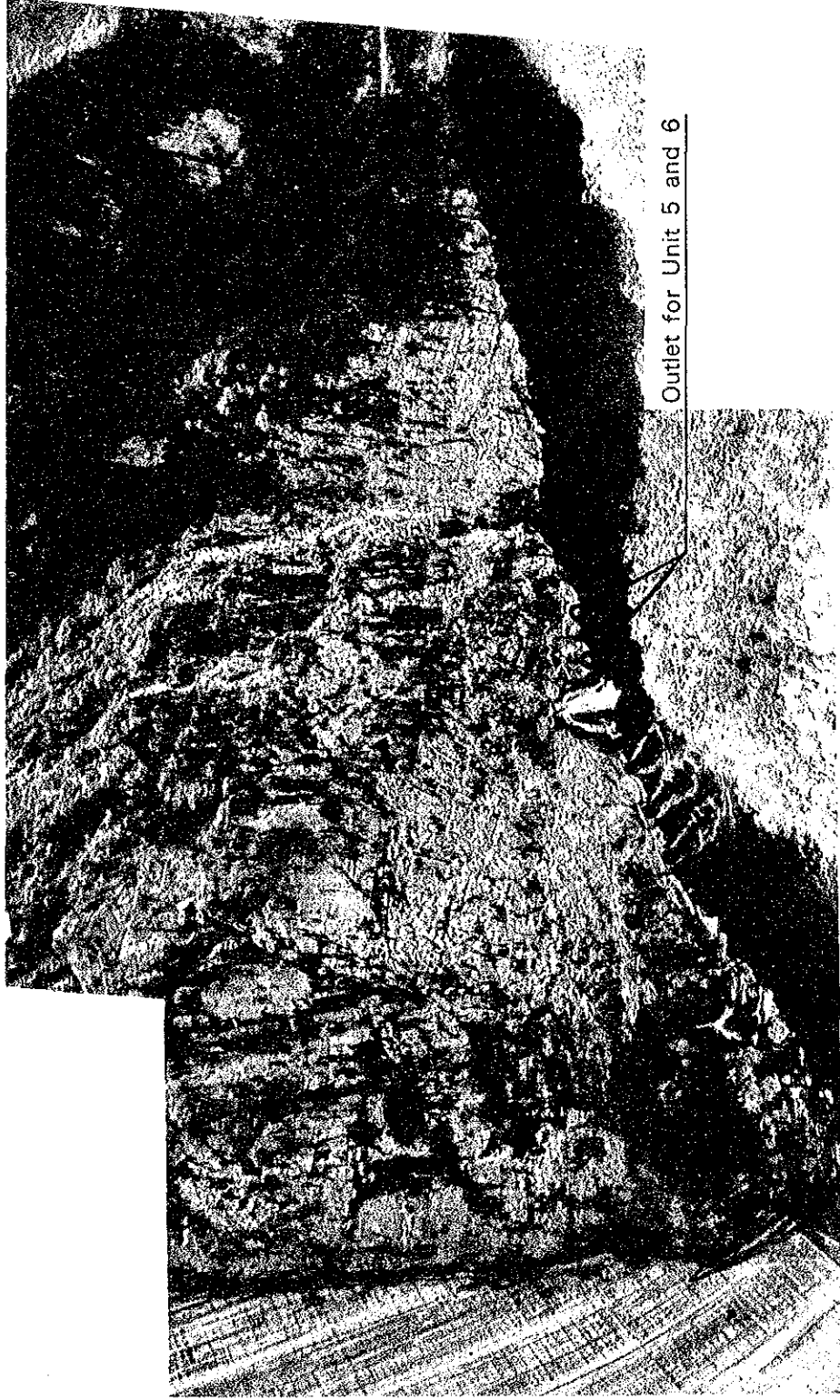
ホンデュラス共和国における電源開発の重要性および社会経済開発の必要性に鑑み、電力需給バランスの観点からピーク負荷対応設備が必要とされる時期に同国政府が本計画を実施することを勧告いたします。

本報告書の提出にあたり、本調査の実施に多大のご協力を賜ったホンデュラス電力公社およびホンデュラス国政府関係機関をはじめ、外務省、通商産業省、および貴事業団各位に心から感謝の意を表します。

エル・カホン水力発電所増設計画調査団
電 源 開 発 株 式 会 社
団 長 榎 並 敏 夫

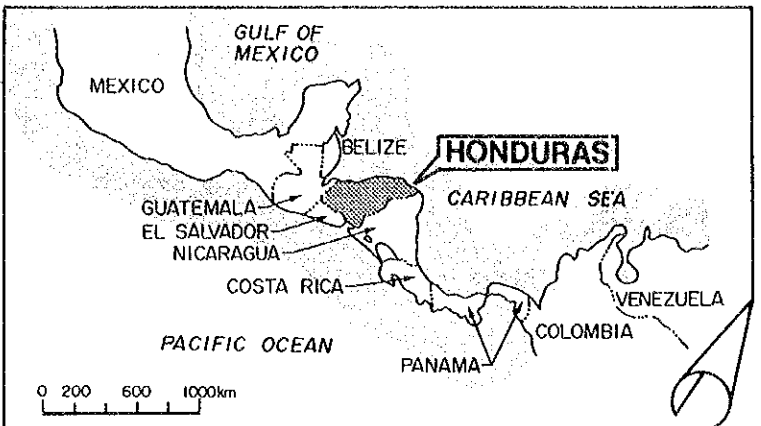
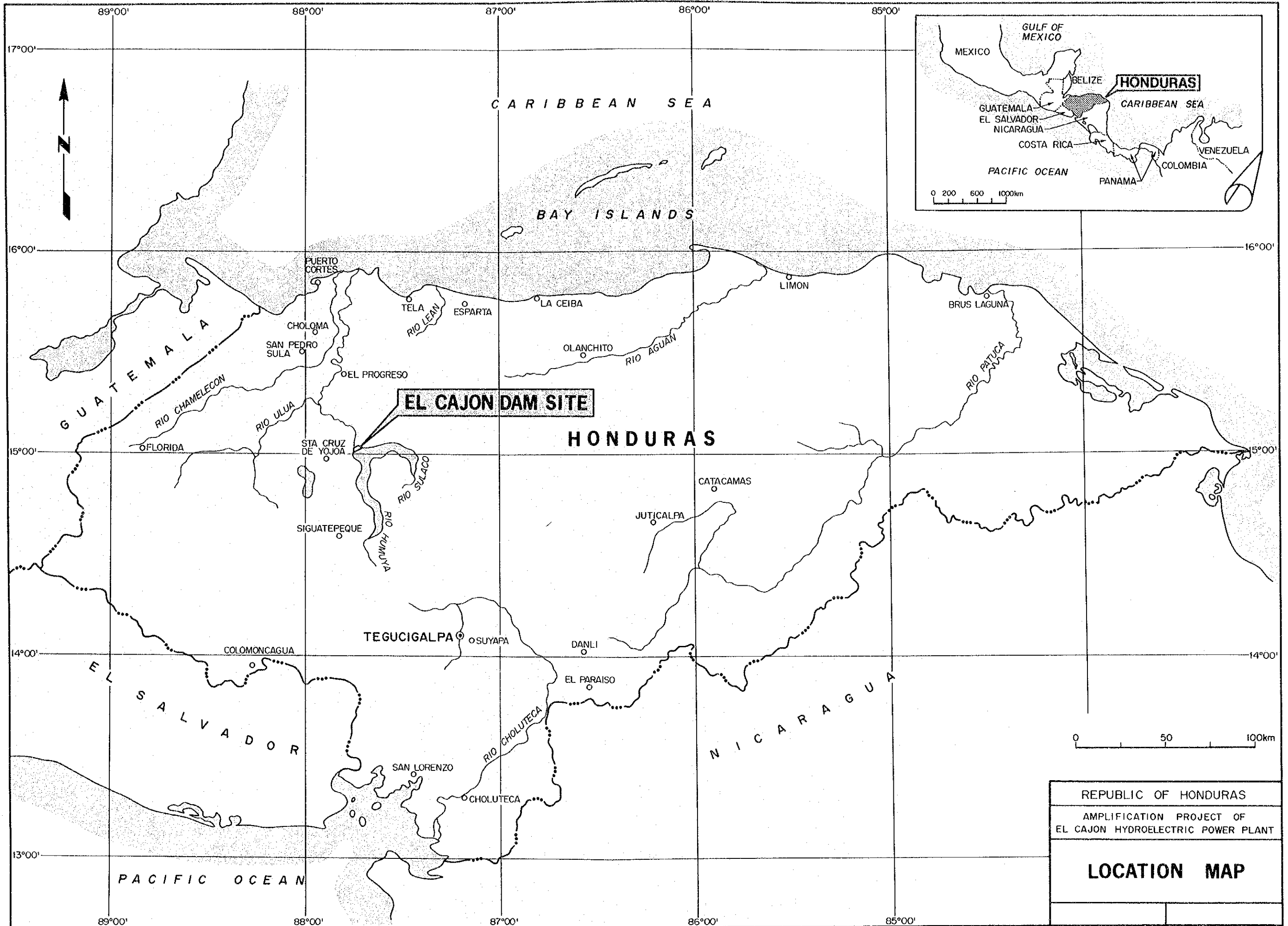


El Cajón Dam from Downstream Left Bank



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

要 約

結論と勧告

第1章 序 論

1.1 経 緯	1-1
1.2 業務内容および現地調査	1-2
1.3 既存の調査と報告書	1-5
1.4 開発基本構想	1-6

第2章 Honduras共和国の一般事情

2.1 地 理	2-1
2.2 気 候	2-1
2.3 人 口	2-2
2.4 経 済	2-3
2.5 エネルギー資源	2-4
2.6 運輸・通信	2-4

第3章 計画地域の一般概況

3.1 計画地域の一般概況	3-1
3.1.1 自然概況	3-1
3.1.2 社会環境	3-2
3.2 水資源開発計画	3-3

第4章 電気事業の現状

4.1 電力の現状	4-1
4.2 電気事業者	4-1
4.3 電力供給設備の現状	4-2
4.4 送変電設備の現状	4-3

	頁
4.5 電力需要供給の現状	4-3
4.6 送配電損失の改善策	4-4
第5章 電力需要想定および供給計画	
5.1 電力需要想定	5-1
5.1.1 電力需要と経済成長の足取り	5-1
5.1.2 電力需要想定	5-1
5.2 BNEEの電力供給計画	5-2
5.3 El Cajon水力の最適増設計画	5-3
5.3.1 各電源設備に対するコメント	5-3
5.3.2 電源開発計画に対するBNEEとの協議事項	5-4
5.3.3 検討の諸条件	5-7
5.3.4 電源開発計画のケース・スタディ	5-10
5.3.5 経済比較および感度分析	5-10
5.3.6 El Cajon水力の増設時期	5-12
第6章 気象および水文	
6.1 気象および水文の概要	6-1
6.1.1 一般	6-1
6.1.2 気象および流量観測資料	6-1
6.1.3 気象、水文観測所の現地踏査	6-2
6.1.4 気象および水文	6-3
6.2 流量	6-4
6.2.1 一般	6-4
6.2.2 流量資料の検証	6-5
6.2.3 流量資料の補完	6-5
6.3 洪水解析	6-6
6.3.1 一般	6-6

	頁
6.3.2 確率洪水量	6-6
6.3.3 可能最大洪水量	6-7
第7章 地質	
7.1 緒言	7-1
7.2 地質概要	7-1
7.2.1 地形	7-1
7.2.2 地質概要	7-1
7.3 地質調査の概要	7-2
7.3.1 資料収集	7-2
7.3.2 現地調査	7-2
7.3.3 調査結果の整理、解析	7-3
7.4 増設計画地域の地質	7-3
7.5 構造物地点の地質	7-5
7.5.1 水圧管路	7-5
7.5.2 発電所	7-6
7.5.3 放水路トンネル	7-9
7.5.4 放水口	7-10
第8章 遠方送信設備	
8.1 BNEEの通信システム	8-1
8.1.1 El Cajonの通信システムの概要	8-1
8.2 雨量・水位テレメータシステム	8-2
8.2.1 雨量・水位テレメータシステムの概要	8-2
8.2.2 雨量・水位テレメータシステムの設計	8-3
8.3 下流放流警報システム	8-5
8.3.1 下流放流警報システムの概要	8-5
8.3.2 下流放流警報システムの設計	8-6

	頁
8.4 結 論	8-7
8.4.1 雨量・水位テレメータシステム	8-7
8.4.2 下流放流警報システム	8-8
8.4.3 結 論	8-9
第9章 増設計画の検討	
9.1 検討方針	9-1
9.2 検討条件	9-2
9.3 貯水池運用計画	9-3
9.3.1 貯水池運用水位	9-3
9.3.2 電力量計算	9-4
9.4 需要形態と増設規模	9-6
9.5 増設規模の検討	9-7
9.5.1 コストの考え方	9-8
9.5.2 便益の考え方	9-9
9.5.3 増設規模の決定	9-9
9.5.4 主機台数およびユニット容量の検討	9-11
第10章 送電計画および系統解析	
10.1 送電系統の概要	10-1
10.2 送電計画	10-1
10.3 系統解析	10-2
10.3.1 電力汨流計算	10-2
10.3.2 短絡容量	10-2
10.3.3 安定度	10-3
10.4 結 論	10-3

	頁
第11章 フィージビリティ設計	
11.1 土木構造物	11-1
11.1.1 土木構造物の設備概要	11-1
11.1.2 設計概要	11-2
11.2 電気機器	11-4
第12章 工事計画及び工事費	
12.1 工事計画及び工事工程	12-1
12.1.1 基本条件	12-1
12.1.2 工事計画	12-2
12.1.3 工事工程	12-10
12.2 工事費	12-10
12.2.1 積算項目	12-10
12.2.2 積算基準	12-11
12.2.3 内貨・外貨の区分	12-13
12.2.4 工事費	12-13
第13章 環境に対する影響	
13.1 概要	13-1
13.2 環境の現況	13-1
13.2.1 El Cajon貯水池	13-1
13.2.2 ダム直下～Santa Ritaまでの現況	13-2
13.2.3 Valle de Sula	13-2
13.3 増設の環境に及ぼす影響	13-3
13.3.1 下流の流況変化について	13-3
13.3.2 水質について	13-4
13.3.3 工事中に関する項目	13-5

	頁
13.4 環境保全対策	13-6
13.4.1 増設後に関する項目	13-6
13.4.2 工事中に関する項目	13-6
第14章 経済・財務評価	
14.1 経済評価	14-1
14.1.1 経済評価の方法	14-1
14.1.2 本計画の経済的費用	14-3
14.1.3 本計画の経済的便益	14-5
14.1.4 本計画の経済評価	14-6
14.1.5 感度分析	14-7
14.2 財務評価	14-8
14.2.1 財務評価の方法	14-8
14.2.2 本計画の財務的費用および便益	14-8
14.2.3 本計画の財務評価	14-9
14.2.4 資金返済計画	14-10
第15章 今後の調査	
15.1 今後の調査	15-1

要 約

要 約

本報告書は1992年から1993年に亘り、日本政府の技術協力により国際協力事業団（JICA）が実施したHonduras共和国のEl Cajon水力発電所増設計画のフィージビリティ調査の結果をとりまとめたものである。

この報告書はJICAより日本国外務省を通じて、政府機関であるHonduras電力公社（ENBB）に提出されるものである。

フィージビリティ調査の検討結果を要約すると以下に述べる通りである。

(1) 本計画の特性

本報告書で述べられているEl Cajon水力発電所増設計画とは、既設の取水口に接続する導水路トンネル、水圧管路、発電所、放水路、開閉所からなる発電所計画であり、既設のEl Cajon発電所（出力；73MW×4台＝292MW）に隣接して設置される増設計画である。

Honduras共和国の1992年11月現在における電力設備は509.6MWで、水力発電設備（423.0MW）と火力発電設備（86.6MW）との比率は約83：17である。

最近5ヶ年間の電力需要は年平均伸び率で最大電力は7.4%、発生電力量8%と着実な増加を示している。

ENBBは今後の電力需要（1990年～2010年）を次の通り想定している。

年	最大電力 (MW)	電力量 (GWH)
1990	364.7	1,916.6
1995	431.1	2,379.2
2000	545.2	3,047.1
2005	722.5	4,094.8
2010	961.6	5,534.3

ENBBは、これらの電力需要に対処するために1994年にガスタービン火力（50MW）の運転を予定しており、順次ディーゼル火力および重油あるいは石炭による大容量火力等を投入する計画を立てている。今後の設備計画の中でEl Cajon増設の位置付けを考えるため、将来の供給パターンを想定してみると、需要のベース部分を既設水力発電所と新設の火力発電所で受持ち、需要の中間部分は既設El Cajon水力（292MW）でまかなう。次

いで残ったピーク部分と予備力相当部分を新設ガスタービン火力か、またはEl Cajon増設水力で充当することとなる。ここで本計画の特性となるのはEl Cajonに発電設備を増設すると、ピーク需要に対応する電力は増加するが、発電所全体の総発生電力量に増加がない事が上げられる。しかし、一般にピーク需要のための発電設備は設備利用率が低く割高な電力であるため、将来の供給パターンの中で増設計画が他の新設火力計画より有利になる場合に、その建設が期待される。

(a) 気象および水文

El Cajonダム地点は、大西洋に注ぐUlua川水系に属する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している。

El Cajonダムの流域は標高 1,000m~2,000m以上の山脈によって区切られており、その平均標高は約900mである。ダム地点における流域面積は8,220km²で、そのうちHumuya川が3,620km²、Sulaco川が4,600km²である。

年平均降雨量は約1,400mm、年平均気温は約26度である。

El Cajon増設計画に係る気象および水文資料の解析によって得られた、増設計画地点の気象および水文諸量を以下に示す。

- 年平均降雨量 : 1,400mm
- 年流入量 : $3,452 \times 10^6 \text{ m}^3$
- 年平均流量 : $109.46 \text{ m}^3/\text{sec}$
- 年貯水池面蒸発量 : 1,780mm
- 年平均気温 : 26°C
- 既往最大洪水量 : $3,600 \text{ m}^3/\text{sec}$
- 可能最大洪水量 : $17,300 \text{ m}^3/\text{sec}$

(b) 地質

増設計画の構造物はダム下流左岸の山体内で既設の水路系、発電所に隣接して設置される予定である。

計画地域周辺の峡谷は火山岩類により覆われており、峡谷内部にAtima石炭岩が分布している。増設構造物はAtima石灰岩中に予定されている。

石灰岩は鉛直あるいはそれに近い傾斜の数条の断層で切られているが、増設計画地域における最も重要な断層はIV断層で、ほぼ鉛直に北北西-南南東方向に伸びている。これらの断層はボーリングや踏査で認められ、既設構造物の掘削時にその性状が確認されている。断層の破碎幅は変化があり、最大15mに達して、殆どの場合方解石や粘土で充填されている。この区域のAtima石灰岩は岩盤力学的には良好な岩盤で構成されている。

以下に各構造物地点の地質について述べる。

増設水圧管路は既設水圧管路の上方に予定され、塊状石灰岩中にある。既設構造物施工時には大きな問題はなかった。

増設発電所は既設発電所の下流側に接続される予定である。既設発電所の空洞全体は塊状石灰岩中に位置し、岩盤は弾性的であり均質、堅硬である。増設発電所地点の岩盤は調査坑やボーリングおよびSanta Barbaraトンネルの地質から判断して良好であると思われる。

放水路トンネルは既設地点の約50m下流側に位置しており、塊状石灰岩中にある。既設地点は放水口近くまで堅硬で顕著な節理は認められなかったので、増設地点も岩盤は良好な状態と思われる。

放水口地点は風化は軽微であるが、表層数mは節理沿いにゆるんでいる可能性があるが斜面安定の確保は容易と思われる。

(c) 遠方送信設備

BNEEはEl Cajon流域内に降雨量測定所5ヶ所、水文観測所6ヶ所を有しているが、観測データの回収は人力より行われている。これ等の観測所のデータを常時、発電所および給電指令所等に送信し発電計画を立てる一助にするため設備の改良が求められている。

その一つはEl Cajon増設に際し雨量、水位テレメーターのシステム化を計画することであり、もう一つは増設により増加する発電放流量を下流へ警報するための設備の新設が挙げられる。

雨量、水位テレメーターシステムは水文データ（雨量、水位）の観測を行う各観測局とデータを収集する監視局をテレメーター回線により制御するもので、発電所および中央給電指令所で制御可能なシステムが構築される。

その内容は無線中継局を1局新設し、既設無線中継局の400MHz無線設備を2GHz無線回線に更新する。また水位テレメーター観測局5局および雨量観測局11局のテレメーター装備を行う。

下流警報システムは雨量・水位テレメーター設備と共用すると共に、警報局2局を新設し、サイレン警報装置、無線機等を設備する。

(d) 環境

既設Bl Cajon発電所は大規模な水力開発プロジェクトで、ダム湛水面積も94km²とHonduras国最大の人工湖である。このため建設時から慎重な環境影響評価とモニタリングがなされているが、現在まで環境面から重大な問題は発生していない。

今回増設計画を行うに当たり、環境の現状を変化させる要因とみられるものは、発電放流量の増加が主なものである。

増設により発電放流量は最大212m³/secから318m³/secに増加することになるが、下流河川の各断面において水位は0.4~0.6m程度上昇するのみである。水位上昇速度は平均33cm/時間であり、水位が上昇するまで3時間以上の時間があるため、問題はないものと思われる。

水質については、発電放流量が増加した場合に、貯水池の水質の鉛直分布から見ても放流水の水質に変化はないと思われる。

増設工事中における環境変化要因としては工事に伴う掘削土砂が約50,000m³出土するため、土捨場を造成して処理することとなる。

(2) 増設計画の概要

Bl Cajon発電所は貯水池をもった発電所であるため、その増設計画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から要請される増設分として期待される供給能力であり、その開発時期である。

(a) 増設規模

1) 規模検討の諸条件

- a) El Cajon水力発電所の増設はピーク時対応とする。
- b) 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。
- c) 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。
- d) 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。
- e) 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。
- f) 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。

2) 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；

- a) 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
 - b) 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
 - c) ベース用火力発電所の建設費
- を考慮した。

3) 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選定した。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。

(iv) 増設規模の検討

増設規模の検討に当り、既に先行施工された構造物の有効利用を優先して考慮する。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。

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。

これらの分析の結果、

ケース1：“Cルート”および“Dルート”の同時開発案

- a) 292MW案の(B-C)およびB/Cが最大となる。しかしながら146MW案と、219MW案との差は小さく、増設規模選定の決定的要因とはならない。
- b) 219MWおよび292MW案については、これらの発電設備が全て有効化するのは2020年頃であり、2010年以降のHondurasの電源開発計画が策定されていない現在、この分析は正確度を欠くものと思われる。
- c) すなわち、Hondurasの2010年以降の電源開発計画が水力主体となるのか火力主体となるのかによって、増設計画の経済性の評価が逆転することも考えられる。

ケース2：“Dルート”のみの開発案

- a) 146MW案の(B-C)およびB/Cが最大となる。
- b) 73MW案もB/Cは1.0を超えてはいるものの146MW案に比べて経済性ははるかに劣る。

ケース3：“Dルート”開発後に“Cルート”を開発する案

- a) 146MW案、73MW案ともに経済性は劣る。これは“Dルート”を単独先行開発することによって増設計画の経済上の便益が先取りされたためである。
- b) 「便益の先取り」の意味することは、すなわち、ミドル負荷対応のEl Cajon水力発電所をピーク負荷対応の発電所にするよりも、ベース負荷対応のEl Cajon水力発電所をピーク対応の発電所にする便益の方がはるかに大きいということである。

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案となった。

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った。

- 48.7MW×3台
- 73MW×2台

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

一般に投資効果(B-C)の最も大きい計画が最適開発計画であると言われており、したがって、73MW×2台を電力需給バランスに合わせて段階開発する案をEl Cajon水力発電所の増設計画として採用することとした。

(b) 開発時期

本計画が全国電力システム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。

Case	年経費の現在価値 (10 ⁶ US\$)
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。

(c) 設備概要

El Cajon増設設備の概要を述べると以下の通りである。

増設発電所は既設El Cajon発電所(73MW×4台)に隣接して設置される。

既設の取水口、導水トンネルに接続して水圧鉄管（延長 208m）を新設し、1台当り最大使用水量 $53\text{ m}^3/\text{sec}$ を発電所に導水し、最大出力 $73\text{ MW} \times 2\text{ 台} = 146\text{ MW}$ の発電設備が増設される。

既設を含めるとBl Cajon発電所の合計最大出力は $73\text{ MW} \times 6\text{ 台} = 438\text{ MW}$ 、と増加するが年間発生電力量は約 $1,300\text{ GWh}$ であると想定され、増設による発生電力量の増加はない。

Bl Cajon発電所により発電される電力は拡張される開閉所を通り、従前通り 230 kV 、2回線で南北の主要都市向けに送電される。

(d) 送電計画・系統解析

1992年と2006年の2断面について汐流計算、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、一部の送電線の増設、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、Bl Cajon発電所の引出し送電線の増改良の必要はない。

(3) 工事計画および工事費

(a) 工事計画

本計画の建設工事は工事規模、既設構造物との配置、準備工事等を考慮して検討した結果、5号機は約3年6ヶ月、6号機は1年6ヶ月の工期を必要とすると考えられる。本計画5号機の運用年を2002年とすると概略下記のスケジュールで着工準備を行う必要がある。

1996年1月	—	1996年12月	詳細設計
1997年1月	—	1998年6月	融資手続、建設工事入札および契約
1998年7月	—	2001年12月	建設工事

(b) 工事費

本計画の工事費は現時点で期待される技術水準による設計、施工方法および材料・製品を適用するものとした。また、計画地点の地質条件、地形条件、工事規模、およ

び既設発電所に隣接して設置されるという特殊環境にも配慮して積算した。積算時点は1992年10月現在とした。(内外貨の交換レートは 1US\$ = 5.8 Lempira とした)

工事費は US\$110,077×10³ であり、その内外貨の内訳は以下の通りである。

内 貨 : US\$17,692×10³

外 貨 : US\$92,385×10³

発電端におけるkW当たり建設費はUS\$754である。

(4) 経済・財務評価

本計画の経済評価の結果、代替火力発電設備を便益とした場合、純現在価値(B-C)、便益費用比(B/C)およびEIRRはそれぞれUS\$15,076×10³、1.12および16%である。

また財務評価としては、発電機増設に伴う発生電力量の増加が期待出来ないため、通常の財務評価手法を用いることは適切でない。従ってどの位の内部留保があれば本計画が実施出来るか、すなわちどの程度の追加的電力販売料金収入があれば財務的に計画が成り立つかという検討を行い、財務評価に変えることにした。

その結果、現行電力料金を5%値上げした場合、FIRRが12.4%となり内貨分予想借入金利の12%を超過する。

El Cajon 水力発電所増設計画概要

項 目	単 位	内 容
河川名	—	Comayagua 川
流域面積	km ²	8,220
年間流入量	10 ⁶ m ³	3,452
年平均流量	m ³ /sec	109.46
1. El Cajon 発電所 (既設)		
(1) 貯水池 (既設)		
満水位	m	285.00
低水位	m	220.00
利用水深	m	65.00
総貯水容量	10 ⁶ m ³	5,650
有効貯水容量	10 ⁶ m ³	4,170
湛水面積	km ²	94
(2) ダム (既設)		
型 式	—	コンクリートアーチ式
高 さ	m	226
堤頂長	m	282
堤頂幅	m	7
堤底幅	m	48
堤頂標高	m	301
洪水吐設備	—	ローゲート高12m×幅4.5m×2台 放流量 1,800m ³ /sec×2
低水位放流設備	—	スライドゲート 高4.8m×幅3.0m×3台 放流量 630m ³ /sec×3 設置標高 170.00 m
(3) 水路 (既設)		
取水口	—	傾斜型ローゲート4台 (内2台は増設用)
水圧管路	—	内径4.2m×4条 (内2条は増設用で標高202mの水平部分のみ)
放水路	—	内径4.2m×4条 (増設分は含まず)
(4) 発電所 (既設)		
型 式	—	地下式
寸 法	—	幅30m×高さ42m×長さ110m (増設部は含まず)

クレーン	—	2台	主巻：100ton 補巻：5/20ton 最大容量（2台分）180ton
(5) 水車（既設）			
台数	台	4	
型式	—		立軸フランス水車
定格出力	kW	75,000	（有効落差 156m）
最大出力	kW	93,000	（有効落差 180m）
使用水量	m ³ /sec	53.6	（定格時）
回転速度	rpm	300	
無拘束速度	rpm	570	
回転方向	—		反時計方向
(6) 発電機（既設）			
台数	台	4	
型式	—		立軸三相回転界磁
定格出力	kVA	91,250	（力率 0.8）
最大出力	kVA	100,000	（力率 0.91以上）
電圧	kV	13.8	
周波数	Hz	60	
回転速度	rpm	300	
絶縁種別	—		F種
短絡比	—		1.25以上
GD ²	ton-m ²		3,200 以上
(7) 変圧器（既設）			
台数	台	4	
型式	—		屋外油入型
容量	kVA	100,000	
一次電圧	kV	13.8	
二次電圧	kV	230	
周波数	Hz	60	
接続	—		YNd1
インピーダンス電圧	%		12
(8) 開閉所（既設）			
母線方式	—		二次母線方式
遮断方式	—		1-1/2遮断方式
送電線	—		Progreso行 230kV 2回線 Suyapa 行 230kV 2回線

2. El Cajon増設発電所

(1) 貯水池 (既設)

(2) ダム (既設)

(3) 水路

取水口 (既設)

水圧管路

—

内径4.2m 傾斜1本 延長 180.219m
分岐後2条 内径3.0m 延長 41.386m

放水路

—

内径4.2m×2条 延長 100.30 m

(4) 発電所

型式

—

地下式

寸法

—

幅29.5m×高さ41.40m×長さ42.75m

クレーン (既設)

(5) 水車

台数

台

2

型式

—

立軸フランス水車

定格出力

kW

75,000 (有効落差 156m)

最大出力

kW

93,000 (有効落差 180m)

使用水量

m³/s

53.6

回転速度

rpm

300

無拘束速度

rpm

570

回転方向

—

反時計方向

(6) 発電機

台数

台

2

型式

—

立軸三相回転界磁

定格出力

kVA

91,250 (力率 0.8)

最大出力

kVA

100,000 (力率 0.91 以上)

電圧

kV

13.8

周波数

Hz

60

回転速度

rpm

300

絶縁種別

—

F種

短絡比

—

1.25以上

GD²

ton-m²

3,200 以上

(7) 変圧器

台数	台	2
型式	-	屋外-油入型
容量	kVA	100,000
一次電力	kV	13.8
二次電力	kV	230
周波数	Hz	60
接続	-	YNd1
インパルス電圧	%	12

(8) 開閉所

母線方式	-	二重母線方式
遮断方式	-	1-1/2遮断方式
送電線	-	Progreso行 230kV 2回線 Suyapa 行 230kV 2回線

結論と勧告

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。BNEB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EIRRは、それぞれ US\$15,076×10⁸、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。

— 勧 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。

第 1 章 序 論

第1章 序 論

目 次

	頁
1.1 経 緯	1-1
1.2 業務内容および現地調査	1-2
1.3 既存の調査と報告書	1-5
1.4 開発基本構想	1-6

List of Figures

- | | |
|------------|------------------------|
| Figure 1-1 | Study Flow |
| Figure 1-2 | Work Progress Schedule |

第1章 序 論

本報告書は、Humuya川の中流域に位置する、El Cajon水力発電所増設計画に関するフィージビリティ調査の最終段階を、最終報告書（案）としてとりまとめたものである。

報告書の内容は、1992年6月から1992年7月と、1992年10月から1992年11月の期間に実施した現地調査により収集した資料と、Honduras電力公社（Empresa Nacional de Energia Electrica 以下ENEE）と協議した結果に基づいて実施した検討結果を記述したものである。

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511MW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。

本調査は、予備調査、フィージビリティ設計の二段階よりなる。

第一段階の予備調査は国内事前準備、現地調査および国内解析作業に分けられる。Honduras国では現地踏査、資料収集およびレビューを行う。国内では解析作業を行い本計画の開発基本構想を策定する。

第二段階は、予備調査の結果に基づきフィージビリティ設計、積算、経済および財務評価を行う。

これら二段階の調査業務の進め方および調査スケジュールはFig. 1-1およびFig. 1-2に示す通りである。

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

この間、JICA調査団は下記の報告書をENBBに提出した。

- 1992年6月 : インセプション・レポート
 1992年10月 : 中間報告書
 1993年1月 : 最終報告書(案)

本調査団の団員および本調査に協力を得たHonduras政府関係者は次の通りである。

JICA調査団

<u>氏名</u>	<u>担当</u>	<u>期間</u>
榎並敏夫	総括 (水力発電計画兼務)	1992. 6. 10 ~ 1992. 7. 9
		1992. 10. 24 ~ 1992. 11. 7
		1993. 1. 25 ~ 1993. 2. 8
藤内利正	電気 (電力計画)	1992. 6. 10 ~ 1992. 7. 9
		1992. 10. 24 ~ 1992. 11. 7
水橋雄太郎	土木 (水文)	1992. 6. 10 ~ 1992. 7. 9
星野延夫	地質 (評価)	1992. 6. 10 ~ 1992. 7. 9
加藤憲司	土木 (土木設備設計)	1992. 6. 10 ~ 1992. 7. 9
		1992. 10. 24 ~ 1992. 11. 7
		1993. 1. 25 ~ 1993. 2. 8
小山隆平	電気 (電力設備設計)	1992. 6. 10 ~ 1992. 7. 9
		1993. 1. 25 ~ 1993. 2. 8
斉藤学	通信 (遠方送信設備設計)	1992. 6. 10 ~ 1992. 7. 9
		1992. 10. 24 ~ 1992. 11. 7
鷺沢毅	土木 (施工計画)	1992. 10. 24 ~ 1992. 11. 7
		1993. 1. 25 ~ 1993. 2. 8
北村恵	土木 (環境)	1992. 6. 10 ~ 1992. 7. 9
		1992. 10. 24 ~ 1992. 11. 7
平原哲也	経済財務	1992. 10. 24 ~ 1992. 11. 7
		1993. 1. 25 ~ 1993. 2. 8

Government of Honduras

Ministerio de Comunicaciones, Obras Publicas y Transporte (SECOPT)

Ing. Mauro Membreño Tosta Ministro
Lic. Miguel Angel Matute Vice Ministro

Ministerio de Planificacion Coordinacion y Presupuesto (SECPLAN)

Lic. Guadalupe Hung Pacheco Directora de Cooperacion

Empresa Nacional de Energia Electrica (ENEE)

Lic. Federico Breve Travieso	Gerente General
Lic. Mauricio Mossi S.	Director de Planificación
Lic. Edgardo Zepeda A.	Jefe Depto. Planificación Económica
Lic. Reynaldo Rojas	Depto. Planificación Económica
Ingra. Ana Isabel Carranza	Depto. Planificación Económica
Ingra. Maria David	Depto. Planificación Económica
Ing. Felipe Arturo Montoya	Depto. Planificación Económica
Ing. Edgardo Arita	Depto. Planificación Económica
Ing. Gerardo Salgado D.	Depto. Planificación Económica
Ing. Roberto A. Nunez	Jefe Depto. Producción
Ing. Cesar Lagos Figueroa	Jefe División Ingenieria Electromecanica
Ing. Carlos Roberto Garcia	División Sistema Interconectado
Ing. Jorge Padilla	División Sistema Interconectado
Ing. Gustavo A. Valladares	División Hidrologia y Climatologia
Ing. Roberto Avalos Limgan	División Hidrologia y Climatologia
Ing. Edgardo Zuniga A.	División Hidrologia y Climatologia
Ing. Carlos H. Valladares	División Recursos Hidráulicos
Ing. Rose Mary Salgado	División Recursos Hidráulicos
Ing. Oswaldo Sevilla Lopez	Supervisión de Subestaciones
Ing. Ramon Guifarvo	Jefe Unidad El Cajón
Ing. Oscar Madrid Galix	Jefe Unidad de Despacho
Ing. Edgardo Durion	Jefe Unidad de Comunicaciones
Ing. Rosela Sandoval	Unidad de Comunicaciones
Ing. Eric Seaman	Unidad de Comunicaciones
Ing. Jorge Flores	Unidad de Geotécnica
Ing. Glenda E. Castillo	Proyecto Sico-Remolino
Ing. Leonardo Enrique Deras	El Cajón Jefe Sección de Operación
Ing. Manuel Palma C.	" Jefe de Unidad
Ing. Miguel Ortiz	" Jefe de Obras Civiles
Ing. Mateo Castillo	" Jefe de Manto. Electronico
Ing. Donery A. Flores	" Mantenimiento Electrónico
Ing. José A. Moran	" Mantenimiento Electrónico
Ing. Juan Carlos Rosadas	" Mantenimiento Electrónico
Ing. Ricardo Ulloa	" Mantenimiento Electrónico

1.3 既存の調査と報告書

El Cajon水力発電所増設計画に関連して、現在までに実施された調査は以下の通りである。

No.	実施年	調査報告書名	調査実施者
1	1973	El Cajón Project Feasibility Study	Motor-Columbus
2	1977	El Cajón Project Updating of Feasibility Study	Motor-Columbus
3	1991	Estudios de Factibilidad Proyecto Hidroelectrico Remolino y Sico II	Lahmeyer-International

各報告書の内容は以下の通りである。

- 報告書No.1では、El Cajon水力発電所は564MW (94MW×6台)で開発されるのが最適であると結論されているが、73MW×8台を2期に分けて開発する案も検討されている。
- 報告書No.2では、上記フェージビリティ調査報告書についてダムの安定性の確認を中心に、計画の見直しを行ったものである。これによると、El Cajon水力発電所は第1期工事として1985年に292MW (73MW×4台)を開発し、その後1988年に146MW (73MW×2台)を増設し、更に増設を重ね最終的には584MW (73MW×8台)とする発電計画を最適としている。ダムの位置、形式、規模、利用水深等の主要な諸元の変更はない。
- 報告書No.3は、El Cajon水力発電所の下流に位置するRemolino水力発電計画のフェージビリティ調査報告書である。この調査ではRemolino水力発電計画のだむ地点を地質上の問題より、当初予定地点より7km上流に移動し、El Cajon水力発電所の下流3kmの地点 (Agua de la Reina) を計画地点としている。このため、貯水容量が小さくなり、Remolino (Agua de la Reina) 水力発電計画ではEl Cajon水力発電所の増設の影響を考慮し調査を行っている。

1.4 開発基本構想

ENEEは、Honduras国における電力需要予測に関し、2010年までの需要予測を行っている。2010年には必要な最大電力及び発生電力量を夫々 962MW、5,534GWhと見込んでおり、最大電力では1991年の2.5倍（年平均伸び率5.0%）、発生電力量では2.7倍（年平均伸び率5.4%）と急激な伸びを予測している。

ENEEは、これらの急激な伸びに対応するために、水力発電、火力発電、地熱発電等の適切な開発及び老朽火力のリハビリ等を計画している。

また、現状は殆ど水力だけの供給であるが、近い将来には或る程度の新設火力も建設せざるを得ない状況にあり、El Cajon発電所の増設でピークを賄い、燃料の安いベース火力を建設することが得策と想定している。具体的には、1994年にガスタービン発電所（50MWクラス）を計画しており、1994年以降は需要の伸びに対応してディーゼル火力、重油火力等の投入を計画している。

調査団は、この様な国全体の電力需要およびそのパターンと、火力を含む他の既設電源および新規開発計画との関連の中で、本発電所が受け持つ電力需要を明確に位置づけ、更に土木設備は既施工分を含めた最適規模を求めるなど需要と設備の両面から計画を案することが肝要であると考えた。第1の観点である電力需要については、ENEEの作成した1991年の電力需要想定を基本として、系統内でのEl Cajon水力発電所の役割を明確に位置付ける。すなわち電力需給バランスより主としてピーク用発電所として開発してkWバランスを計り、更にkWhバランスからも供給不足にならない様に考えて各種のケースを提案し増設時期、増設規模等を比較検討することとした。

また、第2の観点である土木構造物の面からは既存開発計画および施工部分の内容を詳細にレビューし開発レイアウト、開発規模等についてその妥当性を検討し代替案の可能性も調べられる。即ち1985年第1期 292MW（73MW×4台）が運開した時点で、次期増設工事のための土木構造物の取水口、1部導水トンネルは施工済であることを前提条件として、増設規模による経済性の追求、既存発電所の運転に支障を来たさない増設設備の設計、施工計画など最適増設計画を策定することとした。

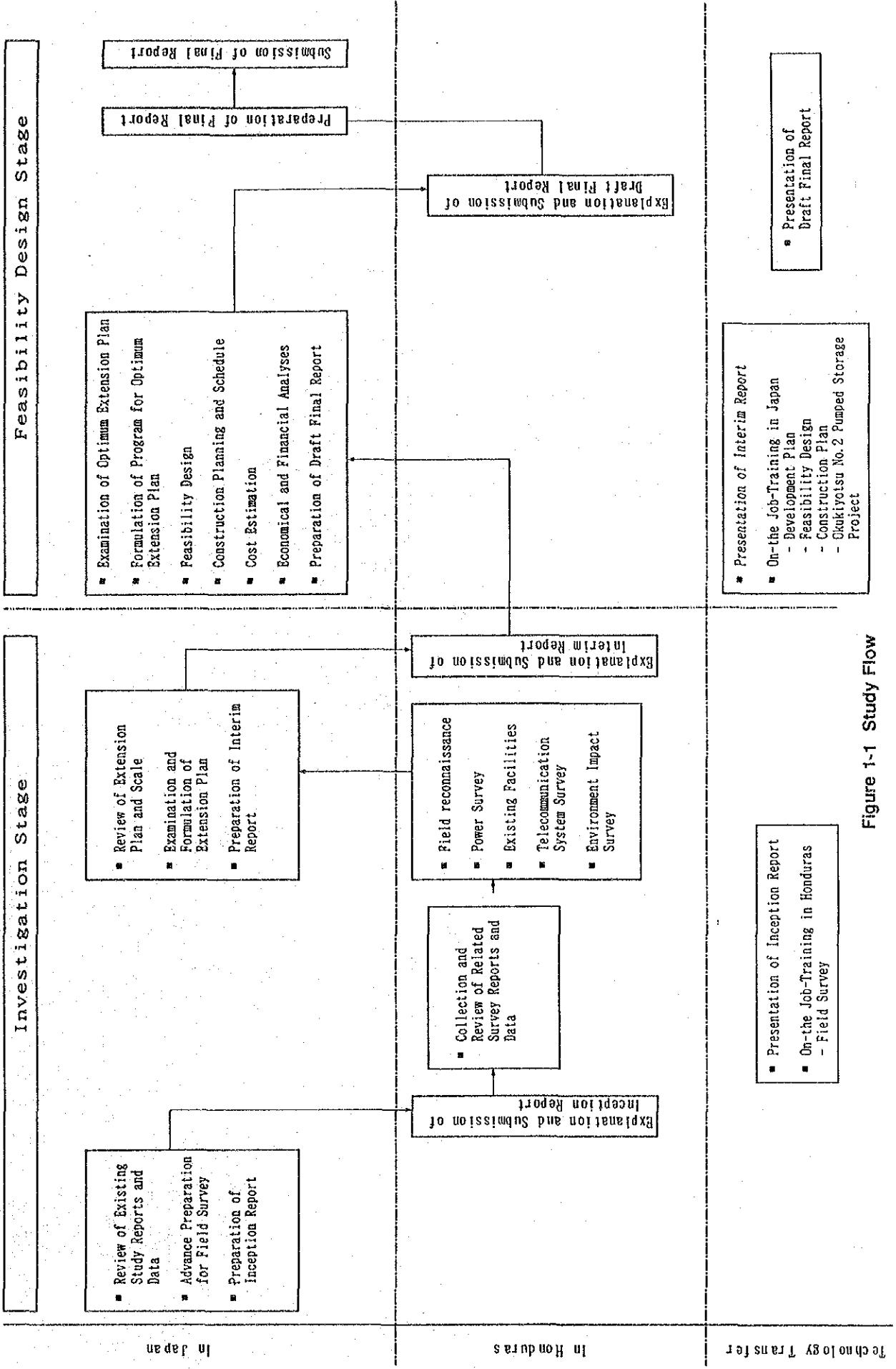


Figure 1-1 Study Flow

In Japan

In Honduras

Technology Transfer

- Presentation of Inception Report
- On-the Job-Training in Honduras
 - Field Survey

- Presentation of Interim Report
- On-the Job-Training in Japan
 - Development Plan
 - Feasibility Design
 - Construction Plan
 - Okukyoisu No. 2 Pumped Storage Project

- Presentation of Draft Final Report

Investigation Year Work Item	1992						1993						
	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6
(1) Investigation stage													
① Review of already obtained source materials and preliminary preparation for site investigation	□												
② Collection and analysis of existing source materials, reports and related information	■	■	■										
③ Field survey (topography, geology, hydrology, and river water utilization, etc.)	■	■											
④ Power survey													
a) Review and forecasts of related information concerning the growth of electric power consumption, forecasts of energy and peak, and the electric power consumption patterns plan	■	■	■	■	■	■							
b) Review and analysis of system power extension plan including factors concerning power transmission lines and substations	■	■	■	■	■	■							
⑤ Review of the existing development plan of the power plant	■	■	■	■	■	■							
⑥ Investigation and planning on remote transmission system	■	■	■	■	■	■							
⑦ Environmental impact study	■					□							
⑧ Review of existing extension plan and scale	■	■	■	■	■	■							
⑨ Examination and formulation of the appropriate extension plan for the power plant	■	■	■	■	■	■							
(2) Feasibility design stage													
① Optimization of the development plan													
② Preparation of the reservoir operation plan								□					
③ Feasibility design								■	■	■			
④ Construction plan											□		
⑤ Cost estimation								■	■	■			
⑥ Economic and financial analyses													
Preparation of Reports													
(1) Inception Report	▽												
(2) Interim Report								▽	▽				
(3) Draft Final Report										▽	▽		
(4) Final Report													▽

Legend : ■ Work in Honduras □ Work in Japan ▽ Submission of report

Figure 1-2 Work Progress Schedule

第2章 Honduras共和国の一般事情

第2章 Honduras共和国の一般事情

目 次

	頁
2.1 地 理	2-1
2.2 気 候	2-1
2.3 人 口	2-2
2.4 経 済	2-3
2.5 エネルギー資源	2-4
2.6 運輸・通信	2-4

List of Table

Table 2-1 Trade Balance in Honduras

第2章 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 $16^{\circ} 30'$ ~ $13^{\circ} 25'$ 、西経 $83^{\circ} 10'$ ~ $89^{\circ} 20'$ 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、地勢は北部のCaribe海と南部の太平洋岸は平野であるが、中央部から南部にかけては海拔1,000mから1,500mの高原地帯をなしている。同国における最高峰はCelaque山 (2,849m) である。

その他Santa Barbara (2,744m), P. Sumpal (2,730m) 等が存在する。

一方、代表的な河川としてUlua, Aguan, Sico Tinto, Patuca, CocoがCaribe海に流れ、Nacaome, Cholutecaが太平洋に注いでいる。

湖は自然湖のYojoa湖 (90km²)、人造湖のEl Cajon湖 (94km²) が代表的である。後者は水力発電用の貯水池、即ち、水力エネルギー源として大きな役割を果たしている。

植生群は、中央高原部では杉、マホガニー等乾燥熱帯林が多い。それ以外の地域では標高に応じ、低地部では熱帯雨林、1,500mまでは温暖多雨林、1,500mを超えるところでは高地混合林となっている。

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°Cで、雨期 (5~10月) と乾期 (11~4月) に分けられる。

次に主要都市の気候を示す。

Climate in Main Cities

City	Region	Elevation (m)	Temperature (°C)			Average Humidity (%)	Average Precipitation (mm)
			Average	Min.	Max.		
Tegucigalpa	Central	1,007	21.5	14.1	30.2	72	1,300
San Pedro Sula	Central	76	26.0	19.0	34.0	77	1,373
Comayagua	Central	579	24.5	13.0	34.7	72	900
Choluteca	Pacifico	10	28.8	27.2	37.9	66	1,824
Pto. Cortes	Caribe Norte	12	27.6	21.5	32.5	83	2,856
Nacaome	Pacifico	10	28.8	20.0	35.0	60	1,547

Source : El Clima e Historia de Ciudades y Pueblos de Honduras

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) を中心とする中央渓谷 (Valle Central) に集中している。また人口密度は39.0人/km²である。県別の人口を以下に示す。

県	面積	人口
1 Atlantida	4,251.2km ²	237,180
2 Colon	8,874.8	146,224
3 Comayagua	5,196.4	238,790
4 Copan	3,203.0	218,864
5 Cortes	3,954.0	644,807
6 Choluteca	4,211.0	293,260
7 El Paraiso	7,218.1	255,400
8 Francisco Morazan	7,946.2	797,611
9 Gracias a Dios	16,630.0	34,159
10 Intibuca	3,072.2	123,512
11 Islas de la Bahia	260.6	21,553
12 La Paz	2,330.6	105,996
13 Lempira	4,289.7	175,450
14 Ocotepeque	1,680.2	74,286
15 Olancho	24,350.9	282,018
16 Santa Barbara	5,115.3	277,995
17 Valle	1,564.6	119,889
18 Yoro	7,939.2	329,845
TOTAL PAIS	112,088.0 km ²	4,376,839

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。

最近の経済活動状況は1980年から83年まで実質経済成長率は石油等の輸入価格の高騰、バナナ・木材等の輸出価格の低落、周辺国向けの輸出の落ち込みにより低下したが、84年バナナ・コーヒーなどの輸出価格の上昇およびBl Cajonダム建設に伴う公共投資の増大により成長率がプラスに転じ、84年には2.1%、85年2.9%、86年は国際的なコーヒー輸出価格の上昇と石油価格の下落に伴う対外支払の減少、民間投資および民間・公共支出の増大により2.9%の成長を遂げた。88年にはバナナの価格が上昇したが89年にはコーヒーが大きく落ち込んだ。貿易収支を Table 2-1 に示す。貿易支出は1980年代は赤字基調で推移したが、90年には除々にではあるが赤字幅は減少している。国内総生産の産業別構成は次の通りである。

国内総生産の産業別構成

(単位：100万US\$、%)

年	1986年	1990年
農 業	1,110 (28.1)	1,206 (27.7)
鉱 業	87 (2.2)	60 (1.4)
製造業	580 (14.7)	710 (16.3)
建設業	200 (5.1)	137 (3.1)
電気・ガス・水道	110 (2.8)	123 (2.8)
運輸・倉庫・通信	316 (8.0)	348 (8.0)
商 業	484 (12.3)	516 (11.9)
金融・保険	488 (12.4)	614 (14.1)
政 府	198 (5.0)	223 (5.1)
その他のサービス	378 (9.6)	414 (9.5)
合 計	3,951 (100.0)	4,351 (100.0)

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おり、後述の通り幾つかの計画がある。

また、この国はNicaragua, Costa Rica, Panamaと送電線の連系を利用して電力の輸出入が行われている。この送電線をEl Salvadorと繋げることにより、中米地域を連係する計画もある。

この外に地熱エネルギーの開発も計画しており、Platanares地点等これまで国連、米国、イタリアの協力を得て調査を進めているが、まだ実用化はされていない。

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。幹線道路はPto. CortesとCholuteca間（438km）、San Pedro SulaとOcotepeque間（255km）がアスファルト舗装されている。

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。

港湾は太平洋岸ではSan Lorenzo港、Caribe海岸ではPto. Cortes, Tela, La Ceiba, Trujillo港がある。

空港はTegucigalpa, San Pedro Sula, La Ceibaの国際空港をはじめ、Copan, San Juan de Opoa, Trujillo, Brus Laguna, Pto. Lempira, Wampusirpi等の空港がある。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。

テレックス、ファクシミリ、電報共に普及率が低いが利用出来る。

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。

Table 2-1 Honduras国の貿易収支

(単位：百万US\$)

	1988	1989	1990
輸出 (FOB)	839.0	851.0	812.4
バナナ	356.4	351.7	366.3
コーヒー	192.1	190.9	180.9
木材	29.8	25.4	16.1
冷凍食肉	20.3	19.8	24.8
銀	9.9	8.1	4.0
鉛	7.3	6.0	3.6
亜鉛	29.8	60.5	34.3
砂糖	14.4	10.2	11.4
えび	49.4	40.0	45.9
車えび	32.6	32.4	26.9
煙草	3.1	3.8	1.9
その他産品	93.9	102.2	96.3
輸入 (CIF)	885.8	872.1	880.4
生物、動植物製産品	62.4	65.3	48.5
栄養食品	48.6	47.6	45.8
鉱産物品	120.3	147.9	170.0
化成品	214.6	223.3	208.8
木材、コルク、紙類	66.8	43.7	37.1
織物、履物、帽子類	31.5	31.8	29.4
セメント、石材、貴石類	20.5	17.4	16.5
一般機械	66.7	64.4	72.6
電気機械、部品類	118.3	124.1	144.6
輸送機器類	111.8	84.1	84.4
眼鏡、写真、時計類	13.3	14.4	12.6
商品貨物、武器、芸術品類	11.0	8.1	10.1
バランス (FOB-CIF)	-46.8	-21.1	-68.0

第 3 章 計画地域の一般概況

第3章 計画地域の一般概況

目 次

	頁
3.1 計画地域の一般概況	3-1
3.1.1 自然概況	3-1
3.1.2 社会環境	3-2
3.2 水資源開発計画	3-3

第3章 計画地域の一般概況

3.1 計画地域の一般概況

3.1.1 自然概況

(1) 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Ulúa川）の中流部に位置し、ダムは1985年に建設された高さ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/sec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。

(2) 地震

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。

(3) 気象

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。

(4) 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、ダム築造後今日までENEEおよびHonduras大学、Nevada大学（米国）による水棲動植物研究機関（CHIMRA）が設置され環境に関する影響調査のための作業が継続されている。

3.1.2 社会環境

(1) 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ENEE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。

(2) 文化公共施設

ダム周辺にはENEE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。

(3) 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。

(4) 産 業

Comayagua川流域のうち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。

(5) 商業と観光

Comayagua川流域にはComayagua市を中心にLa Paz, Siguatepeque等の都市があり、商業と観光で生計を営んでいる。

ダム周辺では商業関係ではENBE専用のマーケット施設があるのみである。

本計画地域内には保護すべき重要文化財は見当たらない。

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。

第 4 章 電気事業の現状

第 4 章 電気事業の現状

目 次

	頁
4.1 電力の現状	4-1
4.2 電気事業者	4-1
4.3 電力供給設備の現状	4-2
4.4 送変電設備の現状	4-3
4.5 電力需要供給の現状	4-3
4.6 送配電損失の改善策	4-4

List of Tables

Table 4-1	Generating Facilities
Table 4-2	Transmission Line
Table 4-3	Substation
Table 4-4	Maximum Demand
Table 4-5	Historic Load Data
Table 4-6	Energy Consumption by Sector

List of Figures

Figure 4-1	Organization of ENEE
Figure 4-2	Power System of ENEE (Over 69 kV, 1992)
Figure 4-3	Power System of ENEE (Single Line Diagram 1992)
Figure 4-4	Daily Load Curve

第4章 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511MW、最大電力では377MWを記録している。ここで特記すべきことは、水力発電設備が全体の80%強を占めており、電力供給のほとんどを水力に依存していることである。これは1985年に運開したEl Cajon水力発電所（292MW）に寄与するところが多である。当国はこれにより相当の供給余力を有することとなり、隣国のNicaragua, Costa Rica, Panama 等へ売電（1990年実績308GWh）するまでになった。

しかし、1980～1990年の年平均消費電力量の伸び率は7.0%を記録しており、当国における電力需要は順調な伸びを示しているため、1992年には売電もできなくなると予測されている。このため、新規電源開発計画は無論のこと、休止中の老朽火力のリハビリ等をも含めた供給力確保策の具体化が急務となっている。

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ENEE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。

ENEEの組織を Fig. 4-1 に示す。ENEE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。従業員は1989年末で3601名（正社員 2260名、臨時雇用 1341名）であったが、1991年、ENEEユニオンのストライキ以後ENEEは減員に努めている。ENEEが報告を行うSBCPLANはエネルギー部門の資料の収集・処理と国のエネルギー開発へ向けての広

範な目標設定に対して責任を有している。

Hondurasのエネルギーの種別毎の利用状況は次の通りである。

(Unit : %)

year	Fuel Wood	Bagasse	Petroleum Products	Electricity	Total
1984	61	6	29	4	100
1995 Projection	58	5	30	7	100

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。

各発電設備の概要はTable 4-1に示す通りである。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。

またCañaveral (28.5MW) およびRio Lindo (80MW) 両水力発電所は天然のYojoa湖の水を利用する同一水系の発電所であり、年間を通じて合せて739GWh (10ヶ年平均値、利用率76%) と安定した発電を行っている。

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。

この他にEl Cajon水力発電所の運開するまでENEEの電力系統に連系されない地方で、発電を行っていた数百kWの小規模ジーゼル発電設備が数十台あったが、これらの需要地域もその後順次電力系統への連系も進み、運転を行われないまま十分な保守がなされてないこともあり老朽化が進んでいる。

しかし、1992年以降、電力需給バランスはタイトとなることが見込まれており、これら小規模設備の活用についても、見直しが行われようとしている。

Hondurasには地熱資源の存在が確認されているが、現時点においてはまだ開発の動きはみられない。

4.4 送変電設備の現状

ENEEの既設送電系統をFig. 4-2およびFig. 4-3に示す。また69kV以上の送電線の概要をTable 4-2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。

配電線電圧は主に34.5kVおよび13.8kVである。

これら送電線は基幹のEl Cajon-Progreso、およびEl Cajon-Suyapaが2回線であることを除き、その殆どは1回線系統であることが特色である。現時点で1994年以降の69kV以上の送電線の新規計画は定まっていない。

一方、変電設備について、その概要をTable 4-3に示す。

ENEEは系統電圧改善対策として1994年までにCapacitorを67.5MVar（11変電所）、Shunt Reactorを43MVar（3変電所）増設する計画をたてている。

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 4-4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. 4-4に示す。

需要の最大ピークは1日に2回あり、第一のピークが午前11時に、第二のピークが午後7～8時に発生するが両者の値に大きな差はない。休日の負荷曲線は夕方ピークのみであり、他の時間帯は低い需要のまま推移する。

発電電力量の実績をTable 4-5に示す。

消費電力量でみれば、大部分の需要家は連系系統から受電しており、分散系統での消費電力量は3%弱にすぎない。

連系地域の1991年の消費電力量は1,585GWh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2,114GWh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。

一方ENBBは供給余力を隣国への輸出にあて、El Cajon発電所の完成後は年134~321GWhと相当量の電力量を輸出している。

しかし、新規電源が近年開発されてないことから既設水力発電所の発電電力量のみでは需要を賄うことは出来なくなり、1992年以降次の新規電源の運転開始までは輸出の停止、さらには既設火力の稼働率増加を図らなければならない状況にある。

需要部門別の消費電力量の実績をTable 4-6に示す。

1989年の消費電力量は1,359GWh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

ENBBの送配電損失電力量はTable 4-5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、ENBBはこれを低減するため1991年2月“A loss control program (Programa Nacional de Control de Pérdidas)”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。

その概要は次の通りである。

- (1) 対象とする都市はTegucigalpa, San Pedro Sula, Choluteca, El Progreso, Puerto Cortes, La CeibaおよびTelaの7都市である。これら7都市にある需要家数は全体の70%を占める。
- (2) 一次配電線 (34.5kVおよび13.8kV) の導体サイズを477kcmilに統一する。(362km)
- (3) 二次配電線 (240/120V) の導体サイズを266kcmilに統一する (1550km) とともに配電変圧器の配電地域を250mから150mに変更する。
- (4) 配電変圧器の容量を単相75kVAと50kVAに標準化する。
- (5) 120,000個の電力量計を新設する。

Table 4-1 Generating Facilities

Type	Plant	No. of Units	Installed Capacity (MW)	Commissioning Year
Hydro	Cañaveral	2	28.5	1961
	Río Lindo	4	80.0	1971/78
	El Nispero	1	22.5	1982
	El Cajón	4	292.0	1985
	(Sub Total)		(423.0)	
Thermal	La Ceiba	4	27.6	1974
	Puerto Cortés I	4	30.6	1980
	Puerto Cortés II	4	30.6	1984
	(Sub Total)		(88.8)	
Total			511.8	

Table 4-2 Transmission Lines (1/2)

From Station	To Station	No. of Circuit	Voltage (kV)	Length (km)	Conductor Size (kcmil)
El Cajón	Progreso	1	230	49	397.5 × 2
El Cajón	Progreso	1	230	52	397.5 × 2
El Cajón	Suyapa	2	230	184	397.5 × 2
Suyapa	Pavana	1	230	88	795
Pavana	Los Prados	1	230	48	795
Los Prados	León (Nicaragua)	1	230	87	795
Suyapa	Santa Fe	1	138	17.1	477
Suyapa	Toncontin	1	138	16.5	477
Toncontin	Santa Fe	1	138	9	477
Progreso	Río Lindo	1	138	49	477
Progreso	La Lima	1	138	12	477
Progreso	Circunvalacion	1	138	35	477
Progreso	Guaimas	1	138	23	477
Guaimas	Tela	1	138	39	477
Tela	La Ceiba	1	138	89	477
La Ceiba	Reguleto	1	138	65	477
Reguleto	Coyoles Central	1	138	45	477
Reguleto	Isletas	1	138	14	477
Isletas	Bonito Oriental	1	138	54	477
La Lima	Bermejo	1	138	20	477
Bermejo	Bella Vista	1	138	6.7	477
Bermejo	Térmica Sulzer	1	138	55	477
Bella Vista	La Puerta	1	138	4.5	477
La Puerta	Circunvalación	1	138	7.2	477
La Puerta	Villanueva	1	138	17	477
Villanueva	Río Lindo	1	138	35	477
Cañaverál	Río Lindo	1	138	8.4	477

Table 4-2 Transmission Lines (2/2)

From Station	To Station	No. of Circuit	Voltage (kV)	Length (km)	Conductor Size (kcmil)
Cañaveral	Siguatopeque	1	138	50	477
Siguatopeque	Piedras Azules	1	138	20	477
Piedras Azules	Comayagua	1	138	10	477
Comayagua	Santa Fe	1	138	74	477
Progreso	La Lima	1	69	15	4/0
Progreso	Morazán	1	69	30	477
Morazán	Yoro	1	69	50	477
Bermejo	Térmica Alsthom	1	69	49	477
Bermejo	Choloma	1	69	12	3/0
Choloma	Bijao	1	69	18	3/0
Bijao	Puerto Cortés	1	69	30	3/0
Puerto Cortes	Térmica Alsthom	1	69	3.5	3/0
Santa Fe	La Leona	1	69	4.6	266.8
Santa Fe	Miraflores	1	69	5.4	266.8
Santa Fe	Lainez	1	69	4.3	266.8
La Leona	Suyapa	1	69	8.5	477
Miraflores	Suyapa	1	69	8.4	477
Lainez	Suyapa	1	69	6.2	477
Suyapa	Zamorano	1	69	24	266.8
Zamorano	Danli	1	69	38	266.8
Santa Fe	Guaimaca	1	69	59	477
Guaimaca	Juticalpa	1	69	76	477
El Níspero	Las Flores	1	69	39	477
Las Flores	Santa Rosa	1	69	20	477

Table 4-3 Substation (1/3)

Substation	Unit No.	Voltage			Capacity			Installed Capacity (MVA)		
		H	L	T	ONAN	ONAF1	ONAF2			
		(kV)			(MVA)					
El Cajón	T601	230	34.5	13.8	15	20	25	415	20	25
	GT1-4	230	13.8		100					
Progreso	T603	230	138	13.8	90	120	150			
	T604	230	138	13.8	90	120	150			
	T520	138	69	13.8	30	40	50			
	T408	69	13.8		7.5	10	12.5			
Suyapa	T612	230	138	13.8	60	80	100			
	T613	230	138	13.8	60	80	100			
	T510	138	69	13.8	30	40	50			
	T542	138	69	13.8	30	40	50			
	T524	138	13.8		15	20	25			
	T413	69	13.8		7.5	10	12.5			
Pavana	T651	230	138	13.8	45	60	75			
	T511	138	34.5	13.8	8.7	10.8	14.5			
	T532	138	34.5	13.8	5	6.7	8.3			
Los Prados	T632	230	34.5		24	32	40			
Bella Vista	T512	138	13.8		15	20	25			
Bermejo	T505	138	69	13.8	30	40	50			
	T406	69	13.8		15	20	25			
Circunvalación	T518	138	13.8		15	20	25			
	T523	138	13.8		15	20	25			
Comayagua	T506	138	34.5	13.8	8.93	11.1	12.5			
Coyales Central	T530	138	34.5	13.8	8.93	11.1	12.5			
El Mochito	T301	34.5	2.4		12	13.4	-			
El Mispéro	T310	69	34.5	13.8	17.3	23	28.7			
Isletas	T531	138	34.5		6	8	10			
Lainez	T416	69	13.8		15	20	25			
	T422	69	13.8		15	20	25			
La Leona	T412	69	13.8		15	20	25			

Table 4-3 Substation (2/3)

Substation	Unit No.	Voltage			Capacity			Installed Capacity (MVA)		
		H	L	T	ONAN	ONAF1	ONAF2			
		(kV)			(MVA)					
La Puerta	T502	138	69	13.8	15	20	-			
	T503	138	69	13.8	15	20	-			
	T404	69	13.8		7.5	9.37	-			
	T405	69	13.8		7.5	9.37	-			
	T407	69	2.4		3.75	-	-			
Miraflores	T409	69	13.8		15	20	25			
Piedras Azules	T525	138	4.16		12.5	-	-			
Bijao	T401	69	4.16		4.5	-	-			
	T402	69	4.16		3.75	-	-			
Bonito Oriental	T532	138	34.5		8.93	11.1	12.5			
Rfo Lindo	GT1-4	138	13.8		25	-	-			
Santa Fe	T509	138	69	13.8	30	40	50			
	T410	69	34.5	13.8	7.5	10	12.5			
	T411	69	13.8		15	20	25			
Siguatopeque	T504	138	13.8		7.5	9.37	12.5			
Tela	T507	138	34.5	13.8	8.33	-	-			
	T308	34.5	4.16		3.75	-	-			
Térmica Sulzer	T526	138	13.8		15	20	25			
	T527	138	13.8		25	33	41.7			
	T528	138	69	13.8	30	40	50			
Térmica Alsthom	T417	69	13.8		25	33	41.2			
Villanueva	T531	138	34.5	13.8	15	20	25			
Morazán	T435	69	34.5		6.25	-	-			
Yoro	T436	69	34.5		7.5	10	12.5			
Gua imas	T537	69	34.5		6.25	-	-			
Lima	T521	138	34.5		15	20	25			
San Lorenzo	T309	34.5	4.16		3.75	-	-			
Zamorano	T431	69	34.5	13.8	3.75	4.7	6.25			
Danli	T432	69	34.5	13.8	7.5	9.4	12.5			
Gua imaca	T437	69	34.5	13.8	3.75	4.7	6.25			
Juticalpa	T438	69	34.5	13.8	7.5	9.4	12.5			

Table 4-3 Substation (3/3)

Substation	Unit No.	Voltage			Capacity			Installed Capacity (MVA)		
		H	L	T	ONAN	ONAF1	ONAF2			
		(kV)			(MVA)					
Las Flores	T431	69	34.5		6.25	-	-			
Santa Rosa	T431	69	34.5		6.25	-	-			
Choloma	T408	69	34.5		5.5	-	-			
Masca	T430	69	34.5		6.25	-	-			
Cañaveral	T501	138	34.5	13.8	15	20	25			
	GT1-2	138	13.8		16.5	-	-			
La Ceiba Oeste	T316	34.5	4.16		3.75	-	-			
	T317	34.5	4.16		3.75	-	-			
La Ceiba Sur	T305	34.5	4.16		3.75	4.69	-			
	T306	34.5	4.16		3.75	4.69	-			
La Ceiba Térmica	T508	138	34.5	13.8	36.5	-	-			
Choluteca	T310	34.5	4.16		7	-	-			

Table 4-4 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 4-5 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 4-6 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

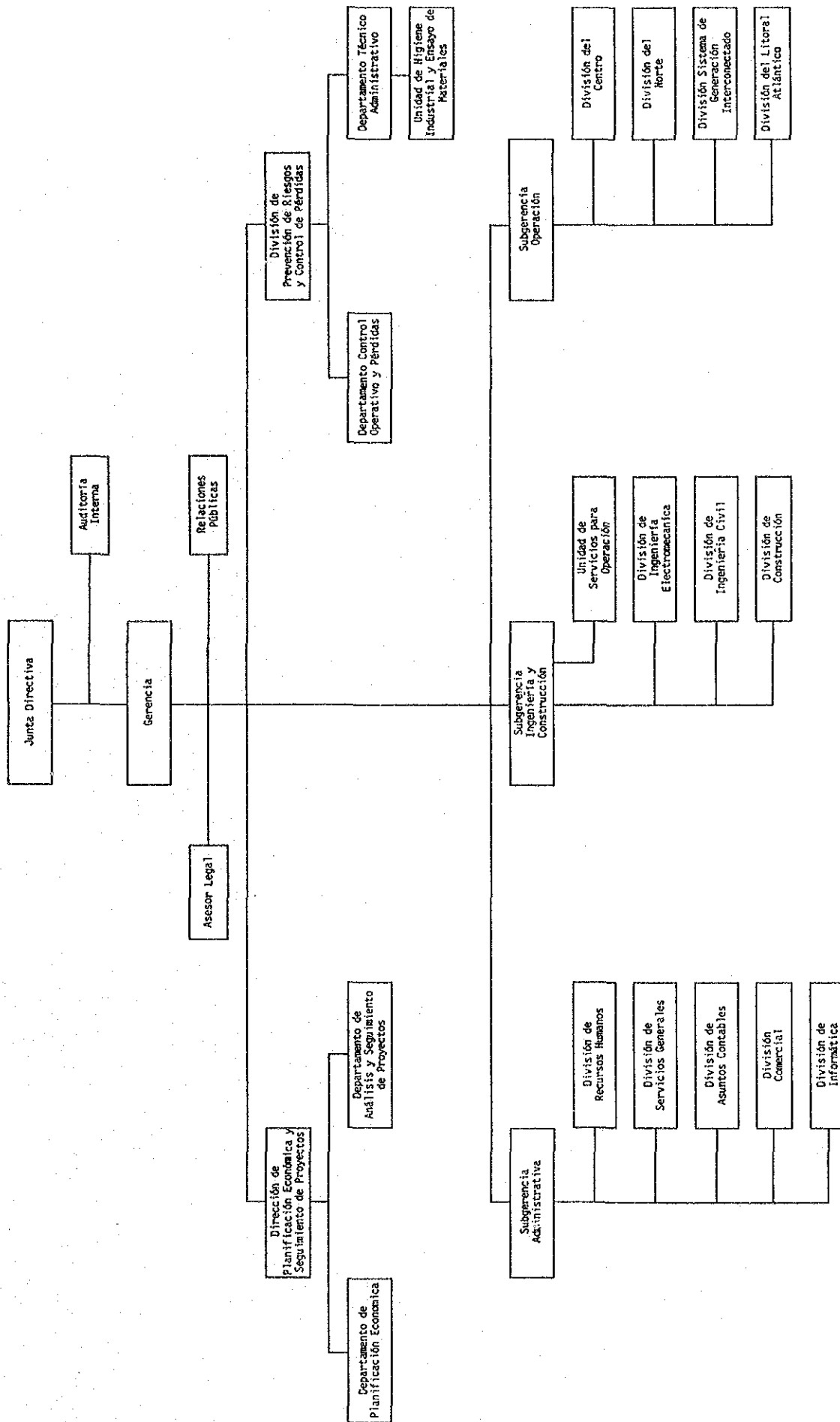


Figure 4-1 Organization of ENEE

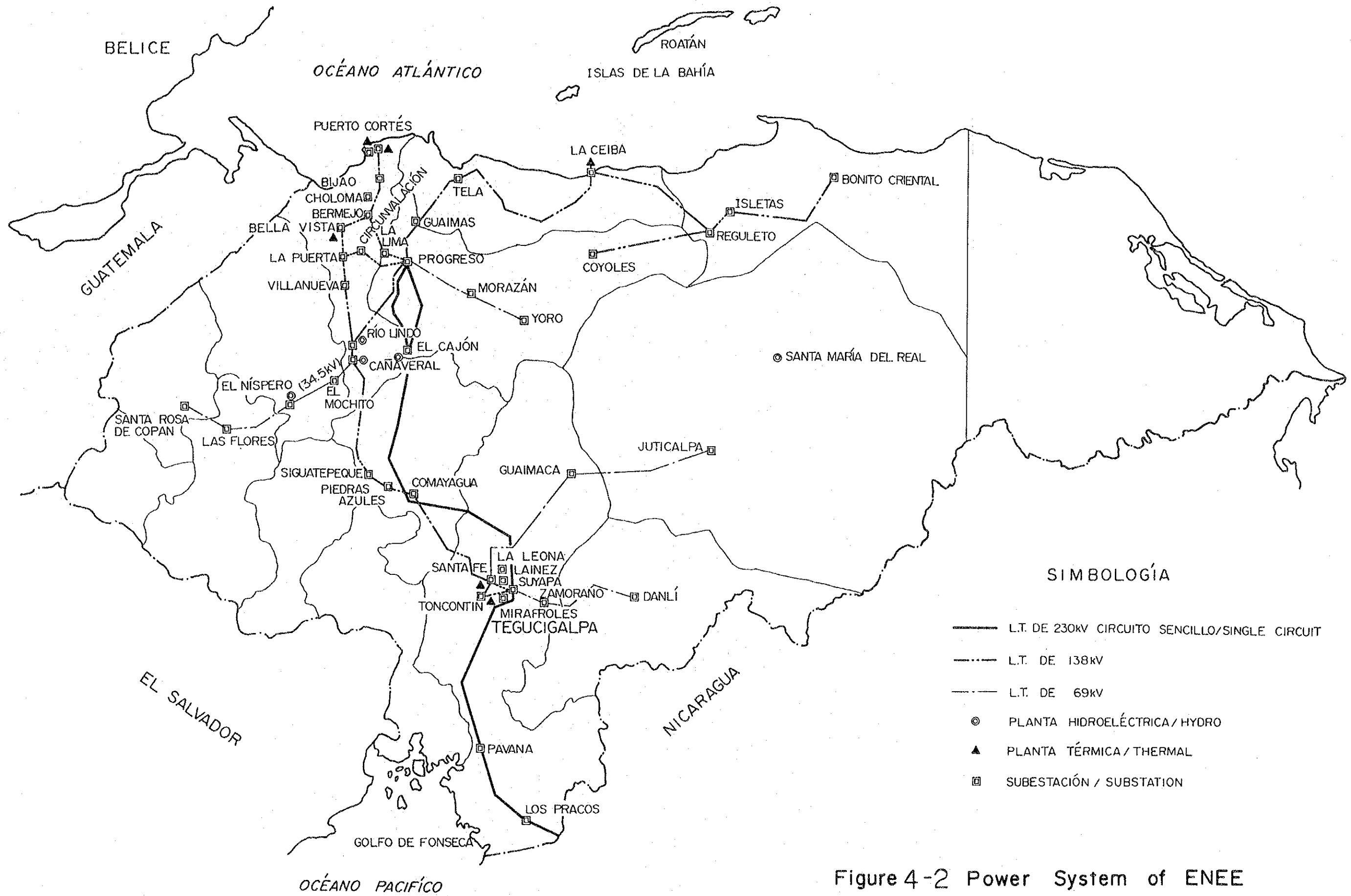


Figure 4-2 Power System of ENEE
(Over 69kV, 1992)

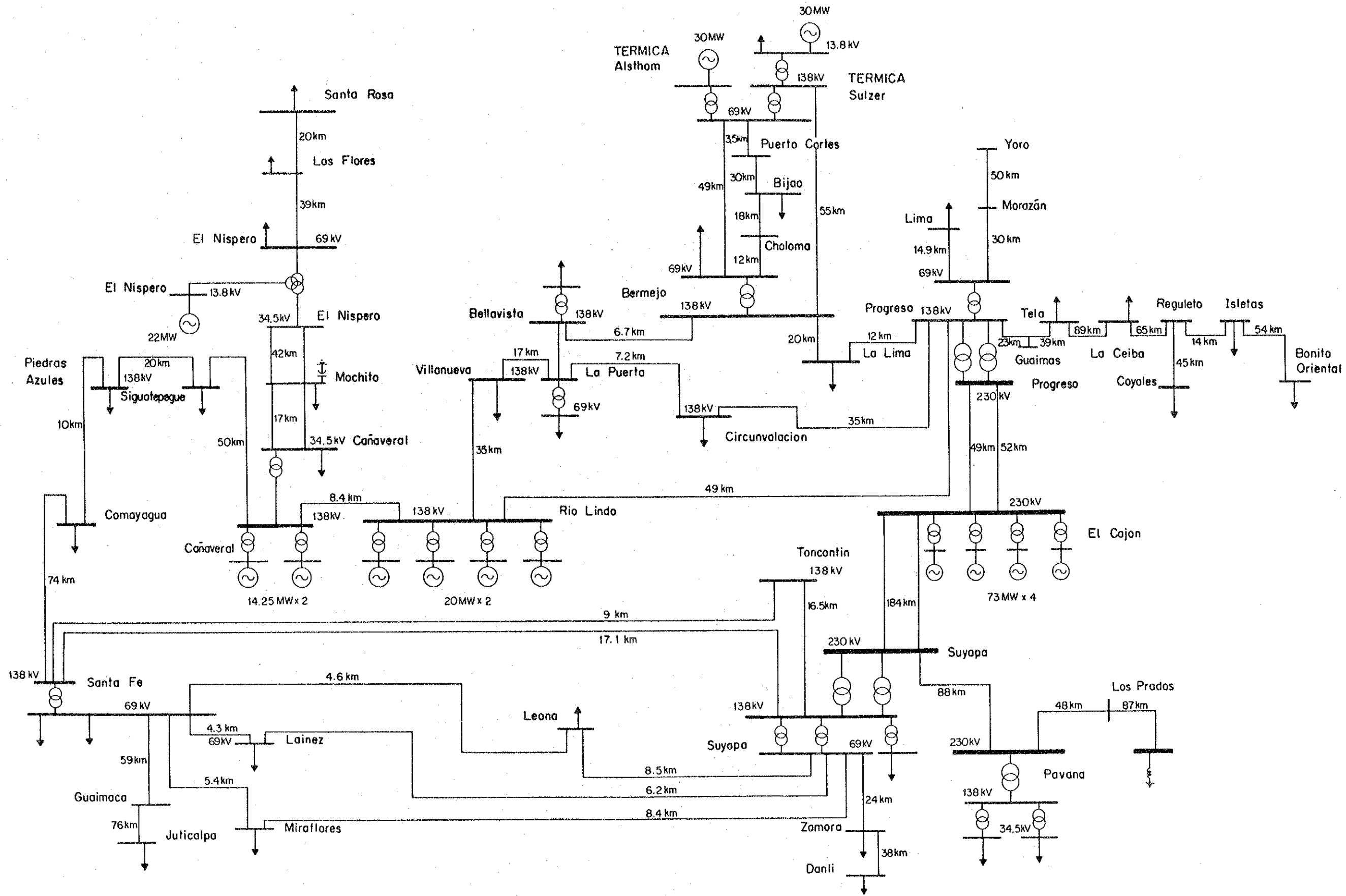


Figure 4-3 Power System of ENEE
Single Line Diagram 1992

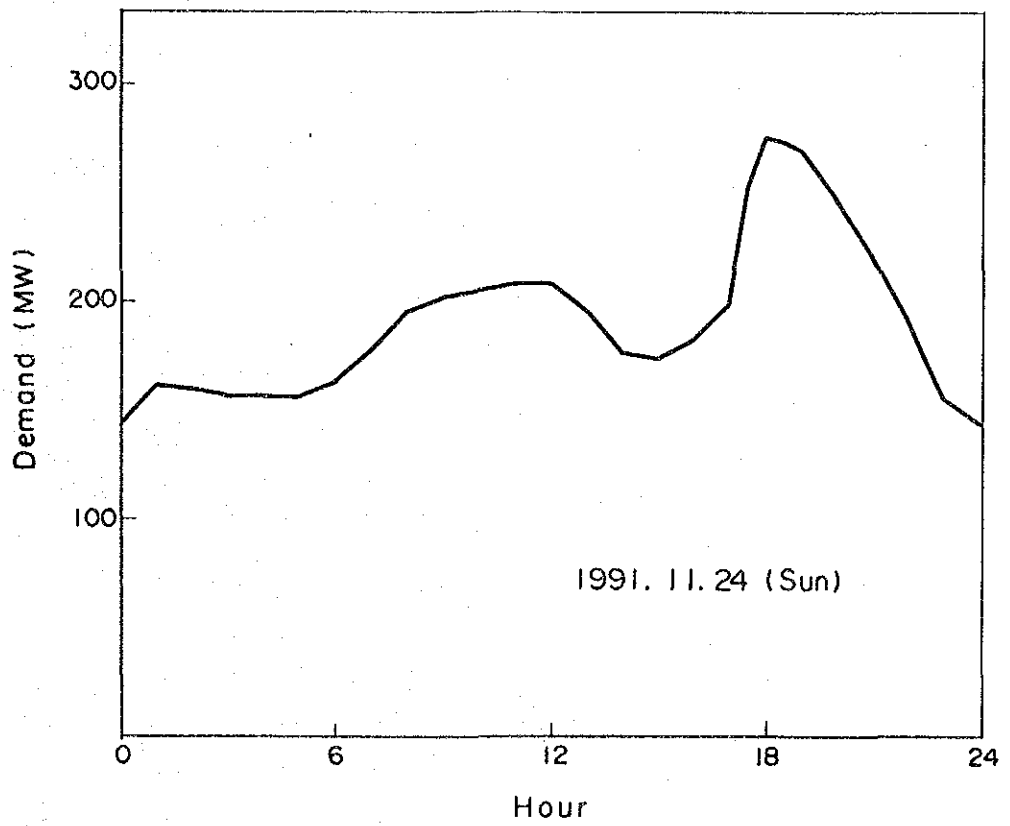
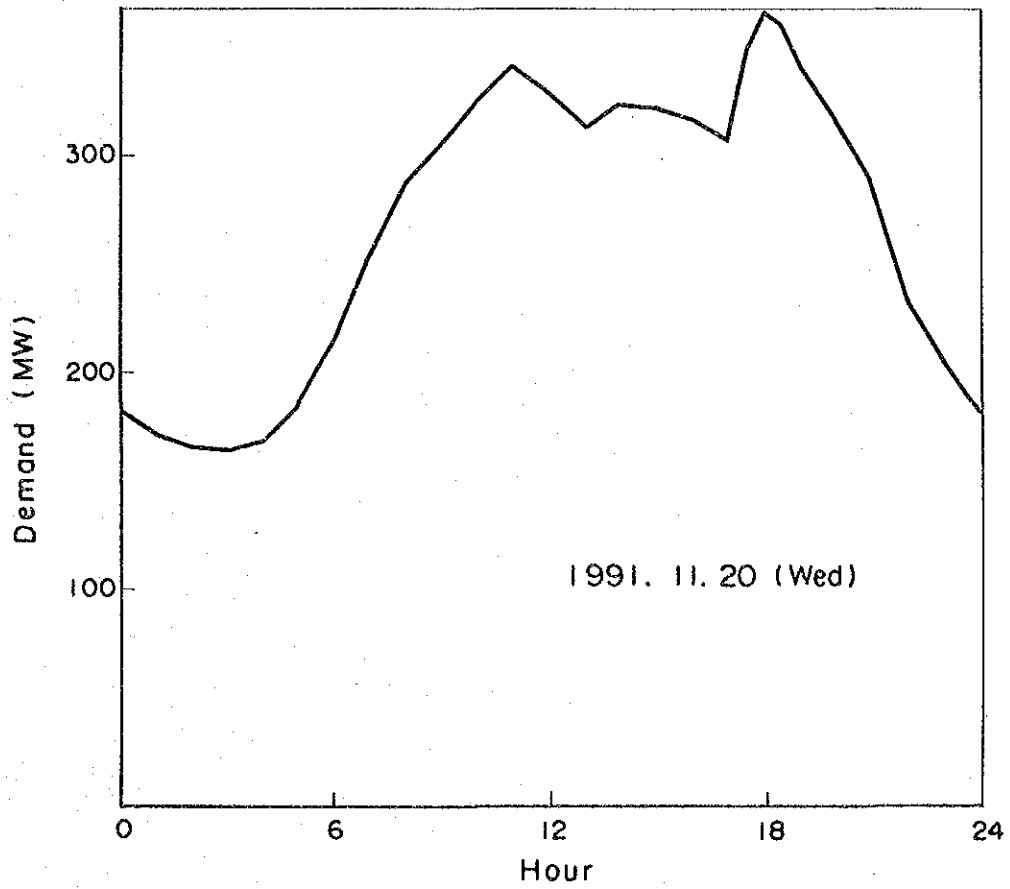


Figure 4- 4 Daily Load Curve

