

Fig. 9.5 H-V & H-A Curve (EL Chaparal)

10. 送電計画

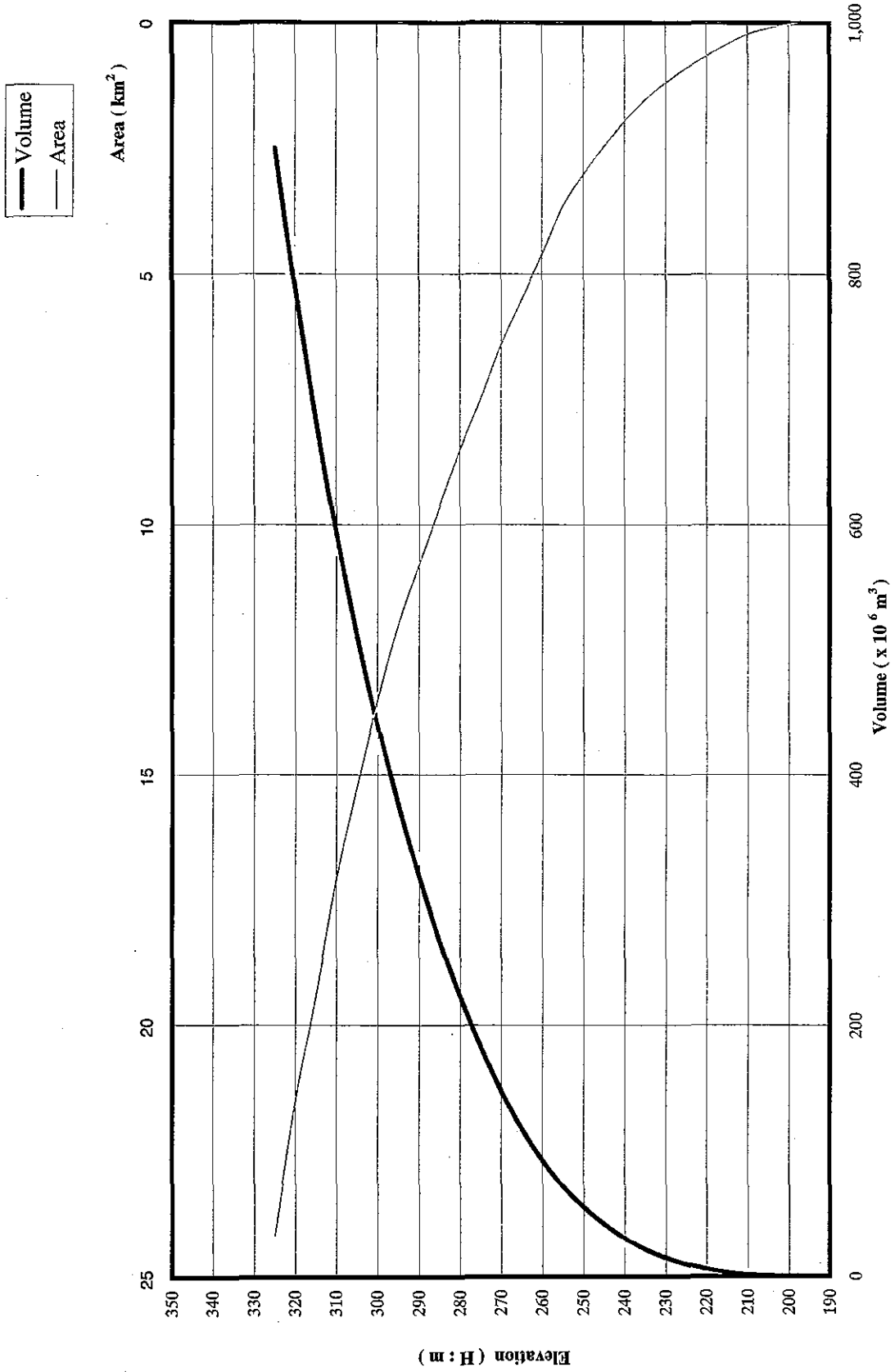


Fig. 9.6 H-V & H-A Curve (La Honda)

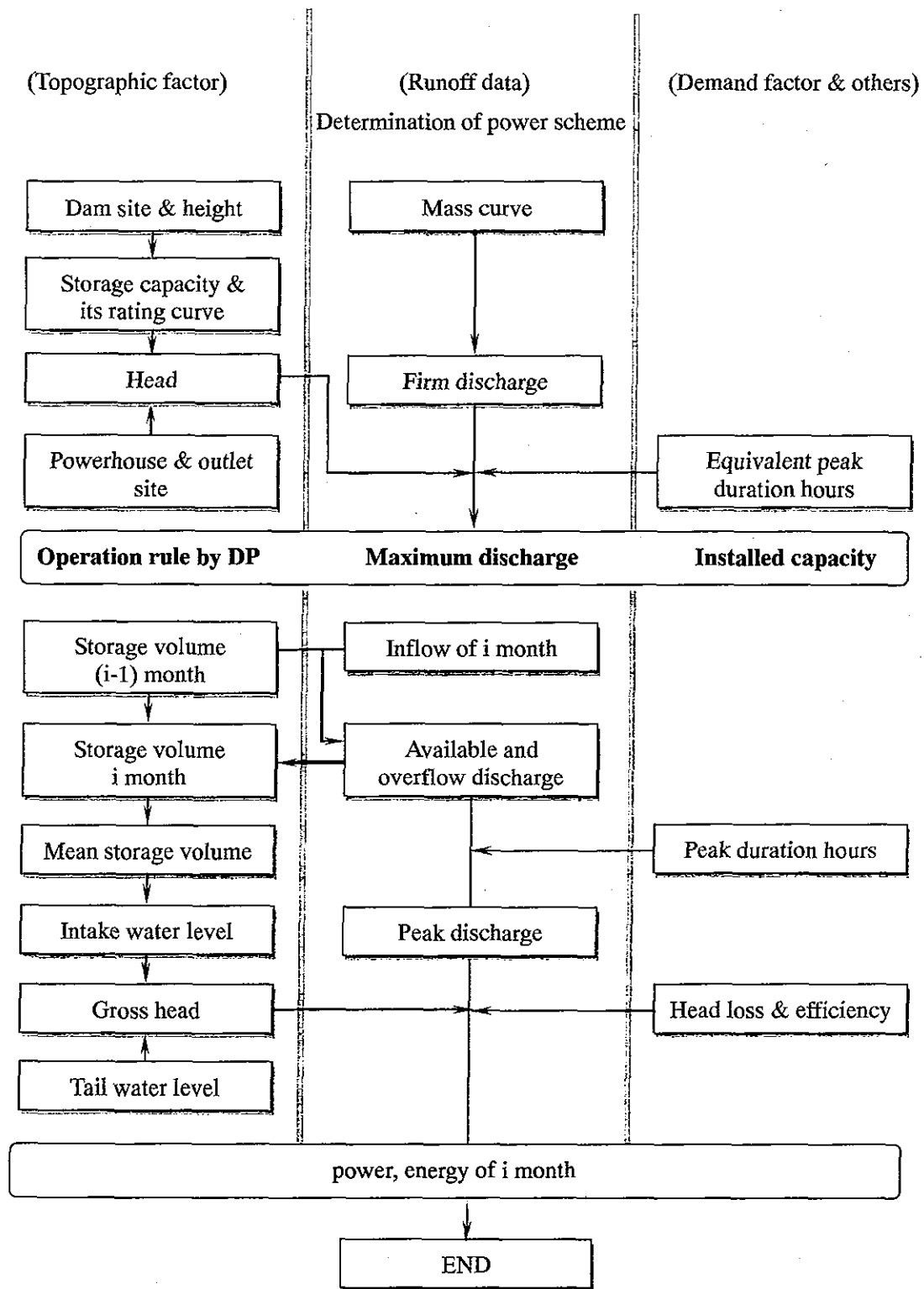
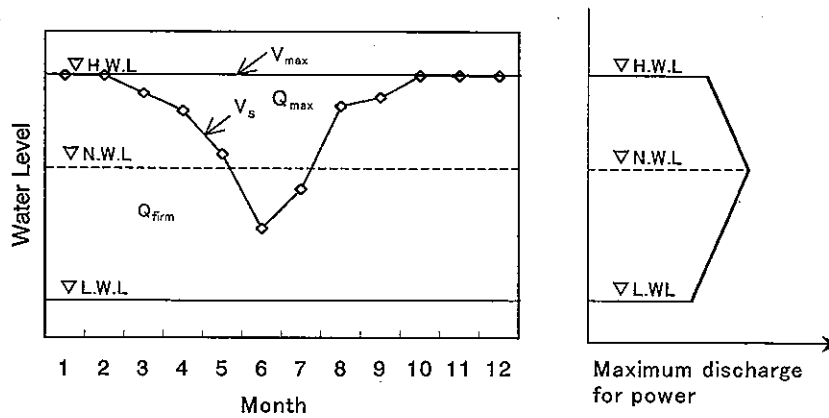


Fig. 9.7 Flow Chart of Power and Energy Calculation



- Symbols
- V_{n-1} : Storage at the end of previous month
 - V_n : Storage at the end of current month
 - V'_n : Temporary storage at the end of current month
 - V_{max} : Maximum storage (effective storage capacity)
 - V_s : Secured storage for firm discharge
 - F_n : Spill in current month
 - Q_n : Inflow in current month
 - Q_n : Available discharge for power in current month
 - Q_{firm} : Firm discharge for power
 - Q_{max} : Maximum discharge for power, variable depending on water level
 - E_n : Evaporation at the end of current month

Operation Rule

$$V'_n = V_{n-1} + q_n - E_n$$

1. $V'_n \geq V_s$
 - (1) $V'_n - V_s \geq Q_{max} \rightarrow Q_n = Q_{max}$
 - (2) $Q_{max} > V'_n - V_s \geq Q_{firm} \rightarrow Q_n = V'_n - V_s$
 - (3) $Q_{firm} > V'_n - V_s \rightarrow Q_n = Q_{firm}$
2. $V_s > V'_n$
 - (1) $V'_n \geq Q_{firm} \rightarrow Q_n = Q_{firm}$
 - (2) $Q_{firm} > V'_n \rightarrow Q_n = V'_n$
$$V'_n - Q_n - V_{max} \geq 0.0 \rightarrow f_n = V'_n - Q_n - V_{max}$$

$$V'_n - Q_n - V_{max} < 0.0 \rightarrow f_n = 0.0$$

$$V_n = V'_n - Q_n - f_n$$

Fig.9.8 Operation Rule of Reservoir by Dynamic Program method for Energy Maximum

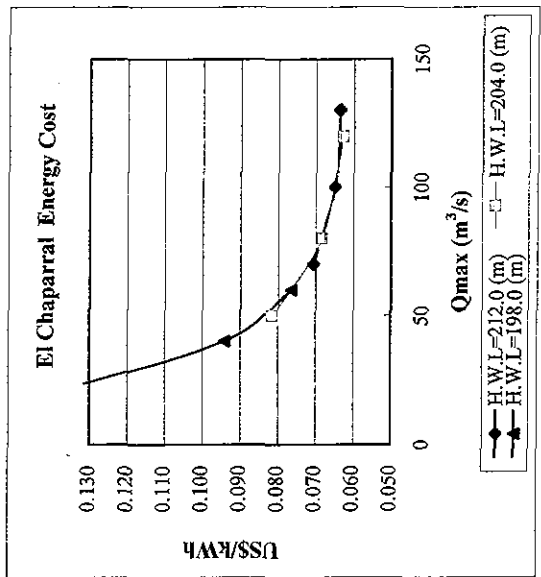
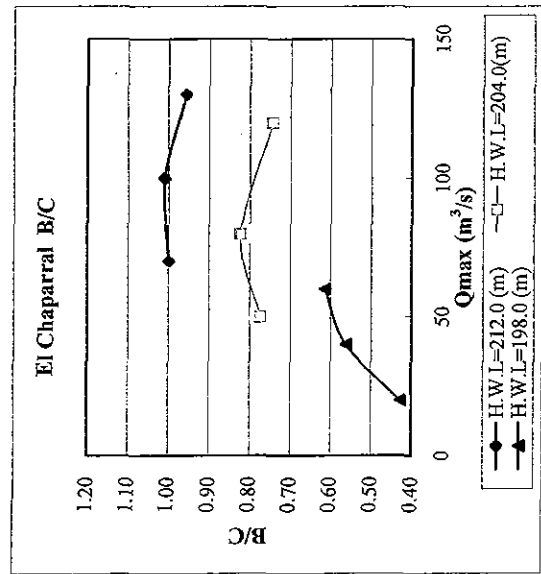
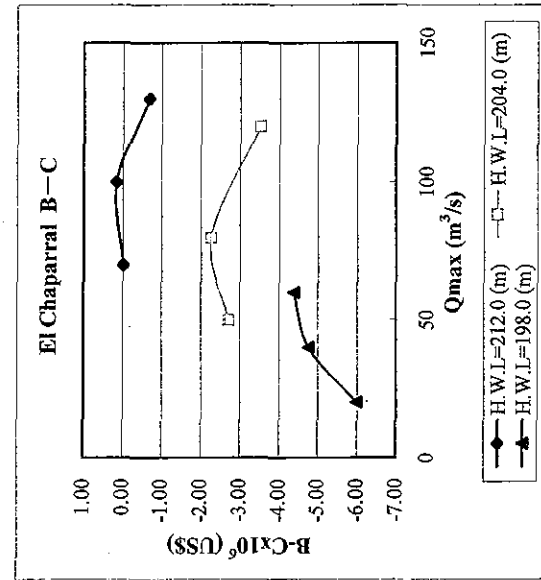


Fig.9.9 Energy Cost, B/C, B-C

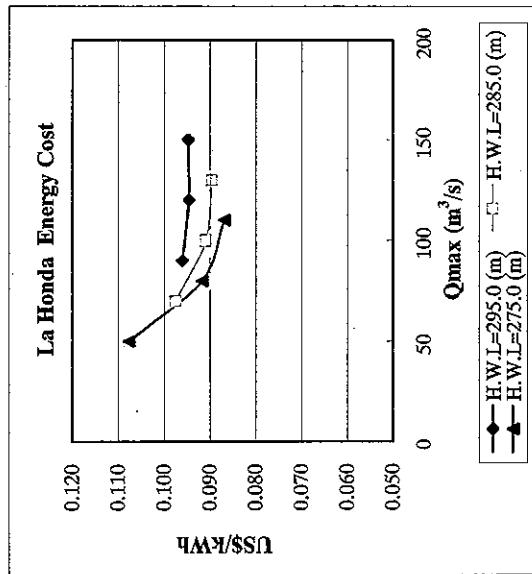
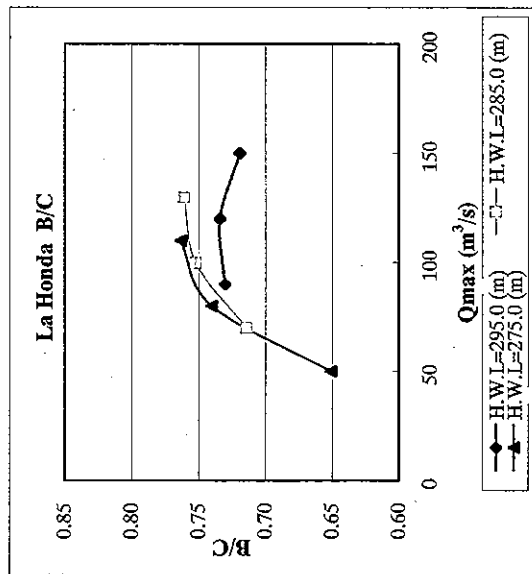
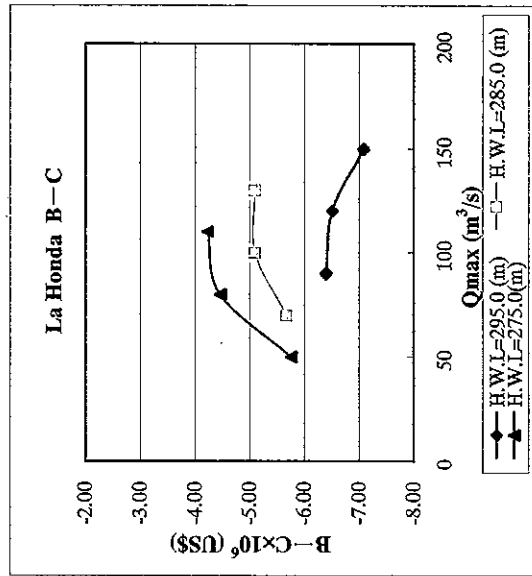


Fig.9.10 Energy Cost, B/C, B-C

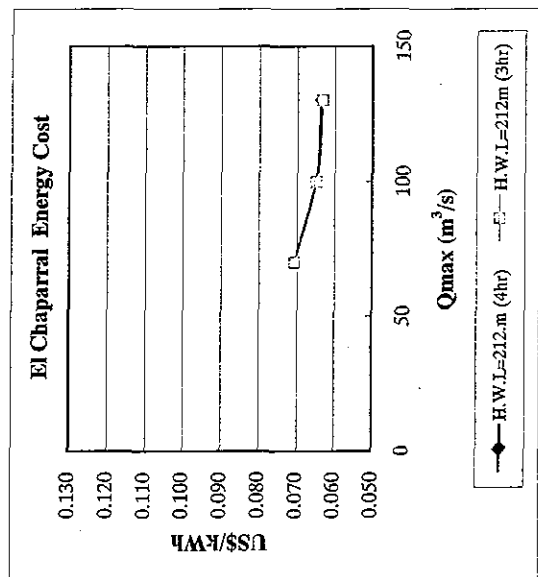
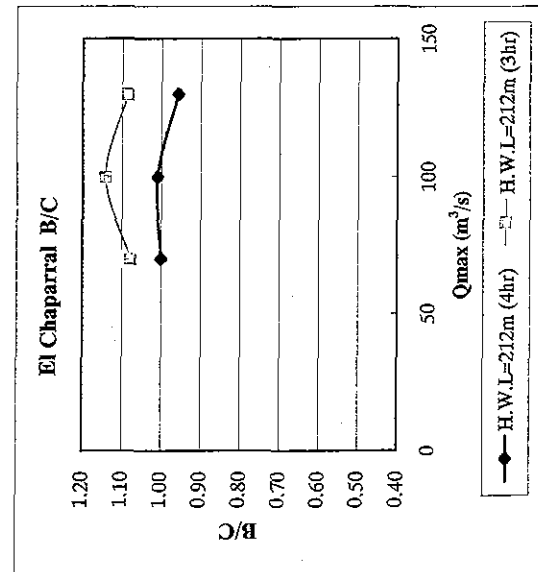
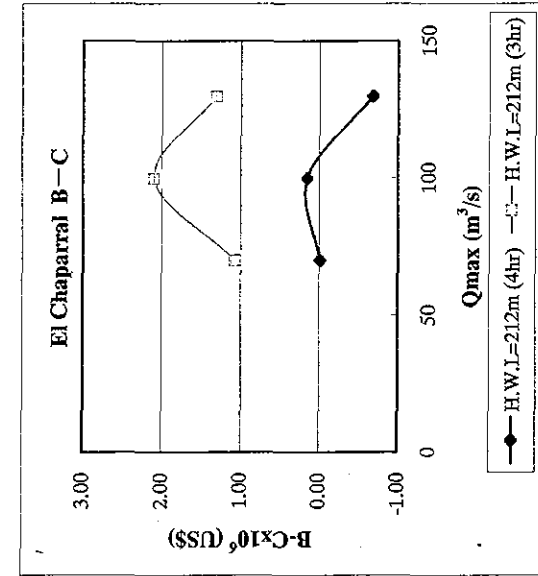


Fig. 9.11 Energy Cost, B/C, B-C

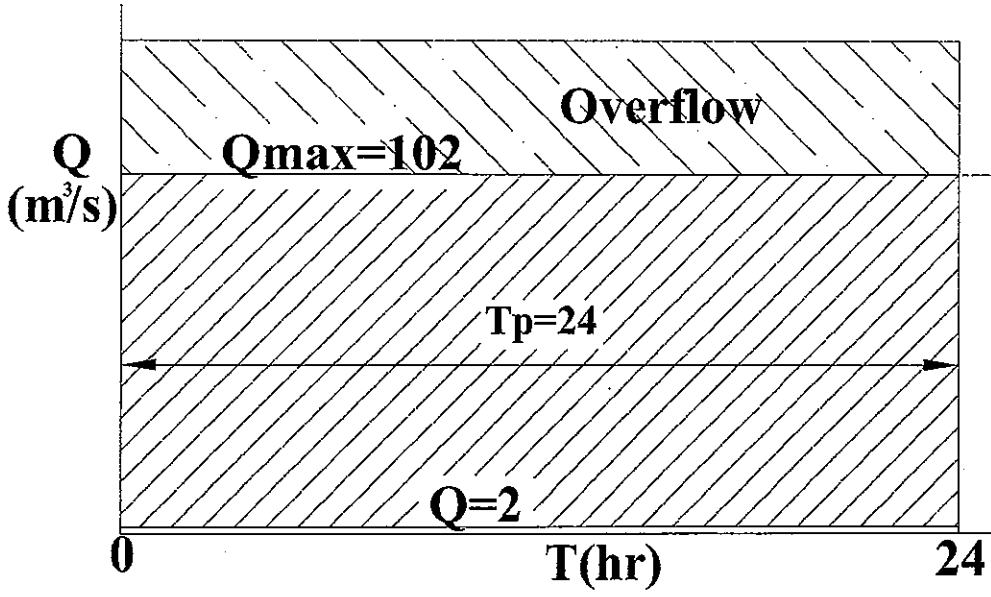
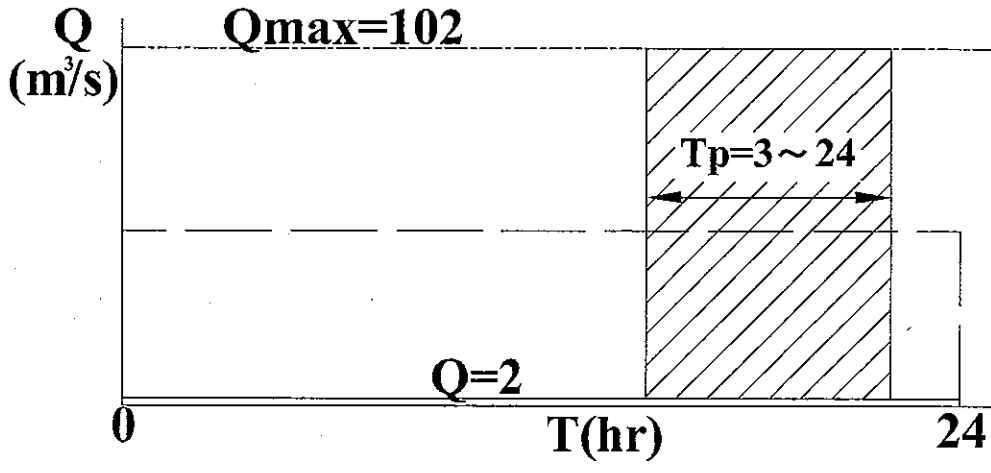
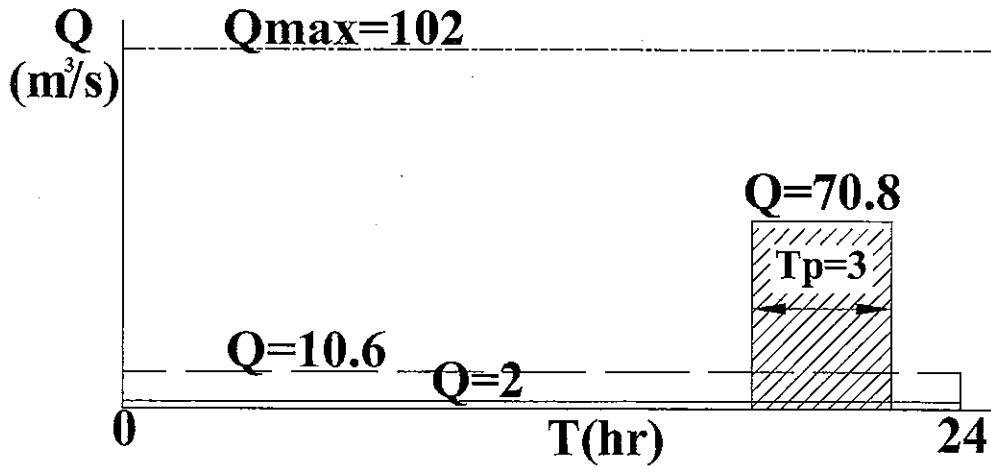


Fig. 9.12 Daily Operation Pattern at El Chaparral Power Plant

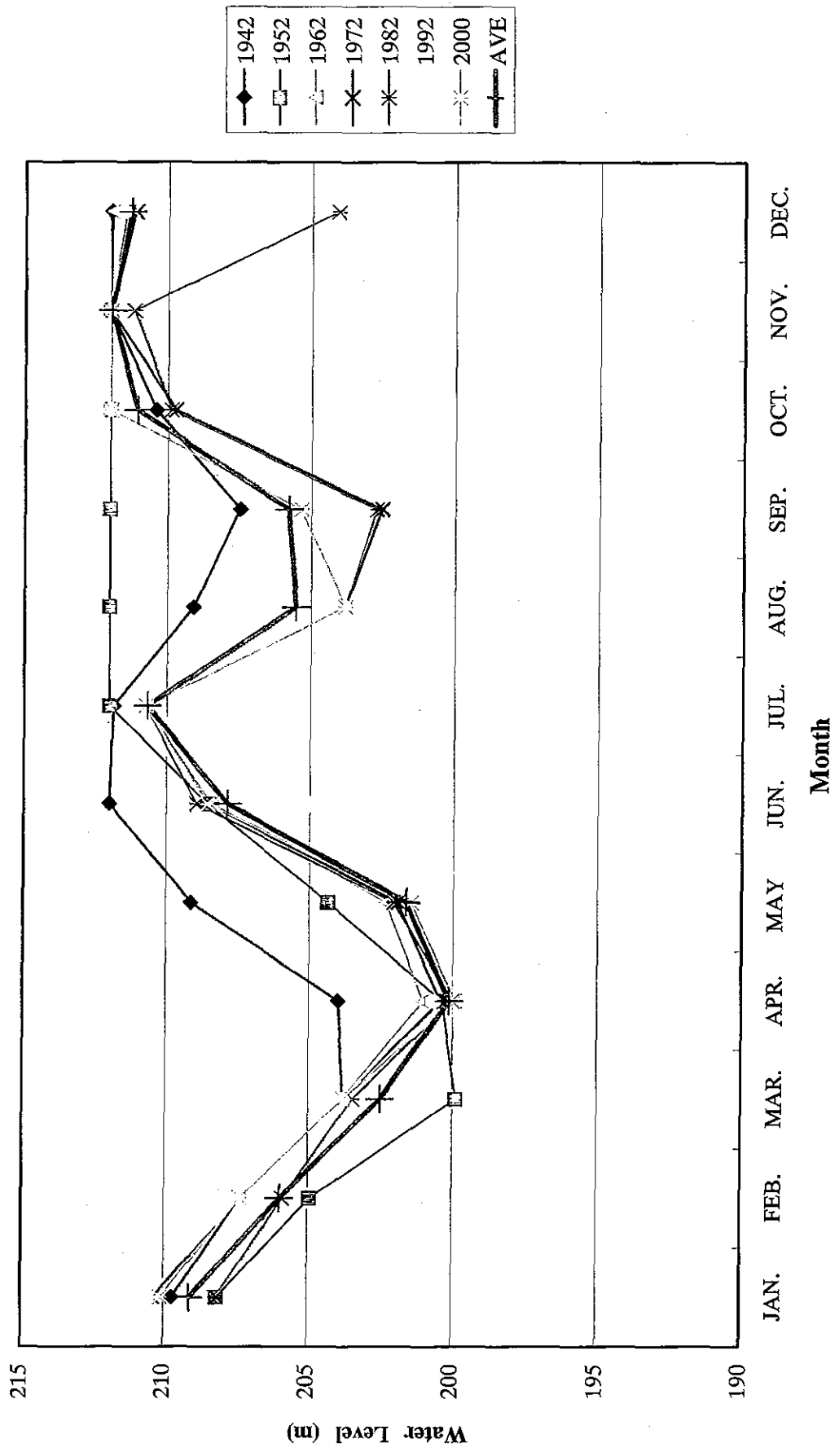


Fig. 9.13 Yearly Reservoir Water Level

268

目次

10. 送電計画	10-1
10.1 送電システムの概要	10-1
10.2 送電計画	10-1
10.2.1 送電ルート	10-1
10.2.2 送電方法	10-2
10.2.3 開閉所構成	10-2
10.2.4 主要設備の仕様	10-2
10.2.5 各送電方法の比較	10-3
10.3 電力系統解析	10-4
10.3.1 系統の模擬範囲	10-4
10.3.2 潮流計算	10-4
10.3.3 三相短絡容量	10-5
10.3.4 安定度	10-6
10.4 推奨する送電方法	10-6

10. 送電計画

10.1 送電システムの概要

エルサルバドル国の 2002 年現在の送電システムを Fig.10.1 に示す。同国の送電システムは 230 kV/115 kV で構成されている。それぞれの送電距離は、115 kV:1,022 km、230 kV:107 km (2002 年現在)であり、主な送電システムは 115 kV で構成されている。

最大の火力発電所アカフトラや四大水力発電所キンセデセプティエンブレ、セロングランデ、シンコデノビエンブレ、グアホジョ等の主要発電所は二ルートまたは二回線で連系しており、信頼度を維持しながら首都圏や地方都市へ向けて電力を供給している。また、電力需要の最も多い首都圏においては、外輸線によってシステムが構成されており、信頼度の向上に寄与している。

現在、隣国グアテマラ国との間に国際連系線が存在する。その送電電圧は 230 kV、送電容量は 120 MW で、アウアチャパン変電所に引き込まれている。また、2002 年にホンジュラス国との 230 kV 連系線 (送電容量 100 MW) がキンセデセプティエンブレ変電所 (230 kV) に引き込まれている。

2010 年における同国の送電システム予想図を Fig.10.2 に示す。中米 6 カ国を結ぶ中央アメリカ電力連系システム (SIEPAC) 計画に従って 230 kV 送電システムが強化される。グアテマラ国との連系線およびホンジュラス国との連系線が二回線化されると共に、エルサルバドル国を横断する 230 kV 送電線が建設される予定である。また、ホンジュラス国北部プエルトコルテスに建設予定のコンバインドサイクル発電所 (IPP) から、ホンジュラス国との間に第二の 230 kV 連系線を建設しネハパ変電所へ引き込む予定である。その送電距離は 373 km、買電電力は約 450 MW の計画である。

10.2 送電計画

10.2.1 送電ルート

本プロジェクトの送電線ルート案を Fig.10.3 に示す。それぞれの概要を以下に記す。

(1) ルート A

エルチャパラル発電所よりチュクヨテ山頂を経由し、キンセデセプティエンブレダムの北側を通過してキンセデセプティエンブレ変電所へ引き込むルート。途中、ダムに流れ込む河川を横断する必要があるが、川幅は 150 m 程度であり、長径間鉄塔の採用等は必要ないと考えられる。送電線距離は 43 km (エルチャパラルーチュクヨテ山間 14 km、チュクヨテ山ーキンセデセプティエンブレ間 29 km) である。

(2) ルート B

エルチャパラル発電所より、カカウアティーケ山の西側を通過してサンミゲル変電所へ引き込むルート。送電線距離は 51 km (エルチャパラルーサンミゲル間) である。

10.2.2 送電方法

経済性を考慮して一回線送電を採用する。信頼度向上のため単相再開路方式を採用することを考慮に入れる。採用するルートとその理由については後述する。

送電電圧については、エルサルバドル国の送電系統において主に採用されている 115 kV とする。エルチャパラル発電所の定格出力は 65.7 MW (主機:64.4 MW、小型水車:1.3 MW)、送電距離は前述のいずれのルートを採用しても 50 km 程度であることから、送電線の熱容量面、安定度面からみて十分な送電電圧と考えられる。

一相当たりの導体数は 1 導体と 2 導体をパラメータとして検討する。検討結果については後述する。

10.2.3 開閉所構成

開閉所構成としては、経済性を最優先して単母線方式 (Fig.10.4 参照) を採用することも考えられるが、 $1\frac{1}{2}$ CB 母線方式 (Fig.10.5 参照) の方が、①母線事故による系統への影響がほとんどなく、遮断器の故障時・メンテナンス時にも送電線の停止を必要としないこと、②エルサルバドル国系統で標準的に採用されており運用・保守面から標準方式の採用が望ましいことから、同方式を採用する。エルチャパラル発電所運転開始当初は Fig.10.5 の通り開閉所には二回線の引き込みしかないため、中央の遮断器の保守用に断路器によるバイパス回路を設けておく。この処置により将来の別回線の引き込みにも容易に対応可能である。機器配置図を Fig.10.6 に示す。開閉所は 65 m × 25 m 以上のスペースを要する。

10.2.4 主要設備の仕様

以下では主要設備の仕様を示す。基本的にエルサルバドル国の標準的な仕様に従う。

(1) 電線線種

エルサルバドル国における使用実績を考慮して、線種は 477 MCM ACSR (Flicker) とする。Flicker の送電容量は一導体当たり約 126 MVA (630 A) 程度である。

(2) 碍子種類と個数

エルサルバドル国の標準的な仕様に合わせて下記の碍子とする。

- タイプ：ボールソケット形
- 直径：254 mm
- 連結長：146 mm
- 規格：ANSI C.29.1/29.2

碍子個数については、最終的にはプロジェクト地点の汚損調査が必要であるが、一般には CEL の既設 115 kV 送電線で使用されている懸垂装置 8 個、耐張装置 9 個で十分と考えられるため、現時点ではこの個数としておく。

(3) 架空地線

雷撃から電力線を保護するため全線にわたり架空地線一条を設置する。下記に示す亜鉛メッキ鋼より線が適当である。

- タイプおよび材質：EHS 亜鉛メッキ鋼より線
- 外径：9.52 mm
- 規格：ASTM-A-363

(4) 送電鉄塔

CEL 仕様の 115 kV 送電線鉄塔の概念図を Fig.10.7 に示す。本プロジェクトにおいてもこのタイプの鉄塔とする。

(5) 遮断器

下記の定格事項を満足する遮断器とする。

- タイプ：ガス遮断器（タンク型または碍子型）
- 定格電圧(RMS)：115 kV
- 定格連続電流：2000 A
- 定格遮断電流：40 kA RMS
- 標準動作責務：O-0.3 sec-CO-3 min-CO

10.2.5 各送電方法の比較

送電ルートとしてはキンセデセプティエンブレ変電所へ引き込むルートとサンミゲル変電所へ引き込むルートがあり、一相当たりの導体数としては1導体と2導体が考えられる。以下では合計4パターン送電方法について比較検討を行う。

Table 10.1 に各送電方法とそれぞれの送電容量、建設コスト、年経費等をまとめた。初期コストと年経費の計算方法については Table 10.2 の通りである。コストを計算する際、開閉設備については、開閉所の遮断器と断路器全数と受電変電所の遮断器と断路器の一組を考慮している。

建設コストについては Case 1 が最も小さく 4,138 k\$ となった。Case 1 は送電距離が短いことと1導体/相のためである。年経費で比較した場合、送電損失を経費に換算する影響から2導体/相の Case 2 が最も少なくなったが、Case 1 との差はそれほど大きくない。Case 2 と Case 1 の年経費の差によって建設コスト差を埋めるには約 15 年運用する必要がある。拡張性については、すべてのケースにおいて開閉所へ二回線の追加引き込みが可能となっていて良好であるが、送電線が2導体/相の方がやや有利といえる。

尚、エルサルバドル国はホンジュラス国と共同で国境付近に水力発電所（エル・ティグレ）を建設し、電力をセロチュクヨテに 230 kV 送電で引き込む計画があるが、現時点では、計画が明確になっていないため、今回の調査では参考としてセロチュクヨテからキンセデセプティエンブレまでを 230 kV 仕様の送電線とした場合の費用を Table 10.2 に示した。

今回の調査においては下記の理由から Case 1 を採用することとしたい。

- (1) 建設コスト低減を優先すること。年経費を考慮しても Case 2 と大差ないこと。
- (2) 熱容量、安定度面からみて十分な仕様であること。(安定度については後述)
- (3) サンミゲル変電所へ引き込むケース (Case 3, Case 4) については送電ルート周辺の地役権設定が難航する可能性の高いこと。

10.3 電力系統解析

10.3.1 系統の模擬範囲

解析の模擬範囲はエルサルバドル国の送電系統全体 (230 kV/115 kV 送電系統) とする。2010 年を対象として系統解析を行うが、将来系統を作成するに当たり、現在の送電系統に下記の項目を反映した。

- エルチャパラル発電所とこれに関する送電線
 - アカフトラ発電所の発電機 (容量 37 MW) 2 台の撤去と発電機 (16 MW) 3 台の増設
 - ベルリン発電所の発電機増設 (容量 27.5 MW)
 - 中央アメリカ電力連系システム (SIEPAC) に関する 230 kV 送電線
 - アカフトラーアテオス間に新設予定の 115 kV 送電線
 - アカフトラーオピコ間の 115 kV 送電線をソンソナテ変電所経由とすること
 - サンバルトローサンマルティン間の送電線の二回線化
 - ネハパ、アテオス、オサトラン変電所への調相用コンデンサ追加
- 上記の項目を反映した正相インピーダンスマップを Fig.10.8 に示す。

10.3.2 潮流計算

(1) 負荷条件

CEL より受領した 2000 年の各変電所負荷実績 (Table 10.3 参照) に基づいて 2010 年のピーク負荷断面とオフピーク負荷断面を予測・作成する。2000 年の実績によると、乾期のピーク負荷が年間最大負荷、雨期のオフピーク負荷が年間最低負荷となっていることから、これらをベースとして 2010 年の二断面を予測する。結果を Table 10.4 にまとめる。予測の際の具体的な考え方は以下の通り。

- 2010 年のピーク負荷 (全国合計) は 1,076 MW とする。予想最大電力 1,121 MW の 96% が負荷に供給される (送電損失 4%) と想定して決めた。
- 2010 年のオフピーク負荷 (全国合計) は 488 MW と想定したが、最大負荷と最低負荷の比が 2000 年と 2010 年で変わらないものとして計算した結果である。
- 各変電所毎の負荷については 2000 年の実績に基づいて配分した。
- 負荷力率については CEL より受領した 2001 年の実績に基づいて決定した。

(2) 供給条件

以下の考え方に基づいて電力供給を決定した。

- 供給価格の安い発電所がなるべくフル出力となるように配慮した。すなわち、地熱発電所、水力発電所の出力を大きくし、アカフトラ発電所、ネハパ発電所の出力調整により需給調整を行った。
- ピーク負荷断面においては、グアテマラ国、ホンジュラス国からの電力供給はそれぞれ 50 MW、100 MW (IPP からの買電 50 MW を含む) と想定した。また、オフピーク負荷断面においては、他国からの電力供給はないものと想定した。
- ピーク負荷断面においては、エルチャパラル発電所が増設されたことにより近傍の送電線に過負荷の生じる箇所のないことを確かめるため、セロングランデ、シンコデノビエンブレ、キンセデセプティエンブレ、エルチャパラル発電所をフル出力とした。

(3) 系統の運用条件

- 系統電圧 : 95~105%
- 発電機電圧 : 100±5%
- 発電機力率 : 0.95(遅れ)~1.00

(4) 潮流計算結果

ピーク負荷断面、オフピーク負荷断面の潮流計算結果をそれぞれ Fig.10.9, Fig.10.10 に示す。結果を要約すると以下の通り。

- ピーク負荷断面、オフピーク負荷断面とも、計画外の調相設備を追加することなく、系統電圧を適正な範囲(95~105%)に保つことができる。
- エルチャパラル発電所の並列によって過負荷の生じる送電線はない。過負荷の有無判定は、Flicker 1 導体当たり 630 A の熱容量があるものとして行った。

10.3.3 三相短絡容量

2010年断面における各母線の三相短絡容量/電流を求める。最大の短絡容量/電流を計算するため、エルサルバドル系統の全発電機が系統へ並列しているものとした(発電機はX_d模擬)。結果を Table 10.5 に示す。また、各電圧階級における最大の三相短絡電流を下表にまとめる。

公称電圧 [kV]	最大三相短絡電流 [kA]
230	10.7
115	18.7
46	9.3
34	6.2
23	20.0
13.8	55.1
13.2	24.8

CELより受領している230 kV / 115 kV 系統で使用されている遮断器のデータ (Table 10.6 参照) と計算結果を比較すると殆どの遮断器は短絡電流を遮断できる性能を備えているが、ネハバ変電所 115 kV 系の定格遮断容量 3,500 MVA の遮断器については遮断容量の足りない可能性があるため、更新の検討が必要である。また、エルチャパラル発電所の低圧側遮断器の定格遮断電流は 30 kA 以上必要であることが分かる。

10.3.4 安定度

前述の潮流計算で作成したピーク断面、オフピーク断面それぞれについて安定度を検討する。故障様相としては一線地絡と三相地絡を想定する。ケースをまとめると下表の通りとなる。

故障点	エルチャパラル発電所至近端	キンセデセプティエンブレ～サンマルティン送電線のキンセデセプティエンブレ S/S 至近端
故障様相	1LG-(150 ms)- 1LO-(300 ms)-1LC	3LG-(150 ms)-3LO(再閉路無)
2010 ピーク断面	Fig.10.11	Fig.10.12
2010 オフピーク断面	Fig.10.13	Fig.10.14

※ 1LG : Single line-to-ground fault / 1LO : One line open / 1LC : One Line Close (Automatic reclose)

※ 3LG : Triple line-to-ground fault / 3LO : Three lines open

故障除去時間については UT の保証する最大故障除去時間の 150 ms とする。また、三相地絡故障については厳しい方向にみて再閉路無とした。

各発電機について CEL より受領したデータを基に励磁制御系を模擬した。短時間の安定度を確認することを目的とするため、ガバナ系は模擬しなかった。結果は Fig.10.11～10.14 に示す通りいずれのケースも安定であることを確認した。

10.4 推奨する送電方法

経済比較を含む各送電方法の検討結果および系統解析結果より、本プロジェクトにおいて推奨する送電方法は以下の通り。

- 1) 送電ルート : エルチャパラル発電所－(43 km)－キンセデセプティエンブレ変電所
- 2) 送電電圧 : 115 kV
- 3) 送電線 : 3*1 - 477 MCM ACSR (Flicker)
- 4) 架空地線 : 外形 9.52mm (EHS 亜鉛メッキ鋼より線)

Table 10.1 Comparison of Alternative Transmission Plans for El Chaparral Power Station

Item	El Chaparral - 15 de Septiembre				El Chaparral - San Miguel		
	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4			
Single Line Diagram	<p>115kV 3x1-Flicker (ACSR) El Chaparral P/S 115kV Cerro Chukuyote (43km) 115kV 3x1-Flicker (43km) 15 de Septiembre S/S 115kV</p>	<p>115kV 3x2-Flicker (ACSR) El Chaparral P/S 115kV Cerro Chukuyote (43km) 115kV 3x2-Flicker (43km) 15 de Septiembre S/S 115kV</p>	<p>115kV 3x1-Flicker (ACSR) El Chaparral P/S 115kV San Miguel S/S 115kV</p>	<p>115kV 3x2-Flicker (ACSR) El Chaparral P/S 115kV San Miguel S/S 115kV</p>	115kV 3x1-Flicker (ACSR)	115kV 3x2-Flicker (ACSR)	115kV 3x2-Flicker (ACSR)
Transmission Capacity	126 MVA	253 MVA	126 MVA	253 MVA			
Construction Cost	4,138 k\$	4,905 k\$	4,587 k\$	5,497 k\$			
Annual Expense	819 k\$	766 k\$	931 k\$	869 k\$			
Extendibility	○	⊗	○	⊗			
Evaluation	⊗	○	○	○			

Table 10.2 Economic Comparison of Alternative Transmission Plans

Item	El Chaparral - 15 de Septiembre				El Chaparral - San Miguel	
	Case 1	Case 2	reference		Case 3	Case 4
	115kV 3x1-Flicker (43 km)	115kV 3x2-Flicker (43 km)	115kV 3x1-Flicker(14km) + 230kV 3x2-Flicker(29km)	115kV 3x2-Flicker(14km) + 230kV 3x2-Flicker(29km)	115kV 3x1-Flicker (51 km)	115kV 3x2-Flicker (51 km)
1. Construction cost [\$*1000]						
a. Transmission line	2,416	3,183	3,771	4,020	2,865	3,775
b. Transformer & Switch	1,722	1,722	1,722	1,722	1,722	1,722
c. Subtotal [\$*1000]	4,138	4,905	5,493	5,742	4,587	5,497
2. Annual expense rate						
a. C.R.F [%] ¹						
Transmission line	10.61	10.61	10.61	10.61	10.61	10.61
Transformer & Switch	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02	11.02
b. O/M [%] ²						
Transmission line	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
Transformer & Switch	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
c. Sub-total [%]						
Transmission line	12.61	12.61	12.61	12.61	12.61	12.61
Transformer & Switch	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52	12.52
3. Transmission line loss						
a. Peak power loss [kW]	2,180	1,090	1,445	1,090	2,585	1,293
b. Annual energy loss [MWh] ³	4,258	2,129	2,822	2,129	5,050	2,525
4. Annual expense [\$*1000]						
a. Transmission line	305	401	475	507	361	476
b. Transformer & Switch	216	216	216	216	216	216
c. Transmission line loss (loss profit) ⁴	298	149	198	149	354	177
Total [\$*1000]	819	766	889	872	931	869

Note).

*1 : C.R.F (Capital Recovery Factor) is calculated from the following assumptions.

- Annual discount rate : 10.0 %

- Service life of equipment

Transmission line : 30 years / Transformer & Switch : 25 years

- (C.R.F. for Transmission line) = $0.10 * (1+0.10)^{30} / \{(1+0.10)^{30} - 1\} * 100 = 10.61$ [%]

- (C.R.F. for Transformer & Switch) = $0.10 * (1+0.10)^{25} / \{(1+0.10)^{25} - 1\} * 100 = 11.02$ [%]

*2 : O/M (Operation and Maintenance of the equipment) : Annual expense rate on the construction costs (%/annum)

*3 : Annual energy loss is calculated as follows.

(Annual Energy Loss) = (Peak Power Loss) * 8,760 * (Loss Factor)

(Loss Factor) = $0.3 * (\text{Annual Load Factor}) + 0.7 * (\text{Annual Load Factor})^2$

*4 : power rate : 0.07 US\$/kWh

Table 10.3 Actual Load of Each Substation in 2000

Voltage	Substation	Dry Season		Wet Season	
		Peak Demand [MW]	Off-peak Demand [MW]	Peak Demand [MW]	Off-peak Demand [MW]
23 kV	Nuevo Cuscatlan	53.0	25.8	54.1	25.5
	Nejapa	64.1	48.6	71.0	42.9
	San Antonio Abad	71.0	28.1	73.5	27.9
	San Bartolo	43.1	28.5	43.3	25.3
	Soyapango	73.5	39.2	77.7	42.3
34 kV	Acajutla	8.1	3.5	8.2	3.5
	Ateos	6.8	5.1	6.5	4.5
46 kV	15 de Septiembre	24.8	10.0	25.3	9.4
	Acajutla	11.1	4.5	11.8	4.5
	Ahuachapán	16.1	6.7	12.0	4.3
	Ateos	27.2	13.3	26.0	13.1
	Cerrón Grande	12.7	4.4	12.5	3.6
	Guajoyo	-4.1	-7.4	-4.1	-7.4
	Opico	14.4	8.3	13.4	6.5
	Santa Ana	42.6	21.6	42.6	19.6
	San Miguel	43.3	19.7	26.5	11.2
	Sonsonate	10.8	2.5	8.7	0.6
	Soyapango	19.7	8.9	20.6	7.3
	San Rafael Cedros	27.6	9.5	27.5	9.0
	Santo Tomás	44.0	19.4	41.9	20.3
Tecoluca	14.4	6.2	13.9	4.3	
TOTAL		624.2	306.4	612.9	278.2

Table 10.4 Forecasted Load of Each Substation in 2010

Voltage	Substation	Peak Demand			Off-peak Demand		
		P [MW]	Q [MVar]	PF [%]	P [MW]	Q [MVar]	PF [%]
23 kV	Nuevo Cuscatlan	89.1	22.9	96.9	42.8	11.0	96.9
	Nejapa	107.8	30.5	96.2	72.0	20.3	96.2
	San Antonio Abad	119.4	25.6	97.8	46.8	10.1	97.8
	San Bartolo	72.5	12.5	98.5	42.5	7.3	98.5
	Soyapango	123.6	26.6	97.8	71.0	15.3	97.8
34 kV	Acajutla	13.6	4.5	95.0	5.9	1.9	95.0
	Ateos	11.4	2.0	98.5	7.6	1.3	98.5
46 kV	15 de Septiembre	41.7	11.4	96.5	15.8	4.3	96.5
	Acajutla	18.7	6.1	95.0	7.6	2.5	95.0
	Ahuachapán	27.1	5.9	97.7	7.2	1.6	97.7
	Ateos	45.7	19.8	91.8	22.0	9.5	91.8
	Cerrón Grande	21.4	6.4	95.8	6.0	1.8	95.8
	Guajoyo	8.6	2.7	95.4	2.7	0.8	95.4
	Opico	24.2	9.6	93.0	10.9	4.3	93.0
	Santa Ana	71.6	20.2	96.2	32.9	9.3	96.2
	San Miguel	72.8	27.8	93.4	18.8	7.2	93.4
	Sonsonate	18.2	7.0	93.4	1.0	0.4	93.4
	Soyapango	33.1	4.5	99.1	12.3	1.7	99.1
	San Rafael Cedros	46.4	8.9	98.2	15.1	2.9	98.2
	Santo Tomás	74.0	23.3	95.4	34.1	10.7	95.4
	Tecoluca	24.2	7.2	95.8	7.2	2.2	95.8
El Pedregal	11.0	2.2	98.0	6.0	1.2	98.0	
TOTAL		1,076.2	287.6	-	488.0	127.6	-

Table 10.5 Maximum Short Circuit Currents in 2010 (1/2)

No.	Bus Name	Rated Voltage [kV]	3-phase Short Capacity [MVA]	3-phase Fault Current [kA]
1	AHUA-230	230	4267	10.7
2	NEJA-230	230	3898	9.8
3	15SE-230	230	3992	10.0
4	PAVA-230	230	4191	10.5
5	AHUA-115	115	3111	15.6
6	SANA-115	115	1369	6.9
7	GUAJ-115	115	682	3.4
8	SONS-115	115	2358	11.8
9	ACAJ-115	115	2306	11.6
10	OPIC-115	115	1878	9.4
11	ATEO-115	115	1912	9.6
12	SANT-115	115	2575	12.9
13	NCUS-115	115	1479	7.4
14	NEJA-115	115	3720	18.7
15	SOYA-115	115	2726	13.7
16	SBAR-115	115	2461	12.4
17	STOM-115	115	1838	9.2
18	SMAR-115	115	3058	15.4
19	CGRA-115	115	2524	12.7
20	SRAF-115	115	2377	11.9
21	TECO-115	115	916	4.6
22	ELPE-115	115	640	3.2
23	5NOV-115	115	1759	8.8
24	OZAT-115	115	698	3.5
25	15SE-115	115	3656	18.4
26	BERL-115	115	1896	9.5
27	SMIG-115	115	1185	5.9
28	ELCH-115	115	728	3.7
29	AHUA-46	46	710	8.9
30	GUAJ-46	46	296	3.7
31	SANA-46	46	333	4.2
32	OPIC-46	46	168	2.1
33	SONS-46	46	392	4.9
34	ACAJ-46	46	146	1.8
35	ATEO-46	46	496	6.2
36	SOYA-46	46	397	5.0
37	STOM-46	46	506	6.3
38	ELPE-46	46	261	3.3
39	TECO-46	46	308	3.9
40	SRAF-46	46	377	4.7
41	15SE-46	46	250	3.1
42	15SE-46b	46	739	9.3
43	SMIG-46	46	600	7.5
44	CGRA-46	46	213	2.7
45	OZAT-46	46	302	3.8
46	ACAJ-34	34	363	6.2
47	ATEO-34	34	195	3.3
48	SANT-23	23	665	16.7
49	NCUS-23	23	561	14.1
50	SBAR-23	23	668	16.8

Note : Calculation Conditions

- All the generators are connected to the power system.
- El Chaparral P/S is connected to 15 de Septiembre S/S. (Transmission line : 3*1 Flicker)

Table 10.5 Maximum Short Circuit Currents in 2010 (2/2)

No.	Bus Name	Rated Voltage [kV]	3-phase Short Capacity [MVA]	3-phase Fault Current [kA]
51	SOYA-23	23	797	20.0
52	NEJA-23	23	755	19.0
53	AHUA-U1	13.8	699	29.2
54	AHUA-U2	13.8	699	29.2
55	AHUA-U3	13.8	412	17.2
56	ACAJ-U1	13.8	510	21.3
57	ACAJ-U2	13.8	524	21.9
58	ACAJ-U5	13.8	1171	49.0
59	ACAJ-U6	13.8	292	12.2
60	ACAJ-U7	13.8	292	12.2
61	ACAJ-U8	13.8	292	12.2
62	GUAJ-U1	13.8	276	11.5
63	SOYA-U1	13.8	559	23.4
64	SOYA-U2	13.8	558	23.3
65	CGRA-U1	13.8	1098	45.9
66	CGRA-U2	13.8	1316	55.1
67	5NOV-U1	13.8	338	14.1
68	5NOV-U2	13.8	290	12.1
69	5NOV-U3	13.8	193	8.1
70	5NOV-U4	13.8	485	20.3
71	5NOV-U5	13.8	485	20.3
72	15SE-U1	13.8	1585	66.3
73	15SE-U2	13.8	1585	66.3
74	BERL-U2	13.8	566	23.7
75	BERL-U3	13.8	516	21.6
76	SOYA-U3	13.2	511	22.4
77	SMIG-U1	13.2	306	13.4
78	BERL-U1	13.2	566	24.8
79	ELCH-U1	13.8	618	25.9

Note : Calculation Conditions

- All the generators are connected to the power system.
- El Chaparral P/S is connected to 15 de Septiembre S/S. (Transmission line : 3*1 Flicker)

Table 10.6 Specifications of Circuit Breakers in Transmission System (1/5)

No.	Substation	Code	Manufacturer	Model-Type	Voltage [kV]	Rated Opening Time [cycle]	Rated Current [kA]	Rated Interrupting Current [kA]	Methods of Current Interruption	Year of Manufacture
1	5 de Noviembre	10-7-01	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
2	5 de Noviembre	10-7-02	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
3	5 de Noviembre	10-7-03	HVB	HVB121-40000	121	1.9	2,000	40	SF ₆	
4	5 de Noviembre	10-7-04	HVB	HVB121-40000	121	1.9	2,000	40	SF ₆	
5	5 de Noviembre	10-7-05	HVB	HVB121-40000	121	1.9	2,000	40	SF ₆	
6	5 de Noviembre	10-7-06	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
7	5 de Noviembre	10-7-07	ASEA	HL.D 145/1250 B	138	3.0	1,250	5,000 MVA	Oil	
8	Guajoyo	11-7-01	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
9	Acajutla	12-7-06	ABB	HPL145/25A1	145	1.4	2,500	40	SF ₆	1992
10	Acajutla	12-7-07	ABB	HPL145/25A1	145	1.4	2,500	40	SF ₆	1992
11	Acajutla	12-7-08	ABB	HPL145/25A1	145	1.4	2,500	40	SF ₆	1992
12	Acajutla	12-7-09	ABB	HPL145/25A1	145	1.4	2,500	40	SF ₆	1992
13	Acajutla	12-7-10	ABB	HPL145/25A1	145	1.4	2,500	40	SF ₆	1992
14	Acajutla	12-7-11	ABB	HPL145/25A1	145	1.4	2,500	40	SF ₆	1992
15	Acajutla	12-7-13	ABB	HPL145/25A1	145	1.4	2,500	40	SF ₆	1992
16	Acajutla	12-7-14	ABB	HPL145/25A1	145	1.4	2,500	40	SF ₆	1992
17	Acajutla	13-7-01	ABB	HPL145/25A1	145	1.4	2,500	40	SF ₆	1992
18	Acajutla	13-7-02	ABB	HPL145/25A1	145	1.4	2,500	40	SF ₆	1992
19	Acajutla	13-7-03	ABB	HPL145/25A1	145	1.4	2,500	40	SF ₆	1992
20	Acajutla	13-7-04	ABB	HPL145/25A1	145	1.4	2,500	40	SF ₆	1992
21	Acajutla	13-7-05	ABB	HPL145/25A1	145	1.4	2,500	40	SF ₆	1992
22	Acajutla	13-7-91	ASEA	HLR-123/2501E	123	1.8	2,500	30	Oil	1979
23	Ahuachapán	16-7-01	MAGRINI Office	OCERFP145	115	3.0	1,200	25	Oil	1974
24	Ahuachapán	16-7-02	MAGRINI Office	OCERFP145	115	3.0	1,200	25	Oil	1974
25	Ahuachapán	16-7-03	ASEA	HLR-123/25 01E	123	1.8	2,500	40	Oil	1979
26	Ahuachapán	16-7-04	ASEA	HLR-123/25 01E	123	1.8	2,500	40	Oil	1979
27	Ahuachapán	16-7-05	MAGRINI Office	OCERFP145	115	3.0	1,200	25	Oil	1974
28	Ahuachapán	16-7-07	BBC	ELFSL2-1	123	1.8	2,000	25	SF ₆	1985
29	Ahuachapán	16-7-08	BBC	ELFSL2-1	123	1.8	2,000	25	SF ₆	1985

Table 10.6 Specifications of Circuit Breakers in Transmission System (2/5)

No.	Substation	Code	Manufacturer	Model-Type	Voltage [kV]	Rated Opening Time [cycle]	Rated Current [kA]	Rated Interrupting Current [kA]	Methods of Current Interruption	Year of Manufacture
30	Ahuachapán	16-7-91	MAGRINI Office	OCERFP145	115	3.0	1,200	25	Oil	1974
31	Ahuachapán	16-7-92	ASEA	HLR-123/250 IE	123	1.8	2,500	40	Oil	1979
32	Ahuachapán	16-8-01	BBC	ELFSL4-2	245	2.0	2,000	31.5	SF ₆	1985
33	Ahuachapán	16-8-01	BBC	ELFSL4-2	245	2.0	2,000	31.5	SF ₆	1985
34	Ahuachapán	16-8-03	BBC	ELFSL4-2	245	2.0	2,000	31.5	SF ₆	1985
35	Cerrón Grande	17-7-03	ASEA	HLD 145/1250 B	115	3.0	1,250	27.5	Oil	1975
36	Cerrón Grande	17-7-11	ASEA	HLD 145/1250 B	115	3.0	1,250	27.5	Oil	1975
37	Cerrón Grande	17-7-12	ASEA	HLD 145/1250 B	115	3.0	1,250	27.5	Oil	1975
38	Cerrón Grande	17-7-13	ASEA	HLD 145/1250 B	115	3.0	1,250	27.5	Oil	1975
39	Cerrón Grande	17-7-21	ASEA	HLD 145/1250 B	115	3.0	1,250	27.5	Oil	1975
40	Cerrón Grande	17-7-22	ASEA	HLD 145/1250 B	115	3.0	1,250	27.5	Oil	1975
41	Cerrón Grande	17-7-23	ASEA	HLD 145/1250 B	115	3.0	1,250	27.5	Oil	1975
42	Cerrón Grande	17-7-32	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
43	Cerrón Grande	17-7-33	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
44	Cerrón Grande	17-7-42	ASEA	HLD 145/1250 B	115	3.0	1,250	27.5	Oil	1975
45	Cerrón Grande	17-7-43	ASEA	HLD 145/1250 B	115	3.0	1,250	27.5	Oil	1975
46	15 de Septiembre	18-7-01	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
47	15 de Septiembre	18-7-02	ASEA	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
48	15 de Septiembre	18-7-11	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
49	15 de Septiembre	18-7-12	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
50	15 de Septiembre	18-7-13	ASEA	HLR123/250IE1	123	1.8	2,500	35.6	Oil	1980
51	15 de Septiembre	18-7-21	ALSTHOM	S1-121-F34031	121	1.9	2,000	40	SF ₆	1998
52	15 de Septiembre	18-7-22	ALSTHOM	S1-121-F34031	121	1.9	2,000	40	SF ₆	1998
53	15 de Septiembre	18-7-23	ASEA	HLR123/250IE1	123	1.8	2,500	35.6	Oil	1980
54	15 de Septiembre	18-7-31	BBC	121PA40-20B	121	1.9	2,000	40	SF ₆	1987
55	15 de Septiembre	18-7-32	ASEA	HLR123/250IE1	123	1.8	2,500	35.6	Oil	1980
56	15 de Septiembre	18-7-33	ASEA	HLR123/250IE1	123	1.8	2,500	35.6	Oil	1980
57	Soyapango	30-7-01	BBC	121PA40-20B	121	1.9	2,000	40	SF ₆	1987
58	Soyapango	30-7-02	BBC	121PA40-20B	121	1.9	2,000	40	SF ₆	1987

Table 10.6 Specifications of Circuit Breakers Operated in Transmission System (3/5)

No.	Substation	Code	Manufacturer	Model-Type	Voltage [kV]	Rated Opening Time [cycle]	Rated Current [kA]	Rated Interrupting Current [kA]	Method of Current Interruption	Year of Manufacture
59	Soyapango	30-7-03	ABB	LTB 145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
60	Soyapango	30-7-04	BBC	121PA40-20B	121	1.9	2,000	40	SF ₆	1987
61	Soyapango	30-7-05	BBC	121PA40-20B	121	1.9	2,000	40	SF ₆	1987
62	Soyapango	30-7-06	SIEMENS	TCP-121-40-2000	121	1.9	2,000	40	SF ₆	1987
63	San Rafael Cedros	32-7-01	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
64	San Rafael Cedros	32-7-02	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
65	San Rafael Cedros	32-7-03	ASEA	HLD 145/1250 B	138	3.0	1,250	27.5	Oil	
66	San Rafael Cedros	32-7-04	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
67	San Rafael Cedros	32-7-05	McCraw Edison	ALP-54	121	1.5	1,200	40	Oil	1986
68	San Rafael Cedros	32-7-06	McCraw Edison	ALP-54	121	1.5	1,200	40	Oil	1986
69	San Rafael Cedros	32-7-07	General Electric	FK-121-40000-8	121	5.0	1,600	40	Oil	1983
70	San Miguel	34-7-01	ALSTHOM	SI-121-F34031	121	1.9	2,000	40	SF ₆	1998
71	San Miguel	34-7-02	ASEA	HLD145/1250C	123	3.0	1,250	27.5	Oil	1978
72	San Miguel	34-7-03	ASEA	HLR123/2501E	123	1.8	2,500	36.6	Oil	1980
73	San Miguel	34-7-04	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
74	Santa Ana	35-7-01	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
75	Santa Ana	35-7-02	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
76	Santa Ana	35-7-03	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
77	Santa Ana	35-7-04	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
78	San Antonio Abad	36-7-01	BBC	121 PA 40-20B	121	1.9	2,000	40	SF ₆	1987
79	San Antonio Abad	36-7-02	BBC	121 PA 40-20B	121	1.9	2,000	40	SF ₆	1987
80	San Antonio Abad	36-7-03	BBC	121 PA 40-20B	121	1.9	2,000	40	SF ₆	1986
81	San Antonio Abad	36-7-04	BBC	121 PA 40-20B	121	1.9	2,000	40	SF ₆	1987
82	Nejapa	37-7-01	ISODEL	HPF311L	123	1.9	1,250	3,500MVA	Oil	
83	Nejapa	37-7-02	ISODEL	HPF311L	123	1.9	1,250	3,500MVA	Oil	
84	Nejapa	37-7-03	ISODEL	HPF311L	123	1.9	1,250	3,500MVA	Oil	
85	Nejapa	37-7-11	ASEA	HLD145/1250B	115	3.0	1,250	40	Oil	1974
86	Nejapa	37-7-12	ASEA	HLD145/1250B	115	3.0	1,250	40	Oil	1974
87	Nejapa	37-7-13	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995

Table 10.6 Specifications of Circuit Breakers in Transmission System (4/5)

No.	Substation	Code	Manufacturer	Model-Type	Voltage [kV]	Rated Opening Time [cycle]	Rated Current [kA]	Rated Interrupting Current [kA]	Methods of Current Interruption	Year of Manufacture
88	Nejapa	37-7-21	BBC	12IPA40-20B	121	1.9	2,000	40	SF ₆	1996
89	Nejapa	37-7-22	ASEA	HLD 145/1250 B	115	3.0	1,250	40	Oil	1974
90	Nejapa	37-7-23	ASEA	HLD 145/1250 B	115	3.0	1,250	40	Oil	1974
91	Nejapa	37-7-31	ASEA	HLD 145/1250 B	115	3.0	1,250	40	Oil	1974
92	Nejapa	37-7-32	ASEA	HLD 145/1250 B	115	3.0	1,250	40	Oil	1974
93	Nejapa	37-7-33	ASEA	HLD 145/1250 B	115	3.0	1,250	40	Oil	1974
94	Nejapa	37-7-41	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
95	Nejapa	37-7-42	ABB	121 PM/40-20	121	1.8	2,000	40	SF ₆	1994
96	Nejapa	37-7-43	ABB	121 PM/40-20	121	1.8	2,000	40	SF ₆	1994
97	Opico	38-7-01	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
98	Opico	38-7-02	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
99	Opico	38-7-03	ISODEL	HPF311L	123	1.9	1,250	3,500MVA	Oil	
100	Tecoluca	39-7-01	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
101	Tecoluca	39-7-02	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
102	Tecoluca	39-7-31	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
103	Tecoluca	39-7-32	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
104	Tecoluca	39-7-33	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
105	Sonsonate	41-7-01	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
106	Sonsonate	41-7-02	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
107	Sonsonate	41-7-11	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
108	Sonsonate	41-7-12	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
109	Sonsonate	41-7-31	ASEA	HLD 145/1250 C	123	3.0	1,250	25	Oil	1978
110	Sonsonate	41-7-32	ASEA	HLD 145/1250 C	123	3.0	1,250	25	Oil	1978
111	Sonsonate	41-7-33	ASEA	HLD 145/1250 C	123	3.0	1,250	25	Oil	1978
112	Nuevo Cuscatlán	42-7-11	SIEMENS	SPS-121-40-2000	121	2.0	2,000	40	SF ₆	1993
113	Nuevo Cuscatlán	42-7-12	SIEMENS	SPS-121-40-2000	121	2.0	2,000	40	SF ₆	1993
114	Nuevo Cuscatlán	42-7-13	SIEMENS	SPS-121-40-2000	121	2.0	2,000	40	SF ₆	1993
115	Nuevo Cuscatlán	42-7-21	ASEA	HLD 145/1250 C	123	3.0	1,250	25	Oil	1978
116	Nuevo Cuscatlán	42-7-22	ASEA	HLD 145/1250 C	123	3.0	1,250	25	Oil	1978

Table 10.6 Specifications of Circuit Breakers in Transmission System (5/5)

No.	Substation	Code	Manufacturer	Model-Type	Voltage [kV]	Rated Opening Time [cycle]	Rated Current [kA]	Rated Interrupting Current [kA]	Methods of Current Interruption	Year of Manufacture
117	Nuevo Cuscatlán	42-7-23	ASEA	HLR123/1250C	123	1.8	1,250	25	Oil	1980
118	Nuevo Cuscatlán	42-7-31	ASEA	HLR123/1250C	123	1.8	1,250	25	Oil	1978
119	Nuevo Cuscatlán	42-7-32	SIEMENS	SPS-121-40-2000	121	2.0	2,000	40	SF ₆	1993
120	Nuevo Cuscatlán	42-7-41	ABB	HPL145/2500	145	1.4	2,500	40	SF ₆	1992
121	Nuevo Cuscatlán	42-7-42	ABB	HPL145/2500	145	1.4	2,500	40	SF ₆	1992
122	San Martín	43-7-21	ASEA	HLR123/2501E1	123	1.8	2,500	40	Oil	1980
123	San Martín	43-7-22	ASEA	HLR123/2501E1	123	1.8	2,500	40	Oil	1980
124	San Martín	43-7-23	ASEA	HLR123/2501E1	123	1.8	2,500	40	Oil	1980
125	San Martín	43-7-31	ASEA	HLR123/2501E1	123	1.8	2,500	40	Oil	1980
126	San Martín	43-7-32	ASEA	HLR123/2501E1	123	1.8	2,500	40	Oil	1980
127	San Martín	43-7-33	ASEA	HLR123/2501E1	123	1.8	2,500	40	Oil	1980
128	San Martín	43-7-41	Mc Crow Edison	ALP-54	121	1.5	1,200	40	Oil	1986
129	San Martín	43-7-42	Mc Crow Edison	ALP-54	121	1.5	1,200	40	Oil	1986
130	San Martín	43-7-43	Mc Crow Edison	ALP-54	121	1.5	1,200	40	Oil	1986
131	San Martín	43-7-52	ASEA	HPL123/25A1	121	1.4	2,000	40	SF ₆	1988
132	San Martín	43-7-53	ASEA	HPL123/25A1	121	1.4	2,000	40	SF ₆	1988
133	San Bartolo	45-7-01	ABB	121PM40-20	121	1.8	2,000	40	SF ₆	1993
134	San Bartolo	45-7-02	ABB	121PM40-20	121	1.8	2,000	40	SF ₆	1993
135	Santo Tomás	46-7-01	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
136	Santo Tomás	46-7-02	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
137	Santo Tomás	46-7-12	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
138	Santo Tomás	46-7-13	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
139	Santo Tomás	46-7-31	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
140	Santo Tomás	46-7-32	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995
141	Santo Tomás	46-7-33	ABB	LTB145D1/B	145	1.8	3,150	40	SF ₆	1995

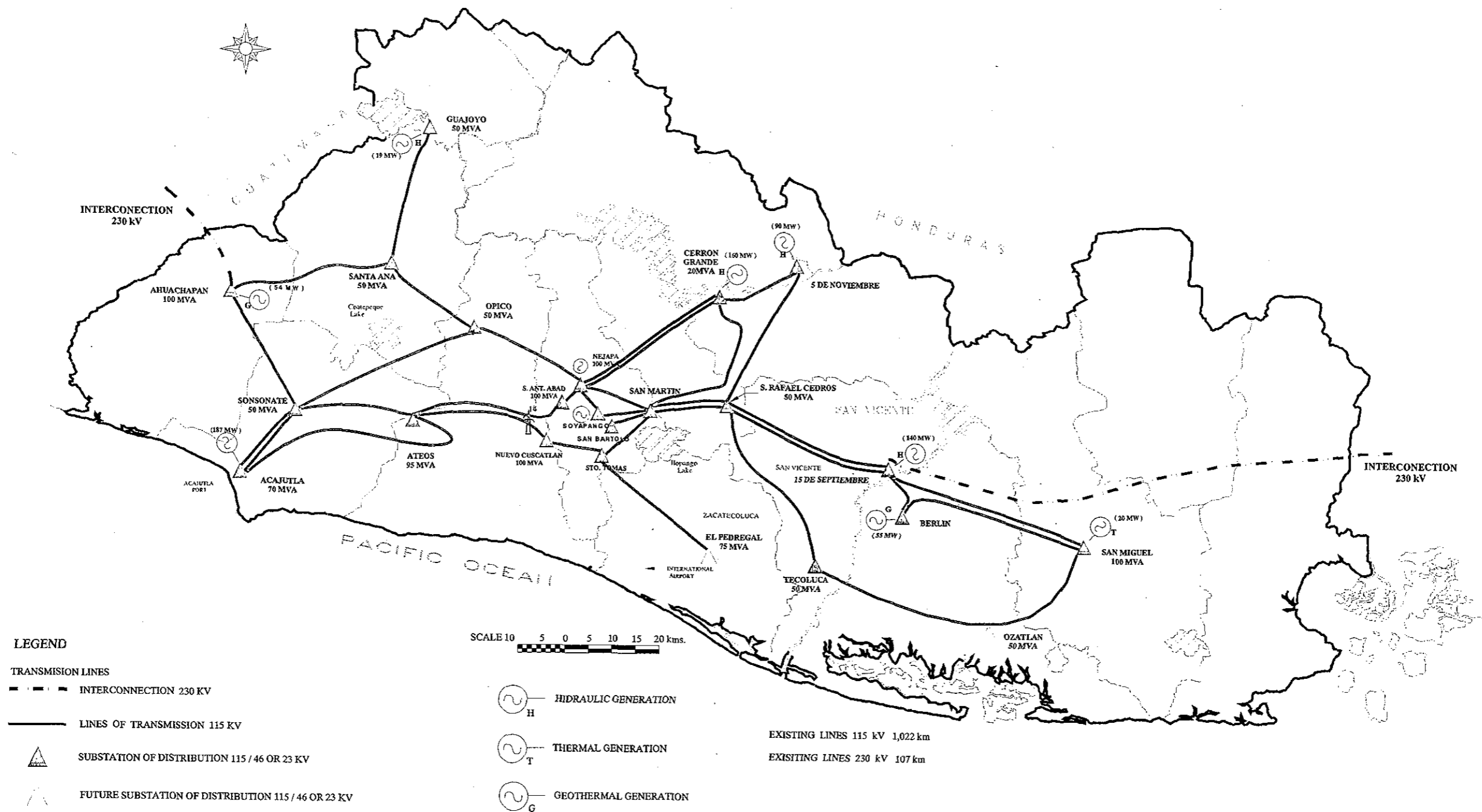


Fig. 10.1 Power System Diagram in El Salvador (2002)

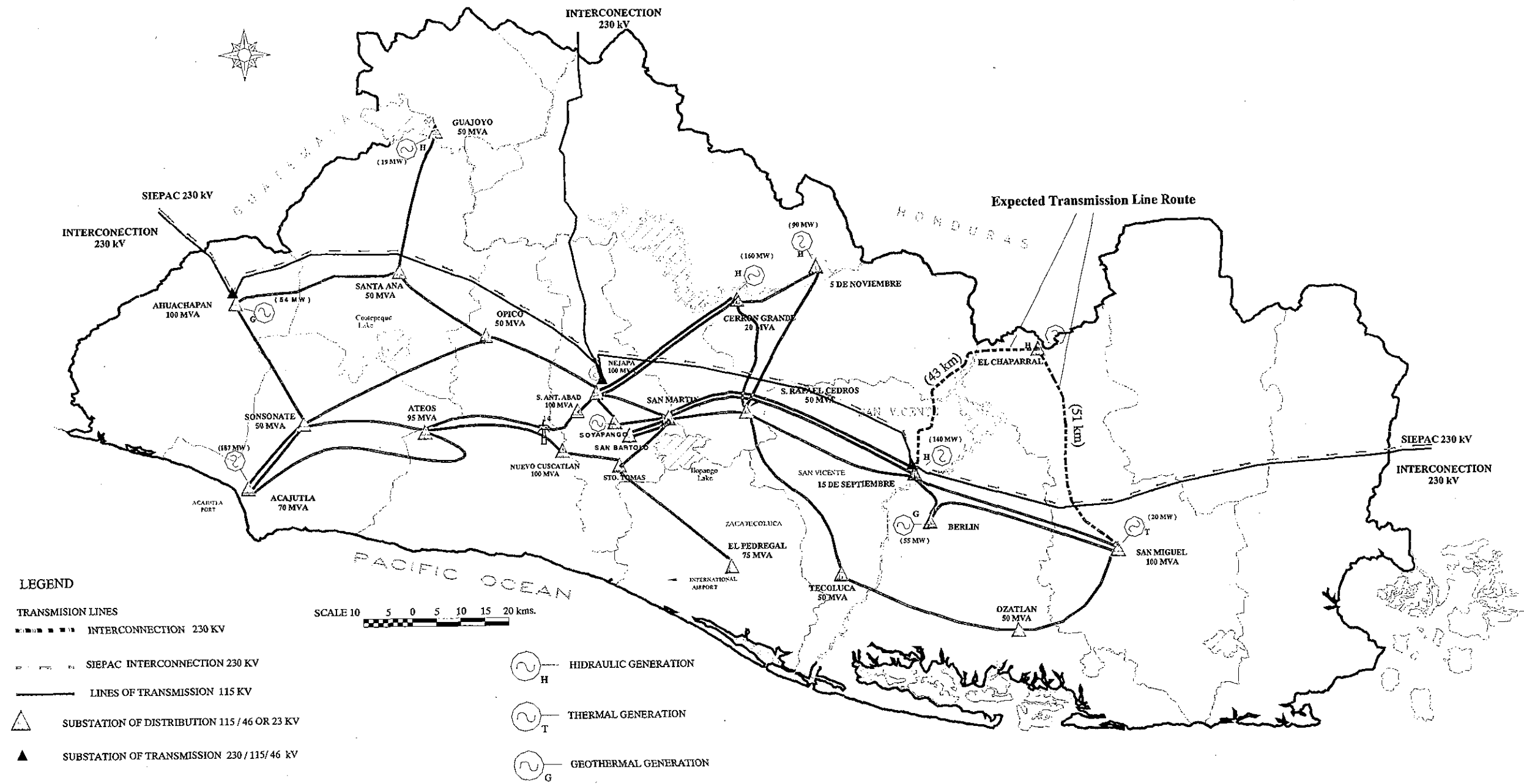


Fig. 10.2 Expected Power System Diagram in El Salvador (2010)

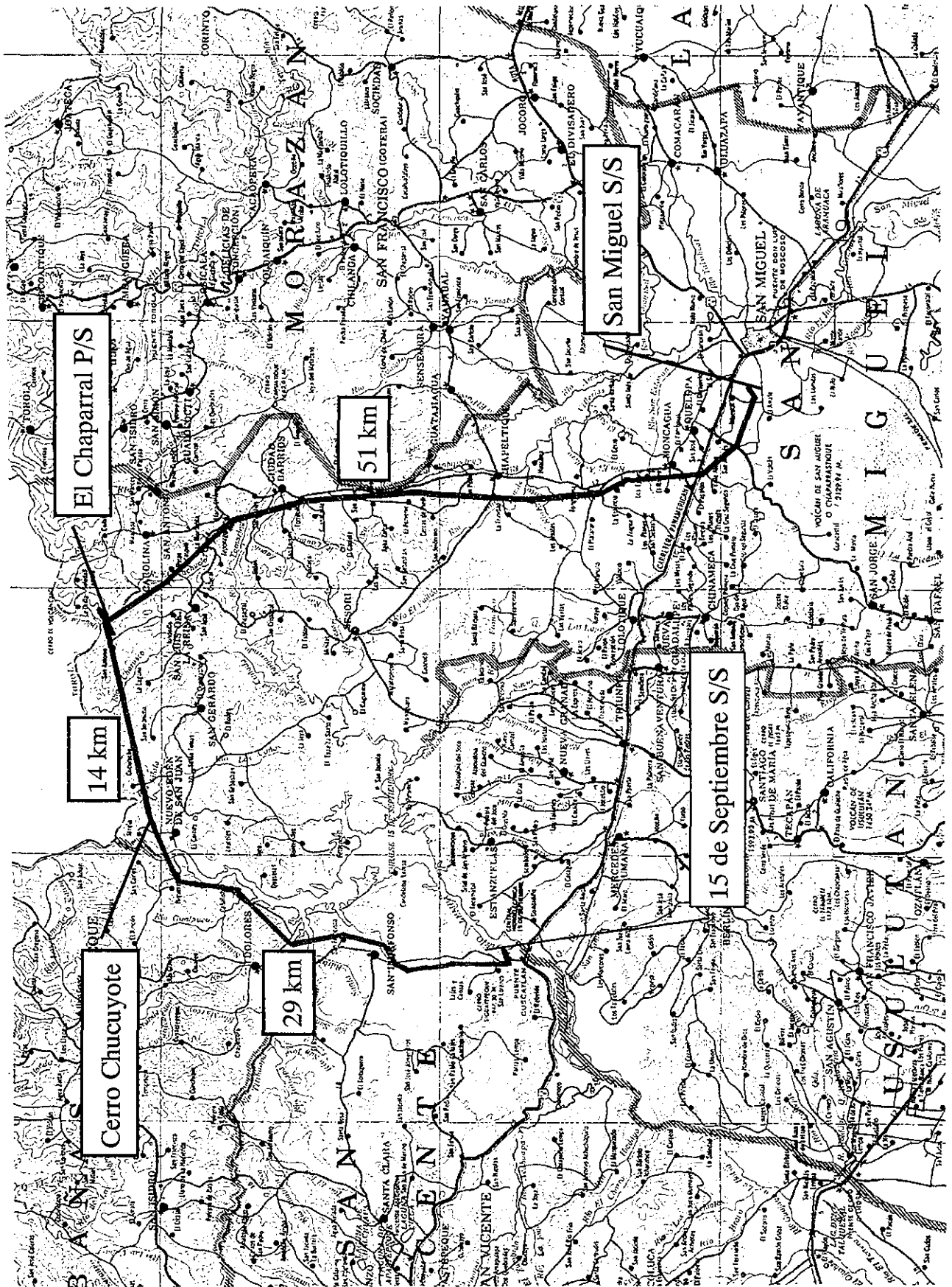


Fig.10.3 Alternatives of Transmission Line Route

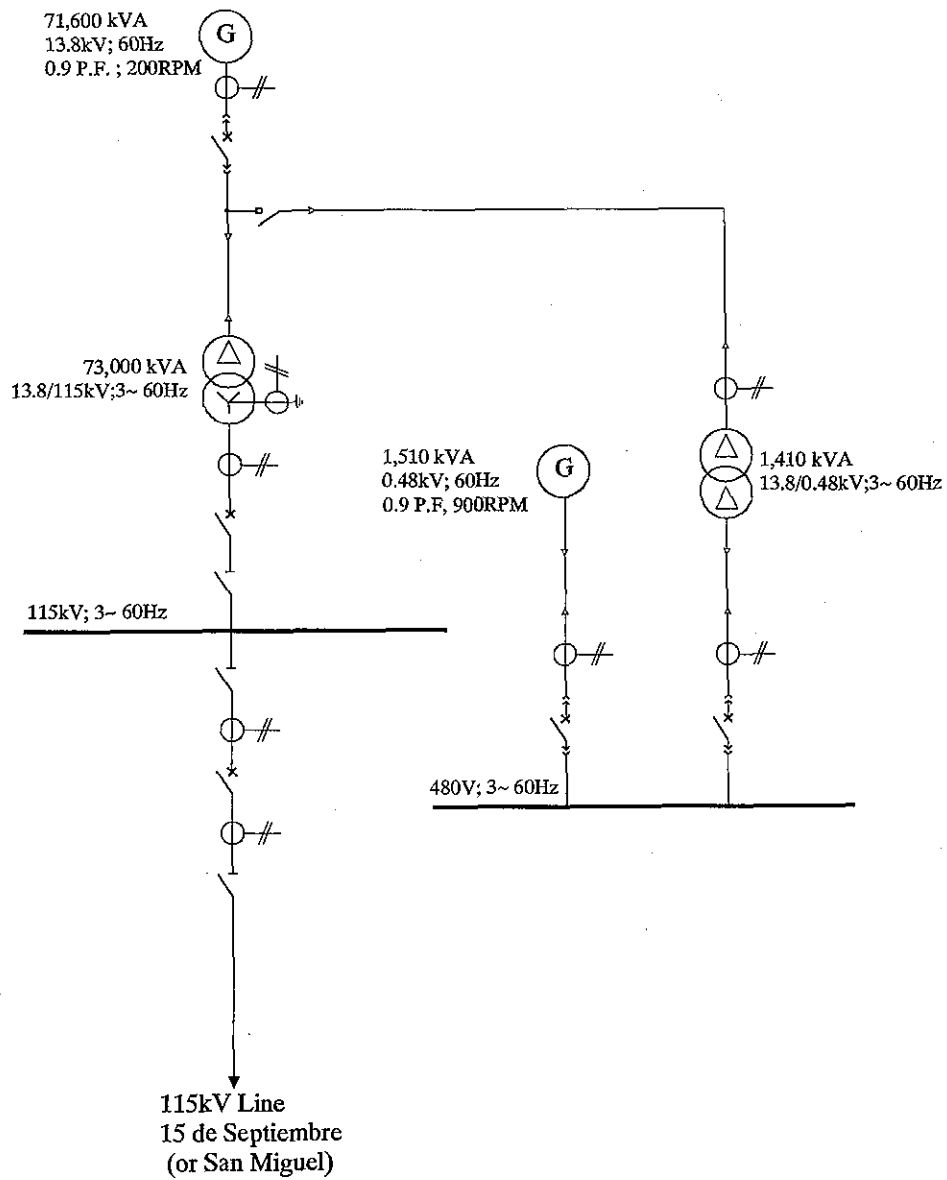


Fig. 10.4 Single Line Diagram of Single Bus System

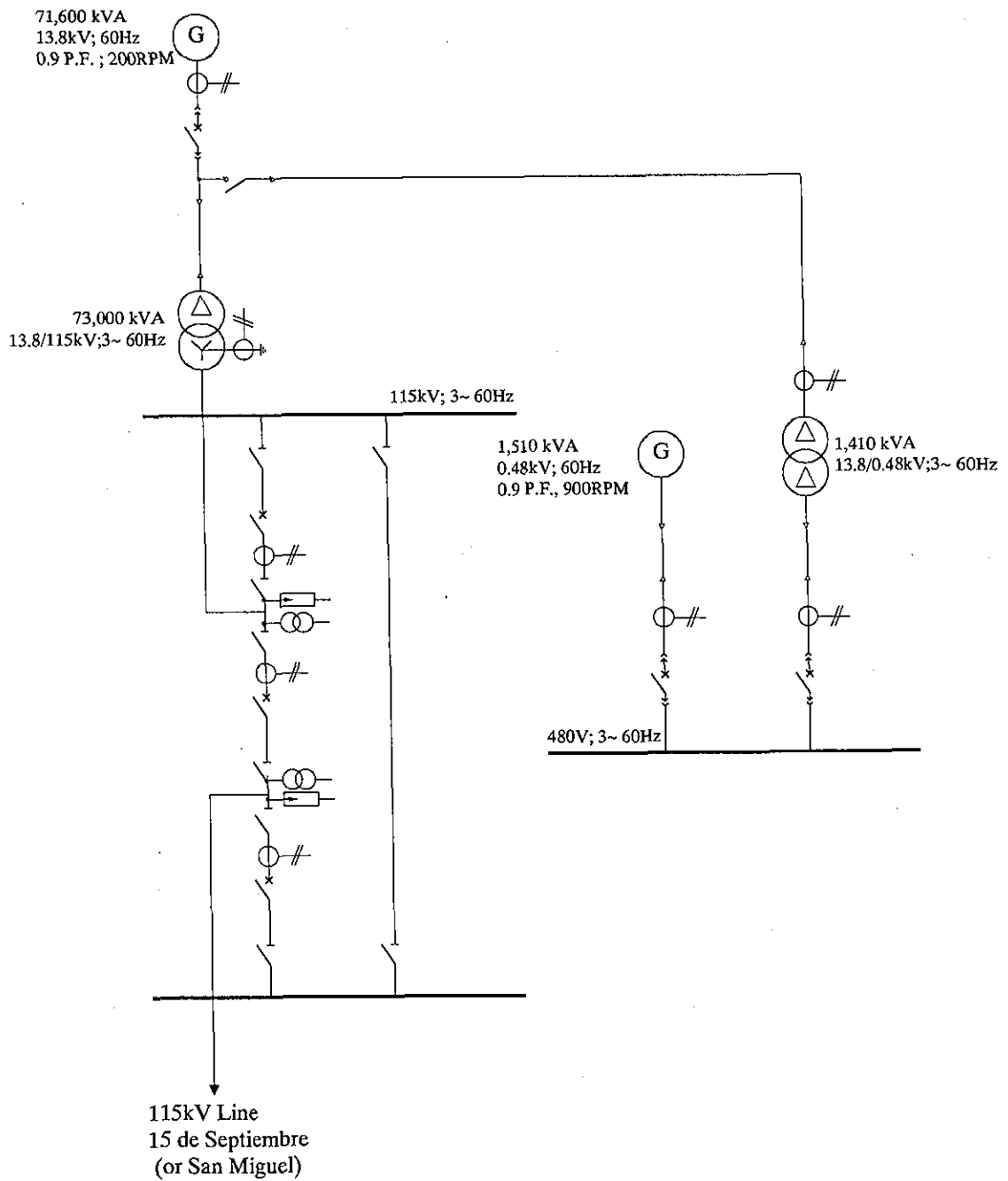
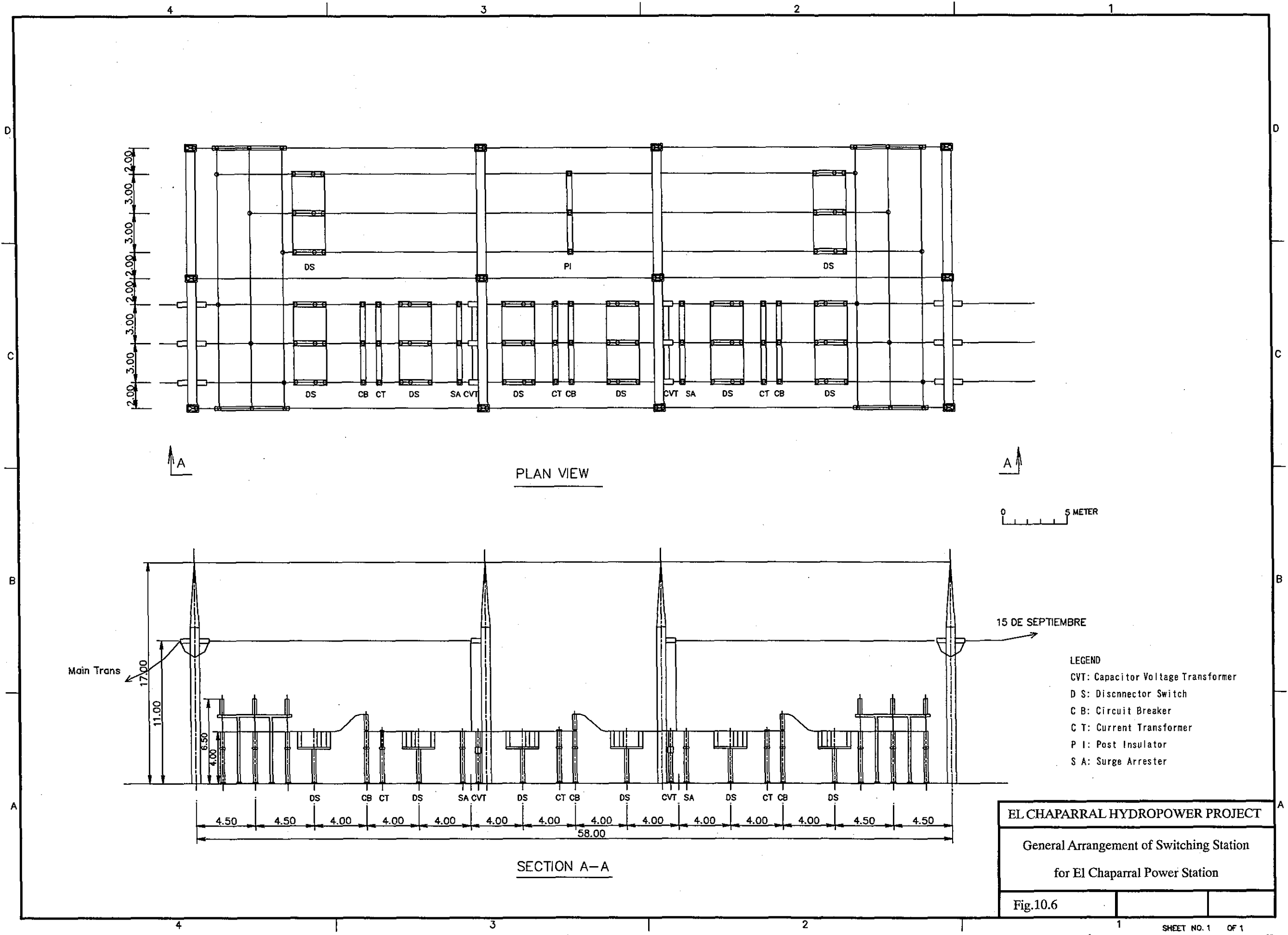


Fig. 10.5 Single Line Diagram of $1\frac{1}{2}$ CB Bus System



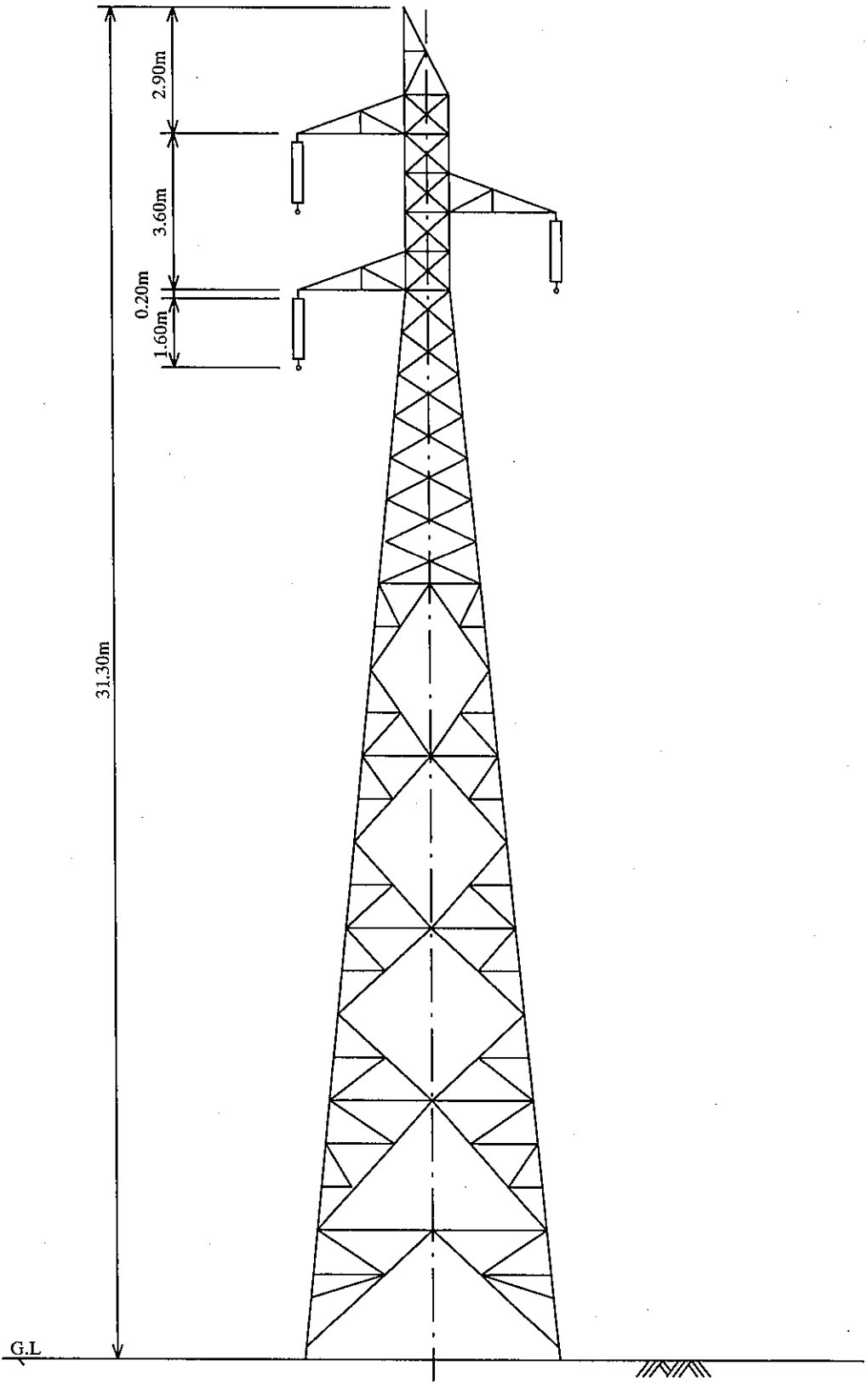


Fig. 10.7 Standard Suspension Tower for 115 kV Transmission Line

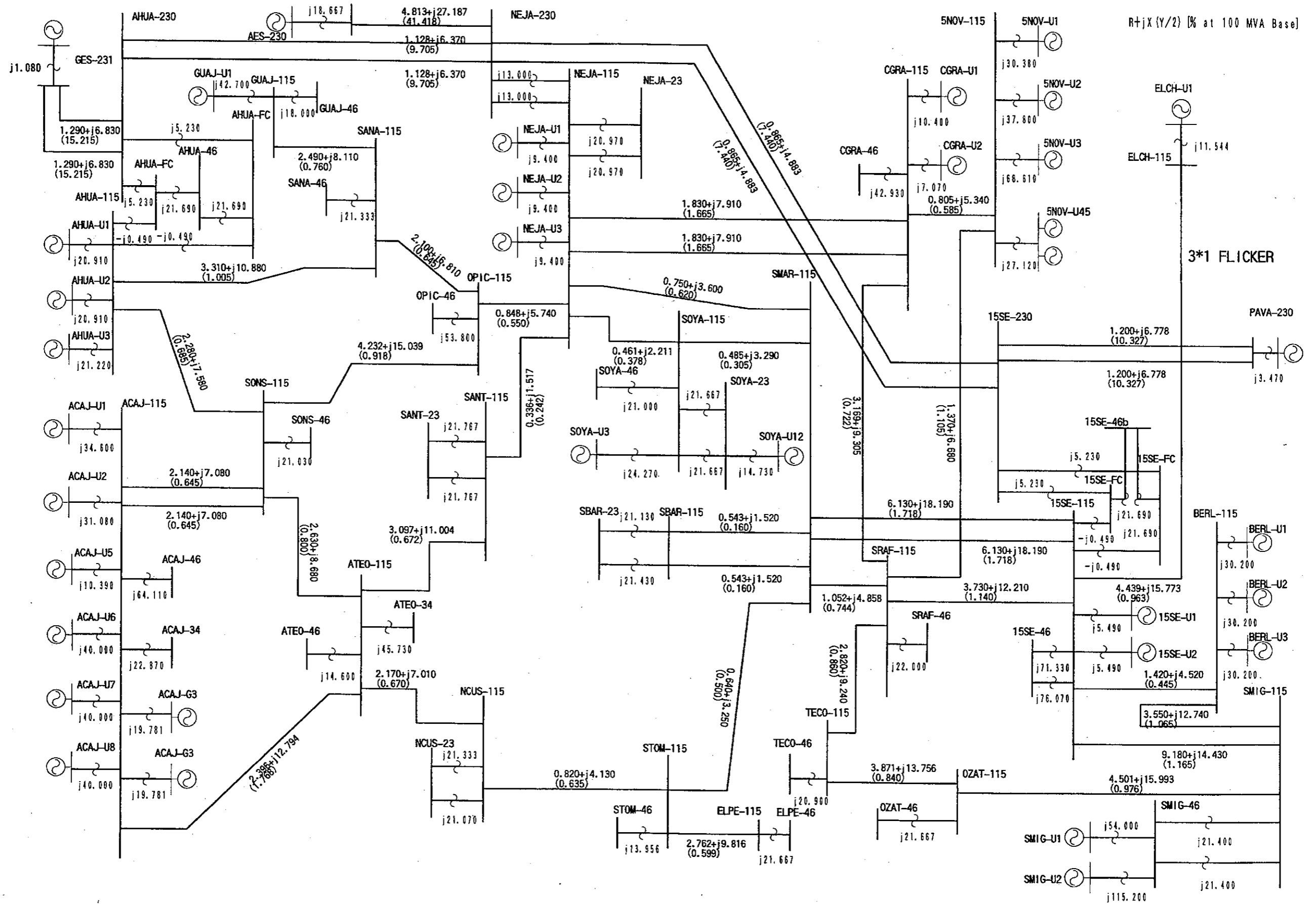


Fig. 10.8 Positive Sequence Impedance Map in 2010

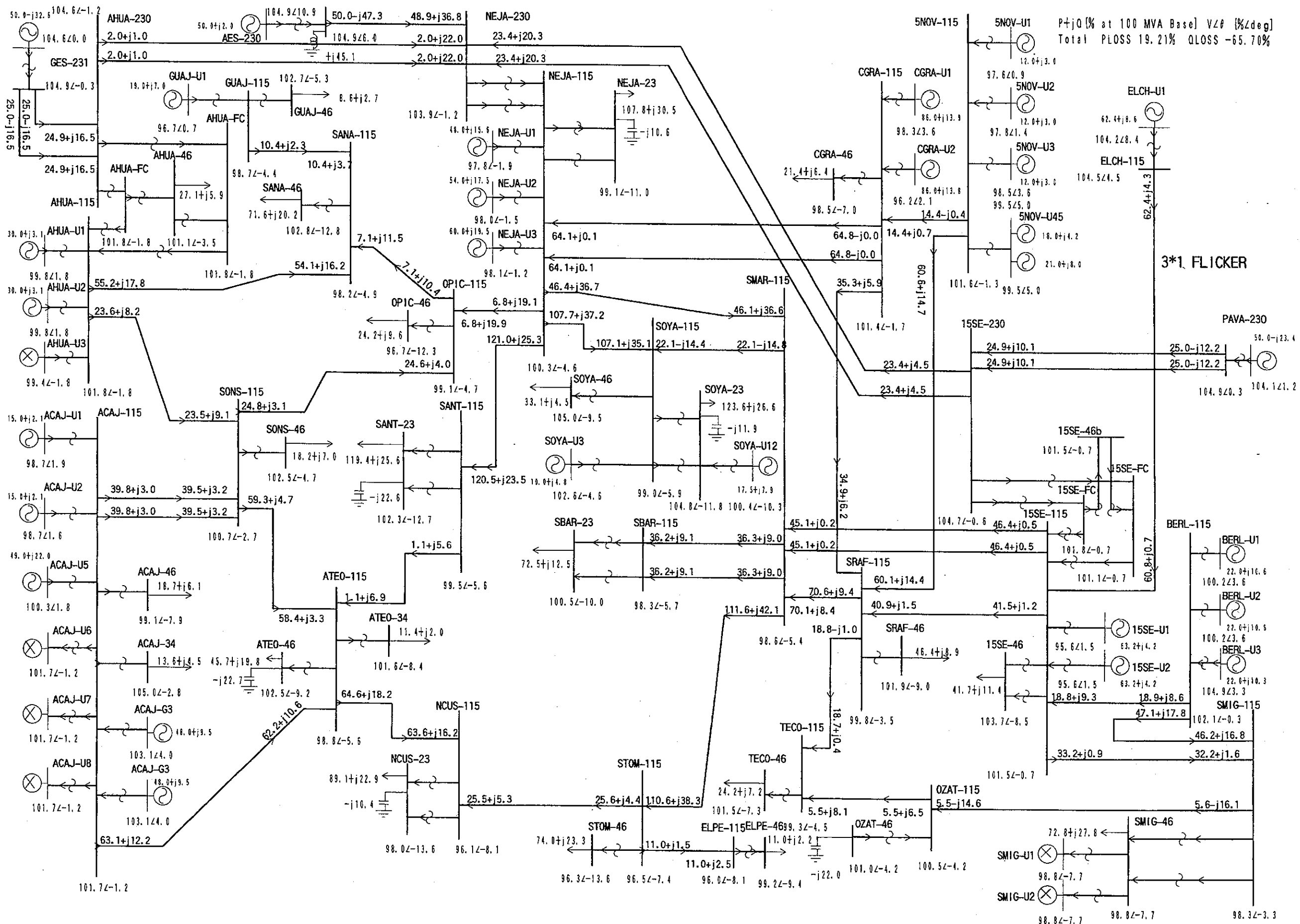


Fig. 10.9 Power Flow Calculation Result (2010 Peak)

281

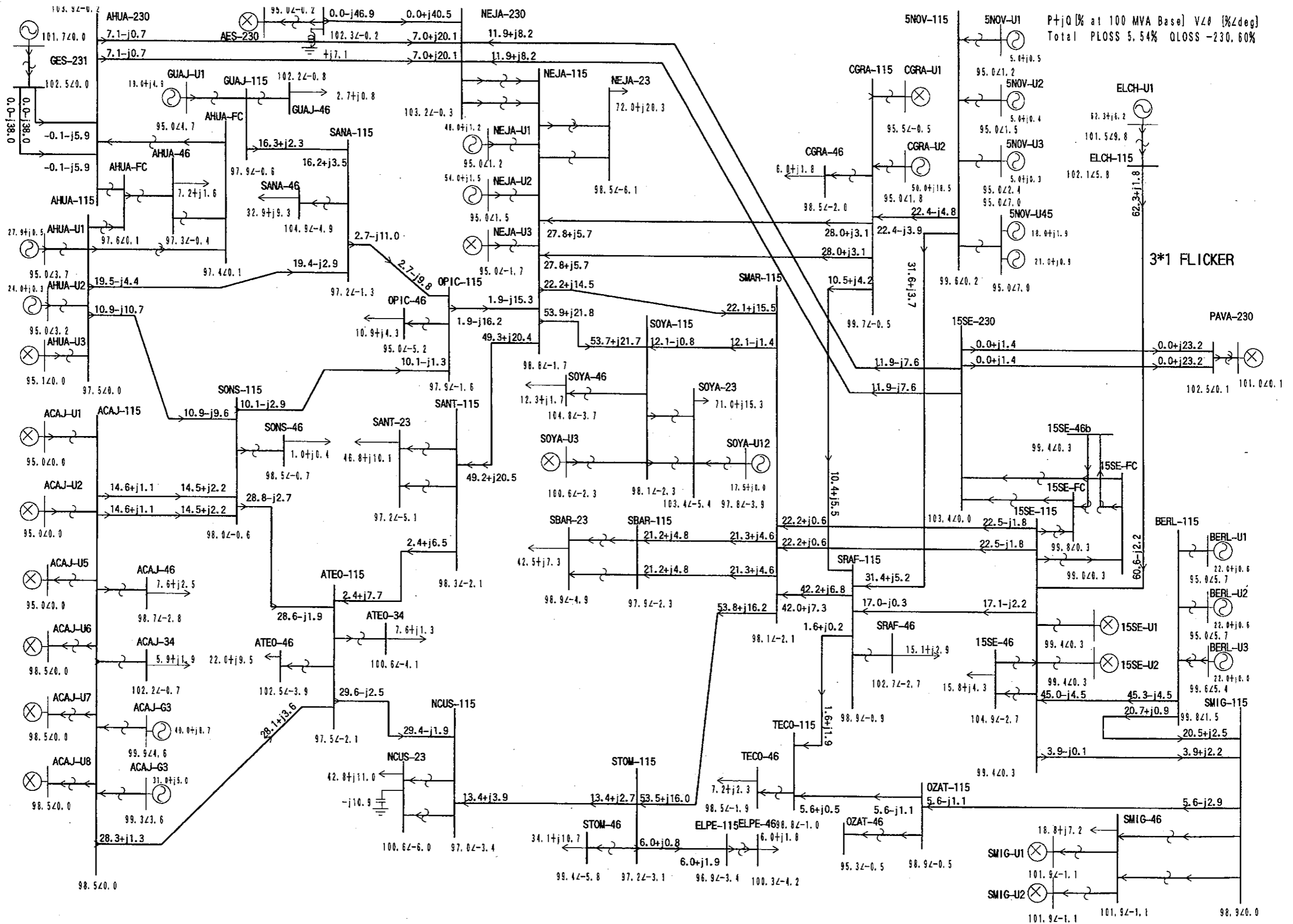


Fig. 10.10 Power Flow Calculation Result (2010 Off-peak)

CODE	TERM	CASE	TYPE	MAX	MIN	INITIAL	FINAL
1	ANG	ELCH-U1	G	72.37	7.45	35.22	35.09
2	ANG	BERL-U1	G	32.95	27.73	30.64	30.30
3	ANG	CGRA-U2	G	41.23	36.24	39.19	39.10
4	ANG	NEJA-U1	G	29.71	26.67	28.71	28.62
5	ANG	AHUA-U1	G	53.62	51.12	52.72	52.65
6	ANG	ACAJ-G3	G	31.49	28.98	30.30	30.29

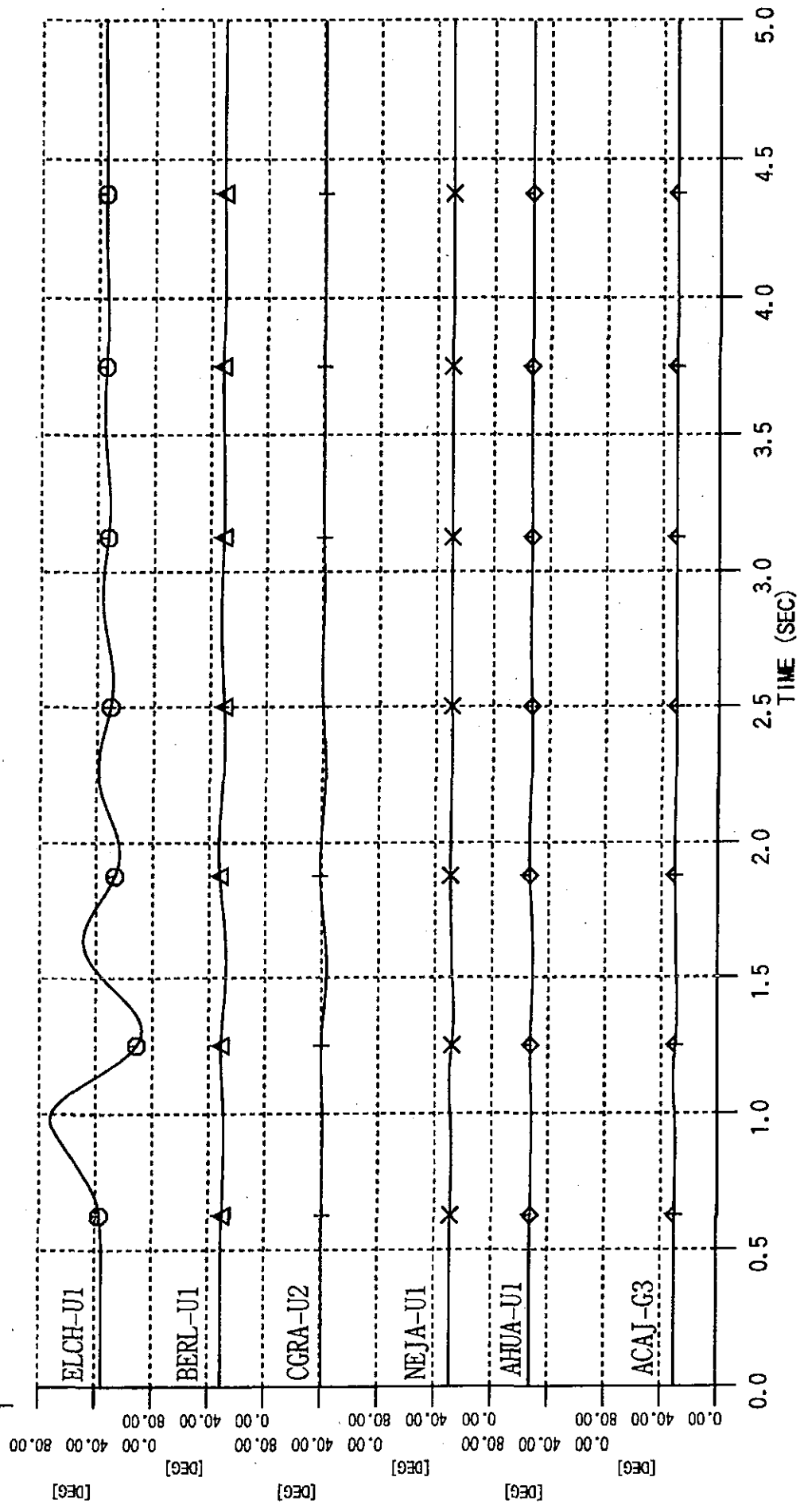


Fig. 10.11 Stability Study (1/4)

FINAL
38.15
30.04
38.57
26.94
51.70
30.08

INITIAL
35.22
30.64
39.19
28.71
52.72
30.30

MIN
3.59
-4.41
3.34
8.26
33.27
15.01

MAX
83.17
63.07
68.94
58.47
63.79
54.66

TYPE
G
G
G
G
G
G

CASE
ELCH-U1
BERL-U1
CGRA-U2
NEJA-U1
AHUA-U1
ACAJ-G3

TERM
ANG
ANG
ANG
ANG
ANG
ANG

CODE
30042
21211
21172
21371
21161
21136

- 1 ○
- 2 △
- 3 +
- 4 *
- 5 ◇
- 6 ↑

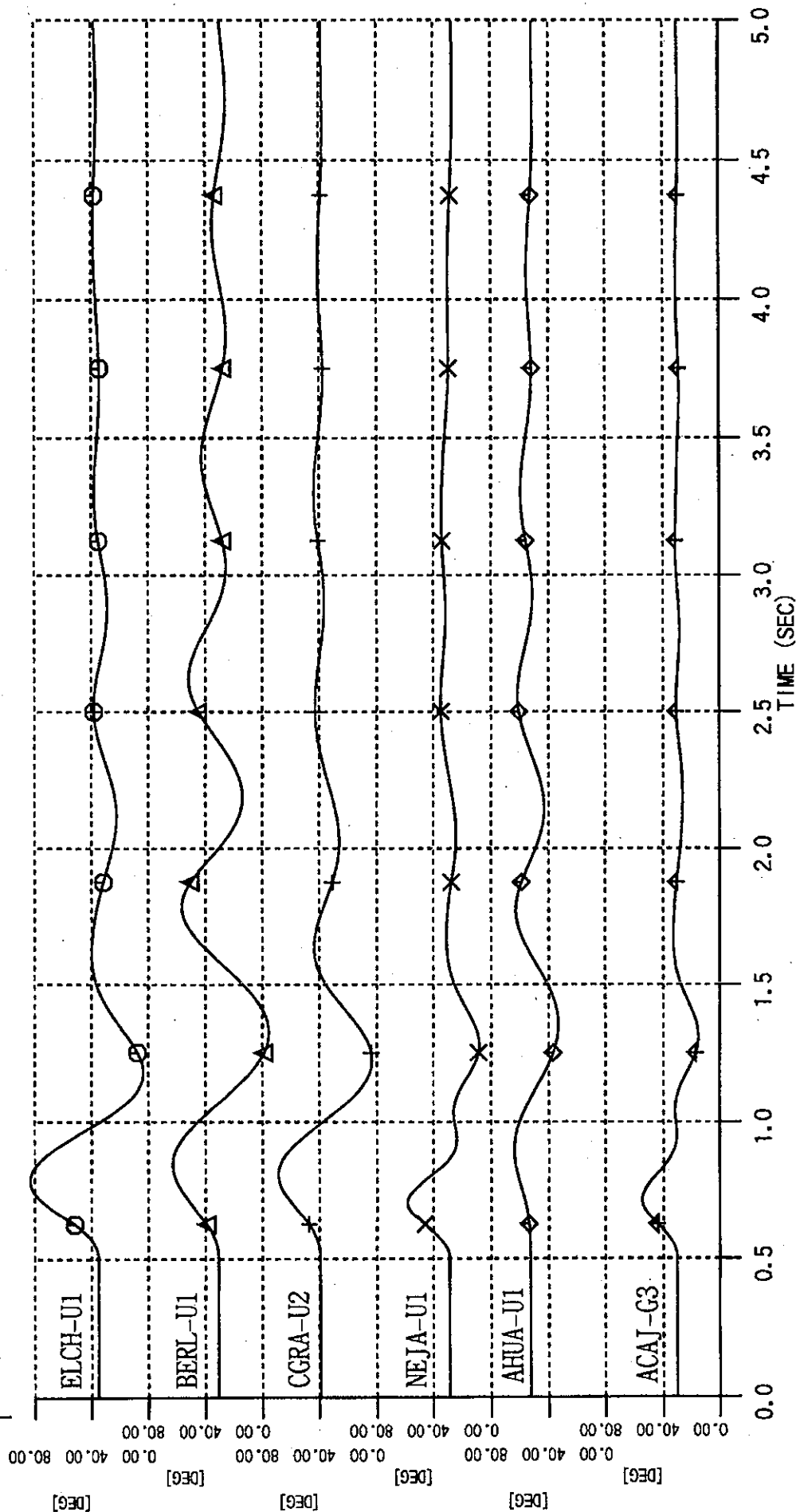


Fig. 10.12 Stability Study (2/4)

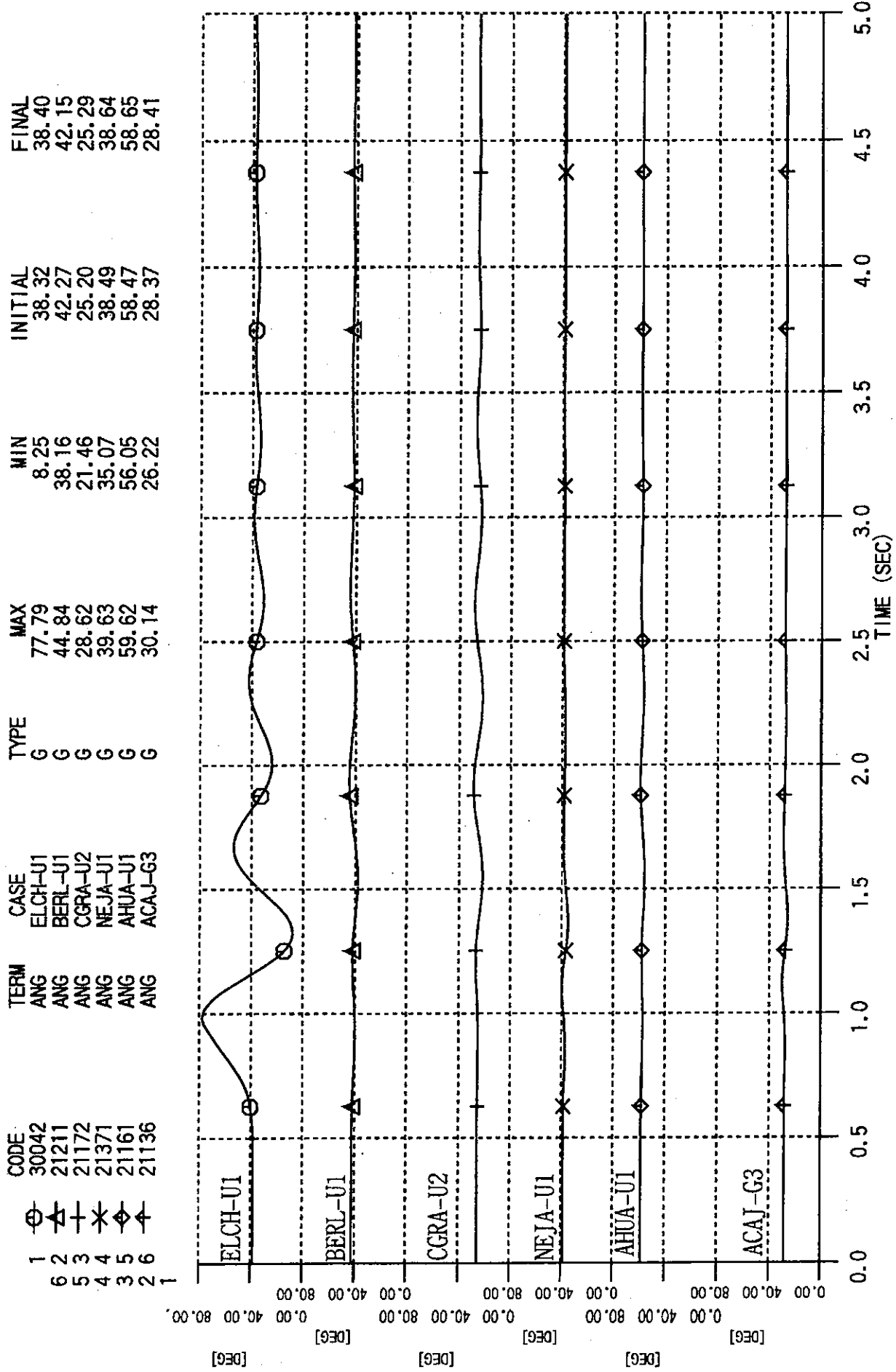


Fig. 10.13 Stability Study (3/4)

FINAL
38.33
43.50
24.46
38.79
58.95
27.33

INITIAL
38.32
42.27
25.20
38.49
58.47
28.37

MIN
3.33
10.82
-3.18
23.41
45.03
22.45

MAX
85.47
72.34
45.12
69.68
66.19
50.50

TYPE
G
G
G
G
G
G

CASE
ELCH-U1
BERL-U1
CGRA-U2
NEJA-U1
AHUA-U1
ACAJ-G3

TERM
ANG
ANG
ANG
ANG
ANG
ANG

CODE
30042
21211
21172
21371
21161
21136

1 ⊕
6 2 △
5 3 +
4 4 ×
3 5 ◇
2 6 ▲

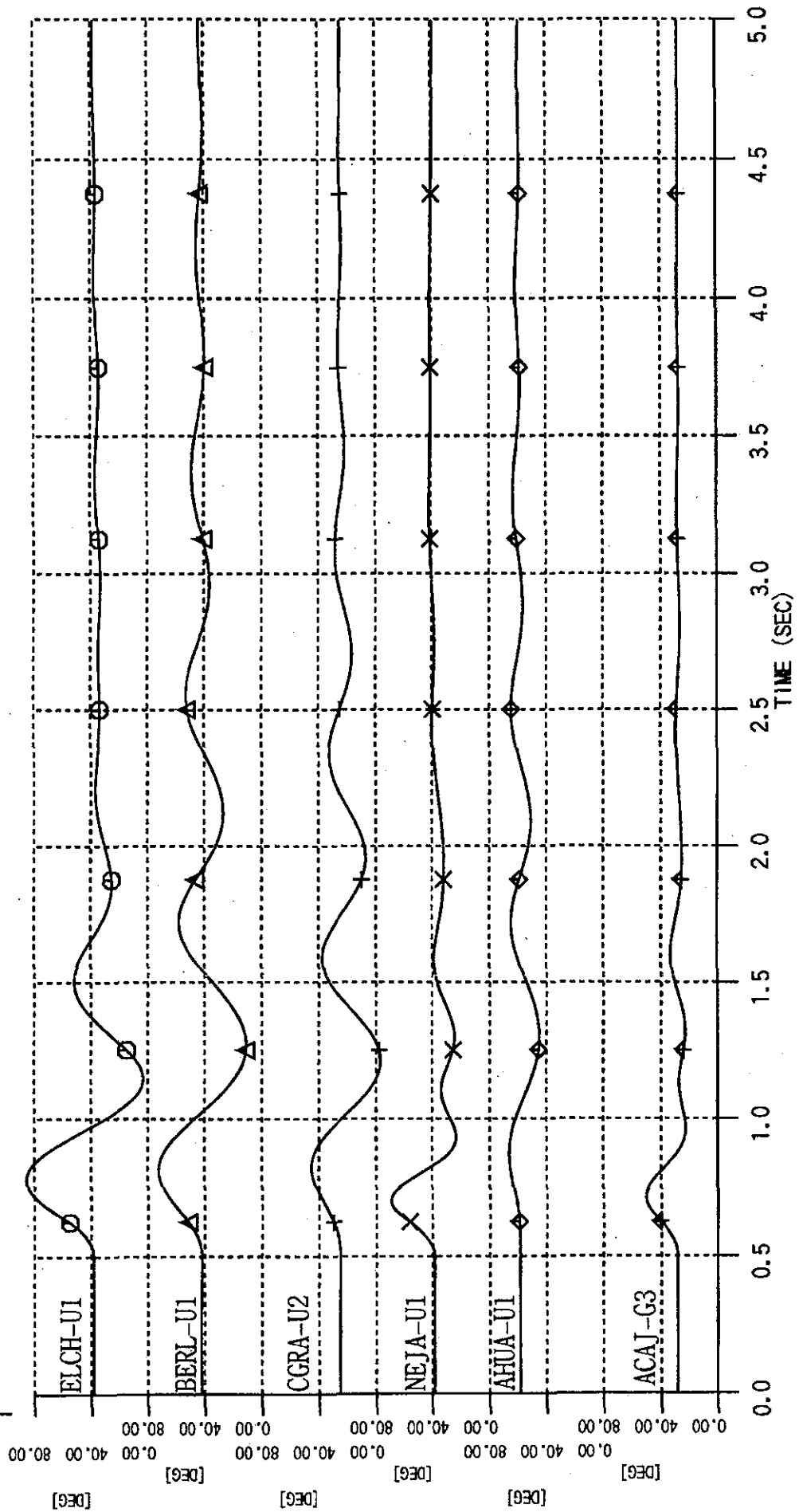


Fig. 10.14 Stability Study (4/4)

11. フィージビリティ設計

目次

11.	フィージビリティ設計	11-1
11.1	概要	11-1
11.2	ダムおよび附属構造物	11-1
11.2.1	ダム軸およびダム型式	11-1
11.2.2	ダムおよび附属構造物	11-2
11.3	水路および発電所	11-6
11.3.1	取水口および水圧管路	11-6
11.3.2	発電所および放水口	11-7
11.4	電気機器	11-9
11.4.1	一般	11-9
11.4.2	単機出力および台数	11-9
11.4.3	水車および発電機	11-12
11.4.4	主要変圧器	11-15
11.4.5	電力用情報伝送システム	11-15
11.4.6	港湾および内陸輸送ルート	11-16

11. フィージビリティ設計

11.1 概要

本章では、第9章で検討された「9.3 開発計画案の選択」において選択された開発計画案に対して実施した土木構造物、電気機器等のフィージビリティ設計の概要について述べる。

開発計画案はダム直下に発電所を設置するダム式発電所であり、貯水池有効容量を利用して、必要ピーク時間にわたって調整運転するものである。電気機器は主水車発電機、河川維持放流量を利用した小水車発電機をそれぞれ1基設置するものであり、発生電力は既設キンセデセプティエンブレ変電所に接続される。

発電計画案の諸元表を Table 11.1 に示すと共に、各土木構造物毎の概略設計図（電気設備機器配置を含む）を Fig.11.3 から 11.10 に示す。

11.2 ダムおよび付属構造物

11.2.1 ダム軸およびダム型式

一般に、ダム軸の設定は両岸が狭く、ダム体積が少なくなるような地形を有すること、基礎地盤がダムからの荷重に関して十分な強度を有すること、遮水性に富み、止水処理が容易なことを考慮に入れて決定される。

プレ F/S 調査では、トララ川とホンジュラス国境の合流地点から約 360 m 上流の両岸が比較的狭い地点にダム軸が設置された。

フィージビリティ設計では、再委託調査で実施された 1/1000 地形図、河川横断測量結果および地表地質踏査結果に基づき、河谷の横断形状、右岸の地形および仮排水路のレイアウトを考慮して、プレ F/S 調査時のダム軸から約 60 m 下流の位置を新たなダム軸とした。

選定されたダム軸位置は、河床幅約 30 m で両岸の山腹斜面の低標高部は急峻で、高標高部では緩傾斜となっているが、谷幅としては最も狭窄の部分であり、ここより上流部では谷幅が広がっており、同位置以外の代替位置は存在しない。

一般にダム型式には種々の型式があり、ダムサイトの地形、地質、水文等の自然条件と、築堤材料等建設材料の賦存量・品質等、地域条件により決定される。

プレ F/S 調査ではコンクリート重力ダムが提案されたが、FS 調査において確認されたダムサイトの条件を考慮した時、妥当なものである。ダムサイトの地質は主に玄武岩から成り、大きな断層も確認されていない。右岸の約 30m の厚い風化岩部を除いて一般に表層堆積物は薄く、河床部の基礎岩盤は 80~90 m 級のコンクリート重力ダムを構築するのに十分な圧縮強度およびせん断強度を有する。

他の型式としてロックフィルダムが考えられるが、同型式の場合、河流処理のための仮排水路トンネルの対象設計洪水流量（20 年確率洪水流量 3,796 m³/s）がコンクリート重力

ダム(1年確率洪水流量 728 m³/s)に比較して5倍以上大きくなること、基礎岩盤が深い右岸に洪水吐シュートを設置した場合、膨大な掘削が必要となることから、河流処理、洪水吐を含めたダム工事費比較において、コンクリート重力ダムがより経済的になることは明らかである、また、ロックフィルダムの場合、膨大な築堤材料の採取のための原石山が必要となることから、自然環境保護の面からも適切でないと思われる。

よって、本計画地点ではコンクリート重力ダムを採用した。

11.2.2 ダムおよび付属構造物

(1) ダム本体

1) 基本形状

ダムの基本形状は、ダムサイトで予想される設計地震動(「第8章地震」参照)から設計水平震度 $k=0.15$ とし、ダム安定計算(Appendix 11.4 Dam Stability Analysis)を行い、ダム法面勾配を上流鉛直(フィレット有)、下流面勾配 1:0.8 とした。なお、基礎岩盤の強度特性は、既往文献から類似岩盤の標準的な値を想定した。

ダム天端標高は、常時満水位時に風波浪高、地震時波浪高および天端道路の桁高を考慮して、EL.214.5 m とした。ダム高さは、基礎岩盤からダム天端まで最大 87.5 m、ダム堤体体積は、約 37 万 m³ である。

2) コンクリート骨材

ダムコンクリート骨材は、ダム軸上流約 2 km 上流の河床砂礫を基本的に利用する。賦存量は、約 32 万 m³ と推定される。骨材の品質は乾燥密度が比較的小さく、吸水率は高いことから、必ずしも良好な品質とは言いがたいが、凍害等、厳しい気象条件を考慮する必要がないことから、建設材料として使用可能であると思われる(「第7章地質」参照)。また、賦存量が少ないことから、ダム・発電所における掘削ずりの骨材転用を考慮している(「第12章 工事計画および工事費」)が、詳細設計の段階において左岸段丘に存在する堆積物を含めて、骨材採取位置を調査する必要がある。

3) グラウト

ダム基礎岩盤部の透水性は全般に高く、ダム軸に沿って実施されたボーリング孔における透水試験でも 20Lu 前後を示す区間が存在する。特に、右岸部は透水性が高い部分が地下深部にまで及び、鞍部(ボーリング孔 CDB-5)では地表面から 70 m 部分においても 20Lu 以上の透水試験結果が得られている。この結果、地下水位は非常に低くなっている。

ダムの基礎処理計画は、基礎岩盤を通しての貯留水の浸透を抑制することを目的として、ダム軸沿いの基礎岩盤内に遮水ゾーンを形成するカーテングラウチングと、ダム底面と接する基礎岩盤の遮水性を改良すると共に、カーテングラウチングの効果を確実にすることを目的として、ダムの基礎岩盤を面的に改良するコンソリデーション

グラウチングを計画した。

a) コンソリデーショングラウチング

コンソリデーショングラウチングは、標準として孔深を5 mとし、孔配置は5 mの格子状とした。これらの標準パターンは、実際の岩盤に亀裂の状況に応じて、グラウチング孔を追加するものとする。

b) カーテングラウチング

上記のように、ダム基礎岩盤は比較的透水性が高く、左右岸山体の地下水位が非常に低いことから、カーテングラウチングを実施する施工範囲・深度は慎重に決定する必要がある。

このため、二次元浸透流解析を実施し、カーテングラウチングの施工範囲・深度とこれによる止水効果（漏水低減効果）の確認を行った。この結果、ダム基礎部で、浸透流長が短く、動水勾配が大きい部分に対して深度 $H/2$ （ H ：ダム高）でグラウトを施工するのが適当であると判断された。Fig.11.6 にグラウト計画図を示す。

透水性が高く、漏水が懸念された右岸リム部は、動水勾配が小さく、結果的にダム基礎部に比較して半分以下の漏水量に留まり、また、その絶対値も発電計画上、無視できる程度であった。

なお、浸透流速は 10^{-4} cm/s オーダーであり、限界流速と比較して十分余裕があることから、パイピングに対して問題ないと考えられる。

(2) 洪水吐

洪水吐の型式はゲートを有する中央越流型とし、流下方向は下流河道に一致するようにした。洪水吐設計流量は、可能最大洪水流量(PMF) $6,484 \text{ m}^3/\text{s}$ とする場合と、サーチャージの効果により設計洪水流量のピークカットを行い、設計洪水流量より小さい流量を洪水吐設計流量とする場合が考えられる。後者の場合、洪水吐ゲートを小さくすることが可能となるが、逆に、サーチャージ水位を設けることからダム高さを高くする必要がある。

本計画地点では、右岸ダム軸延長上に鞍部があると共に、貯水池上流右岸にホンジュラス国と国境を接する深い谷があり、満水位設定に対して制限があること、発電計画上できるだけ満水位を出来るだけ高い水位に設定する方が経済的であることから、サーチャージ水位を設けず、洪水吐設計流量 $6,484 \text{ m}^3/\text{s}$ を満水位で放流させることとした。

このため、設計洪水流量を満水位で安全に放流できる構造とするため、越流部には、幅 $13.2 \text{ m} \times$ 高さ 15.2 m のラジアルゲート5門を備えた。また、洪水吐の全幅は 82.0 m となるが、下流河道の幅が狭いため、河道幅に合わせ導流壁で収斂させ、安全に流下させる構造とした。洪水流の減勢は、洪水吐シュート末端にバケットを設け、ダム下流水位に対して跳水を起こさせることにより減勢する構造とした。

(3) 河流処理

ダム基礎掘削および発電所基礎掘削に先立ち、上下流の仮締切ダムおよび仮排水路トンネルを設けて河川の切替えを行う。河流処理の対象流量は、コンクリート重力ダムであることから、1年確率洪水流量 728 m³/s とした。この流量を対象として、上流仮締切ダムとトンネルの内空高の最適規模検討を行った。最適トンネル内空高は、上流仮締切ダムと仮排水路トンネルの建設費の合計を最小化することで求められる。下表は、その結果を示し、仮締切ダム高さ H = 18.0 m、トンネル内空高 H = 8.0 m の組合せが、最も経済的な規模となった。なお、仮排水路トンネルは、インバートコンクリートは全線、巻立コンクリートは呑口および吐口の各々 40 m 区間に施工し、残りの区間は吹付けコンクリートのみとした。

Table 11.2 Diversion Tunnel Inner Height Comparison

Dimension				Remarks
Cofferdam Height (m)	30	18	9	
Diversion Tunnel Inner Height (m)	7	8	10	
Construction Cost	Civil Works Quantity			Unit Price
(Upstream Cofferdam)				
Common Excavation (m ³)	3,800	3,800	3,800	4 US\$/m ³
Rock Excavation (m ³)	1,600	1,600	1,600	10 US\$/m ³
Cofferdam Concrete (RCC : m ³)	39,800	14,400	4,000	55 US\$/m ³
Others (1 ls)	40	40	40	10 ³ US\$
(Downstream Cofferdam)				
Common Excavation (m ³)	3,500	3,500	3,500	4 US\$/m ³
Rock Excavation (m ³)	1,500	1,500	1,500	10 US\$/m ³
Cofferdam Embankment (m ³)	3,000	3,000	3,000	7 US\$/m ³
Others (1 ls)	40	40	40	10 ³ US\$
(Diversion Tunnel)				
Common Excavation (m ³)	8,200	8,200	8,200	4 US\$/m ³
Tunnel Excavation (m ³)	18,800	24,000	37,600	150 US\$/m ³
Tunnel Lining Concrete (m ³)	1,900	2,100	3,200	230 US\$/m ³
Reinforced Bar (t)	54	60	91	1,500 US\$/t
Others (25%)	843	1,051	1,636	10 ³ US\$
Total Cost	6,564	6,210	8,563	10 ³ US\$

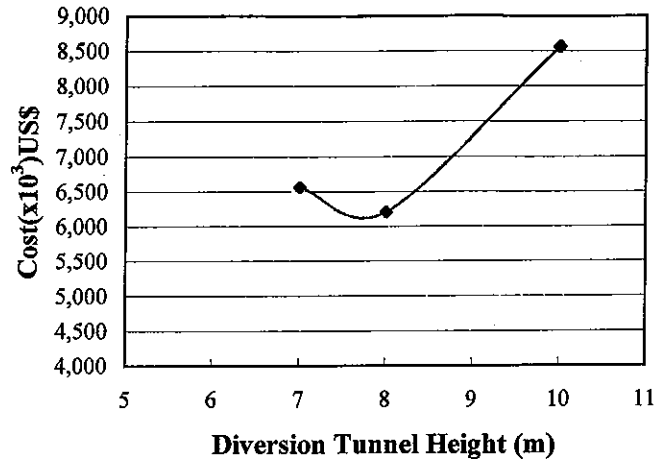


Fig.11.1 Diversion Tunnel Inner Height

(4) 放流設備

初期湛水時の下流放流および緊急時の緊急放流を目的として、放流設備を設ける。放流設備は放流管、ジェットフローゲートおよび高圧スライドゲートから成り、ゲート室をダム堤体内に設置する。また、河川維持流量放流(2.0 m³/s)は発電用水圧管路終端より分岐して、小水車により放流することとした。

11.3 水路および発電所

11.3.1 取水口および水圧管路

(1) 取水口

取水口は、ダム上流面左岸側に設置した。呑口形状はベルマウス型であり、最大取水時のスクリーン通過流速が 1 m/s 程度となるような構造とした。また、呑口には制水ゲート(ローラーゲート)を設置した。

(2) 水圧管路

水圧管路は、取水口より水平にダム堤体内貫通後、斜坑により水車中心標高まで下がり、そこから水平に水車まで導水する。水圧管路は、延長約 144.5 m とした。また、入口弁直上流から小口径水圧管路(内径 $D = 0.7$ m)を分岐し、小水車へ導水する。水圧管路の内径については、建設費から求められる年経費と、損失落差から求められる年間便益損失の合計が最小となるよう検討を行った。下表はその結果を示し、最適径は 5.0 m となった。

Table 11.3 Penstock Optimum Diameter ($Q = 100 \text{ m}^3/\text{s}$)

D(m)	4.8	5.0	5.2
V (m/s)	5.5	5.1	4.7
$dP = 9.8 \times \eta_t \times \eta_g \times Q_{\max} \times h_l$ (kW)	3	2	2
$dE = 9.8 \times \eta_t \times \eta_g \times Q_{\max} \times h_l \times T$ (kWh)	10,863	8,737	7,088
$B1 = d_p \times 171$ US\$/kW (US\$)	522	420	341
$B2 = dE \times 0.046$ US\$/kWh (US\$)	500	402	326
$B = B1 + B2$ (US\$)	1,022	822	667
Construction cost for Penstock (US\$)	17,826	19,343	20,921
C : Annual Cost (US\$)	1,943	2,108	2,280
B+C (US\$)	2,965	2,930	2,947

d_p : 損失落差分の減少保証尖頭出力 (kW)

dE : 損失落差分の年間発生電力量 (kWh)

171 US\$/kW : 代替火力 kW 単価

0.046 US\$/kWh : 代替火力 kWh 単価

B : 損失落差の年間便益損失 (水圧管路 1 m 当り)

C : 年経費 (水圧管路 1 m 当り)

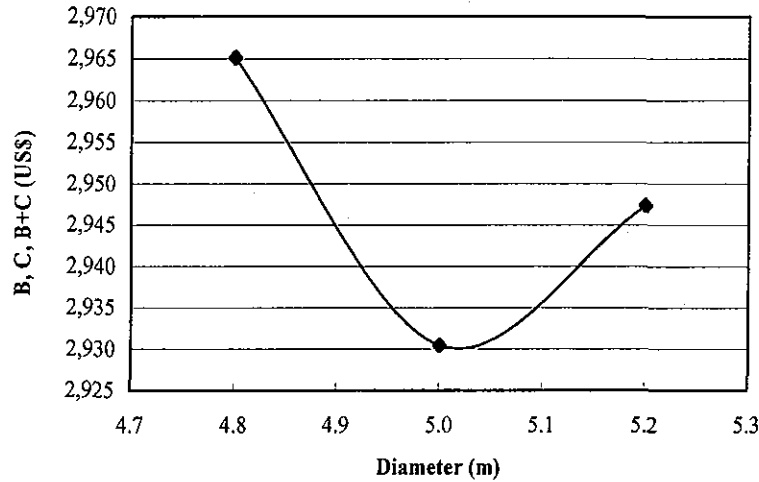


Fig.11.2 Penstock Optimum Diameter

11.3.2 発電所および放水口

(1) 発電所・放水口

発電所はアクセスがし易く、比較的良好な地質が分布する左岸に設置することとした。発電所型式はプレF/S調査では立坑式が提案されたが、主要水車の設置標高が低いため、施工性、経済性を考慮し、明かり掘削方式とした。これにより、放水路トンネルを省略した。Fig.11.11に両案のレイアウトを示すとともに、下表に工事費比較を示す。

主変圧器は発電所山側に隣接させて屋外に設置するレイアウトとし、放水口は発電所と一体として設置し、スライドゲートを2門設置した。

Table 11.4 Comparison of Power House Construction Cost

Item	Open Excavation Type	Vertical Shaft Type	Remarks
Construction Cost	Quantity		Unit Price
Civil Works			
(Penstock)			
Incline Shaft Excavation (m ³)	2,400	1,600	200 US\$/m ³
Filling Concrete (m ³)	800	600	190 US\$/m ³
Structural Concrete (m ³)	500	500	130 US\$/m ³
Reinforced Bar (t)	20	20	1,500 US\$/t
Others (10%)	72,700	52,900	US\$
(Power House)			
Common Excavation (m ³)	35,900	14,000	4 US\$/m ³
Rock Excavation (m ³)	143,500	56,000	10 US\$/m ³
Shaft Excavation (m ³)	—	25,700	200 US\$/m ³

Item	Open Excavation Type	Vertical Shaft Type	Remarks
Shaft Lining Concrete (m ³)	—	4,800	230 US\$/m ³
Structural Concrete (m ³)	11,700	9,800	130 US\$/m ³
Reinforced Bar (t)	740	920	1,500 US\$/t
Others (20%)	841,920	1,902,800	US\$
(Control Building)			
Control Building (m ³)	12,300	17,400	40 US\$/m ³
(Outlet / Tailrace Tunnel)			
Common Excavation (m ³)	4,900	4,800	4 US\$/m ³
Rock Excavation (m ³)	11,300	11,200	10 US\$/m ³
Tunnel Excavation (m ³)	—	5,600	150 US\$/m ³
Tunnel Lining Concrete (m ³)	—	2,000	230 US\$/m ³
Reinforced Bar (t)	—	120	1,500 US\$/t
Others (20%)	26,520	322,240	US\$
Hydromechanical Equipment			
Penstock Tube (t)	350	290	5,000 US\$/t
Total	8,252,340	16,078,140	US\$

(2) 開閉所

開閉所は左岸部、発電所下流の緩傾斜部の敷地を EL.175.0 m まで掘削造成して設置した。

11.4 電気機器

電気機器は、下記の主要設備を主水車について設置する。

- (1) 水車
- (2) 発電機
- (3) 主変圧器
- (4) 屋外開閉機器

尚、小型水車については、上記の項目(1)と(2)を設置し、変圧器は、所内受電用と共用にする。

11.4.1 一般

発電所は、ダム直下式、日負荷調整3～4時間ピーク対応可能な発電所で、最高落差78.05 m、最大出力64.4 MWの主機と、1.3 MWの小型水車がある。小型水車は、ダムの下流に対する河川維持放流分の水量を使用するものである。半地下式発電所には単機出力65.9 MWの立軸フランシス水車・発電機(発電機容量71.6 MVA、力率90%遅れ)および屋外に主要変圧器が設置され、屋外開閉機器が送電線引き出しのために設置される。更に、1.4 MW(発電機容量1.5 MVA、力率90%遅れ)の小型横軸フランシス水車発電機を同一発電所内に設置する。

電気機器のクライテリアは、世界の既設発電所データを基にJ-POWER(EPDC)が開発した、コンピューター・ソフト(HDWiz)を使用して設計した。

11.4.2 単機出力および台数

水車・発電機の最適単機出力は、一般的に電力系統に対する容量比率、開発投入時期、輸送制限などにより決定するが、より大型の単機出力は経済的にスケール・メリットがある。なお、河川維持流量放流のため、小型水車を一台設置する。

本計画の設計において、下記の項目について検討し決定した。

- a) エルサルバドル国輸送ルートの重量・容積制限
- b) 製作技術レベル
- c) 保守運用の信頼性と柔軟性
- d) 電力送電系統容量と投入ユニット容量比率と信頼度
- e) 建設コスト
- f) 発電原価

上記の考慮点a)項については、現地ルート調査の結果、山岳部重量制限は100 ton以下、容積制限は幅3 m、高さ3.8 m以内である。トレーラー車での輸送制限は、ヘアーピン・カーブは屈曲角度180度、先端半径6 mである。

なお、詳細設計段階において、陸橋の補強あるいは付替え工事が必要箇所は、同国の道路計画を考慮した再調査が必要である。

電気機器の最重量物は、1台案の主要変圧器で約70 tonと推定される(ただし、絶縁油を除く)。このクラスの変圧器(容量73 MVA、屋外式、OFAF型)は、3相変圧器1台で輸送が可能である。1台案及び2台案ともに、水車発電機、補機器・装置等については輸送上問題になるものはない。

b)項に関して、本計画は、一般的な容量であるので、世界の主要メーカーにおいて製作技術的に、1台案でも2台案でも問題ない。

c)項に関して、2台案の方が保守運用の信頼性と柔軟性について優れている。しかし、単機出力は、10章の電力系統解析からも明らかな様に1台案の容量でも系統運用上或は、保守上問題はない。特に、維持流量を使用して小型水車発電機を設置することにしていて、所内電源の確保には信頼性が向上している。

d)項については、同国の電力系統解析および計算の結果、運転開始になる2010年の最大予想電力約1,120MWに対して、約6%弱の1台案の単機出力70 MWクラスの事故時脱落でも許容できる。

e)項について、2台案の電気機器費用は、1台案に比較してスケールメリットがないことから、1台案に比較して約20%程度高くなる。一方、土木設計面では主水圧鉄管が1台案、2台案共通であり、1本で主入口弁に接続するレイアウトになるが、2台案の場合は分岐部分及びドラフトチューブとドラフトゲートが設備増になる。更に、2台案の場合は発電所敷地面積が大きくなることから、発電所基礎掘削費が増大する。したがって、電気機器費用および土木工事費共、1台案が建設コスト的に有利になる。Fig.11.12に両案のレイアウトを比較すると共に、Table 11.5に工事費比較を示す。

f)項については、1台案、2台案とで発電所停止率の差はあるものの、貯水池を有する発電所であり、年間有効電力量はほぼ変わらないと考えられる。一方、運転保守費用については、2台案の方の費用が上回る。この結果、1台案の発電原価が約7%安くなり、有利となる。

Table 11.5 Powerhouse Number of Unit Comparison

Item	1 Unit (1 × 64.4MW)	2 Units (2 × 32.2MW)
Construction Cost (US\$)		
Preparatory Works	4,471,800	4,471,800
Civil Works (Care of River)	6,210,450	6,210,450
Civil Works (Dam)	44,048,400	44,048,400
Civil Works (Water Way)	1,070,300	1,157,200
Civil Works (Power house)	5,784,960	7,839,440
Hydromechanical Equipment	11,720,000	12,040,000
Electric Equipment	17,786,000	21,127,000
Transmission Equipment	2,597,000	2,597,000
Environmental Cost	7,420,000	7,420,000
Land Acquisition & Resettlement	9,823,700	9,823,700
Total Direct Cost	110,932,610	116,734,990
Contingency	7,763,750	11,951,770
Administration & Engineering Cost	16,639,900	17,510,250
Total Indirect Cost	24,403,650	29,462,020
Total Project Cost	135,336,260	146,197,010
Annual Energy (GWh)	233.2	233.2
Effective Annual Energy (GWh)	228.1	228.1
station service rate	0.3%	0.3%
transmission line loss	1.9%	1.9%
Capital recovery factor		
civil facility	10.09%	10.09%
hydromechanical equipment	10.37%	10.37%
electric equipment	10.37%	10.37%
Operation & Maintenance Cost		
civil facility	0.5%	0.5%
hydromechanical equipment	1.5%	1.5%
electric equipment	1.5%	2.25%
Annual Cost Factor	10.9% ^{*2}	11.0% ^{*3}
Energy Cost (US\$/kWh)	0.065	0.070

*1: % is a value for project cost

*2: annual cost factor = $(10.09+0.5) \times 75\% + (10.37+1.5) \times 15\% + (10.37+1.5) \times 10\% = 10.9\%$

*3: annual cost factor = $(10.09+0.5) \times 75\% + (10.37+1.5) \times 15\% + (10.37+2.25) \times 10\% = 11.0\%$

上記検討結果から、本計画では1台案を採用した。なお、維持流量用の小型水車には、小径水圧鉄管が主入口弁の前面で主水圧鉄管より分岐される。

11.4.3 水車および発電機

(1) 水車

1) 水車出力

水車出力は定格有効落差 72.8 m、100%開度で 65.9 MW で、定格有効落差以上は出力一定の 1 台とした。計算は下記による。

$$\begin{aligned} P_t &= 9.8 \times H_n \times Q_t \times \eta_t \\ &= 9.8 \times 72.8 \times 100 \times 0.923 \\ &\approx 65,900 \text{ kW} \end{aligned}$$

ここで、	P_t	: 水車定格出力 (kW)
	H_n	: 定格有効落差 (m)
	Q_t	: 定格使用水量 (m^3/s)
	η_t	: 水車効率 (%)

2) 水車形式

一般に、水車形式は落差と使用水量または、落差と水車出力の関係で決められる。本計画の落差と水車出力を考慮して、立軸フランシス単輪水車とする。

3) ランナー材質とスペアー

ランナー材質は、高耐摩耗材として 13 Cr.4Ni.ステンレス・スチールを仕様する。また、フランシス形水車のランナーやウェアリングの表面には、水質の内容によっては、コーティング（ソフトまたはハード）を施す。このコーティング方法は、詳細設計で仕様することとする。

4) 水車据付けレベル

水車中心（放水位 EL.133 m からの標高差）は、吸出し高さ (H_s) に基づき決められる。 H_s はランナーのキャビテーション係数により決定されるが、キャビテーション係数は水車の適用比速度に関係する。これらの関係を検討して H_s は約 (-)3 m を得た。従って、水車中心は EL.130.00 m とする。

5) 有効落差

有効落差は総落差 (74.0 m) から管路の摩擦損失等を差引いて得られる。計算の結果、摩擦損失を含む損失水頭は 1.2 m、よって有効落差は $74.0 - 1.2 = 72.8 \text{ m}$ となる。

6) 水車ランナー・サイズ

水車ランナーの大きさは水車の体格と重量を知るために設計する。解析結果からランナー入口径約 2.7 m、重量約 26 t となる。しかし、実際の製作設計段階では、水車

製作者(メーカー)の設計値のオプファーを受ける事とする。

7) 回転数と無拘束速度

フランス水車の適用比速度は、一般的に、Ns: 70~300 m-kW である。経験値からの基準有効落差-比速度の関連を、コンピューター計算により求めた結果 Ns: 241 m-kW を得た。この比速度を基に定格回転数を求めると 200 rpm となる。(なお、参考までに現設計での無拘束速度は、定格回転数の約 1.94 倍である、ただし、数値は詳細設計段階で仕様する。)

8) 水車吸気装置

水車ランナー、ドラフトチューブなどへの吸気用のパイプシステムの可否を詳細設計時に検討する。

9) 水圧鉄管と入口弁

主水圧鉄管は 1 条で、主入口弁に接続される。主入口弁は複葉弁(バイブレン弁)で、弁口径約 4.3 m となる。小水車用の分岐鉄管を主入口弁の鉄管側に接続する。

(2) 発電機

発電機形式は立軸、3 相交流同期発電機で定格出力は、71.6 MVA、90%遅れ力率とする。発電機の回転子(ローター)と固定子(ステーター)の巻線は F 種エポキシ絶縁とする。閉鎖循環通風方法で水冷熱交換器(エアークーラー)とリムダクト・ファンにより冷却する。次に発電機の主な仕様を示す。

- 回転方向 : 時計廻り
- 定格速度 : 200 rpm
- 定格出力 : 71.6 MVA
- 定格電流 : 3,000 A
- 力率 : 0.9(遅れ)
- 定格電圧 : 13.8 kV
- 定格周波数 : 60 Hz

発電機出力は次式で計算する。

$$\begin{aligned} P_g &= P_t \times \eta_g / p.f \text{ (kVA)} \\ &= 65,900 \times 0.977 / 0.9 \\ &\approx 71,600 \text{ kVA} \end{aligned}$$

ここで、
 P_g : 発電機定格出力 (kVA)
 P_t : 水車定格出力 (kW)
 η_g : 発電機効率 (%)
 $p.f$: 力率 (%)、遅れ

(3) 小型水車発電機

小型水車発電機は、横軸型で小径水圧鉄管が主入口弁の前面で主水圧鉄管より分岐され、小型水車用の入口弁まで設置される。

1) 水車仕様

水車出力は維持流量 2(m³/s)の使用水量一定で最高有効落差 78.13 m、100%開度で 1.42 MW 1 台とした。計算は下記による。

$$\begin{aligned} P_t &= 9.8 \times H_h \times Q_t \times \eta_t \\ &= 9.8 \times 78.13 \times 2.0 \times 0.925 \\ &\approx 1,420 \text{ kW} \end{aligned}$$

ここで、
 P_t : 水車定格出力 (kW)
 H_h : 最高有効落差 (m)
 Q_t : 定格使用水量 (m³/s)
 η_t : 水車効率 (%)

2) 発電機仕様

発電機形式は、3 相交流同期発電機で定格出力は、1.51 MVA、90%遅れ力率とする。発電機の回転子(ローター)と固定子(ステーター)の巻線は F 種エポキシ絶縁とする。自由通風方法でリムダクト・ファンにより冷却する。次に発電機的主要仕様を示す。

- 回転方向 : 時計廻り
- 定格速度 : 900 rpm
- 定格出力 : 1.51 MVA
- 定格電流 : 1,820 A
- 力率 : 0.9(遅れ)

- 定格電圧 : 0.48 kV
- 定格周波数 : 60 Hz

発電機出力は次式で計算する。

$$\begin{aligned}
 P_g &= P_t \times \eta_g / p.f \text{ (kVA)} \\
 &= 1,420 \times 0.958 / 0.9 \\
 &\approx 1,510 \text{ kVA}
 \end{aligned}$$

ここで、	P_g	: 発電機定格出力 (kVA)
	P_t	: 水車定格出力 (kW)
	η_g	: 発電機効率 (%)
	$p.f$: 力率 (%)、遅れ

11.4.4 主要変圧器

発電所建屋に隣接した、屋外に1台の主要変圧器を設置する。主要変圧器の形式は、3相式で、輸送制限、効率、据え付けスペースを考慮して設計される。プロジェクトへの輸送重量は最大100 ton(トレーラー重量を含む)であり、本プロジェクトの3相式変圧器は輸送可能である。

主要変圧器の仕様

- 定格容量 : 73 MVA
- 定格電圧 : 1次 13.8 kV
: 2次 115 kV
- 定格電流 : 1次 3,063 A
: 2次 368 A
- 定格周波数 : 60 Hz
- 冷却方式 : 屋外式、OFAF(送油風冷式)

主要変圧器2次側から115 kV架線で、約100 m離れた屋外開閉所に接続される。

尚、消火装置は、変圧器の周囲に設置するスプレィノズルによる噴水方式を採用する。

11.4.5 電力用情報伝送システム

電力用情報伝送システムは、電力を安定して供給するために必要な情報を伝送するシステムである。115 kV送電線(約43 km)の保護、運用及び各種設備保守用に、マイクロ波多重無線或いは、電力線搬送装置を設置する。尚、電気事業の業務を円滑に行うために、UTセンター及びCEL本社へ各種設備の情報を、マイクロ波多重無線でキンセデセプティ

エンブレ発電所の近くの既設中継局を経て伝送する。伝送項目の詳細検討においては、詳細設計時に実施する。

11.4.6 港湾および内陸輸送ルート

電気機器等に対する輸送ルート調査として、下記に示すラウニオン港及びアカフトラ港からの輸送ルートについて調査を行った。サンミゲルからサイトに向けては、両ルートとも同一ルートになる案が最有力である。即ち、パンアメリカンハイウェイのエルトリウンフォからは、途中の村セソリ及びサンルイスデラレイナを経てチャパラル地点までが、一部を除き最近整備されてきている。調査結果、2～3箇所のコンクリート橋の整備と、本計画地点近くからの道路の拡幅整備を実施すれば使用可能である。詳細設計時に追加調査が必要である。

(1) ラウニオン港経由ルート

ラウニオン港は、サンミゲルの東方約 50 km にある漁港であるが、日本の資金援助で港湾が整備される予定になっている。同港湾が使用出来れば、内陸輸送距離が 100 km 前後になり、輸送期間、経費及び安全上に大きなメリットが出る。

道路状況は、ラウニオンの町内を除けば、5ヶ所の橋(長いものでも、15 m 位)が有るが、一部アメリカンハイウェイを含め、サンミゲルまでは問題が無いと思われる。

(2) アカフトラ港経由ルート

アカフトラ港はソンソナーテ県にあり、首都サンサルバドルの西約 85 km、鉄道では 103 km に位置する。エルサルバドル国で現在ある唯一の国際港湾である。海路からの陸揚げは、この港湾設備で行われ内陸輸送になる。港湾には、A、B 及び C の 3つの埠頭があり、A と C は防波堤を兼ねた埠頭で、A は普通船舶用で、C は大型船舶が接岸可能なものである。B は小間物・穀物等バラ荷用に毎時 350 ton のベルトコンベア設備のある 10 m³ アンローダ付きの埠頭である。埠頭には、30, 45 及び 60 ton クレーン各 1 台、40 ton コンテナクレーン 4 台、フォークリフト 90 台、コンテナ及びバラ荷用トレーラー 6 台、貨物車両 41 台、A 埠頭の倉庫面積 4,500 m²、コンテナヤード 30,000 m²、倉庫間の屋外スペース 24,000 m² 等である。

過去の実績で、一個で最大 235 ton 陸揚げの記録がある。また、キンセデセプティエンブレ発電所増設工事の変圧器(約 112 ton)を、ここで陸揚げし内陸を約 250 km 輸送している。

道路状況は、アカフトラから首都サンサルバドル間は、完全に整備された、アメリカンハイウェイである。3ヶ所に橋が有るが大型重量車が通行している。サンサルバドルからサンミゲルまでは2ルートある。キンセデセプティエンブレ発電所の変圧器は、海岸寄りを利用している。理由は、現在、山手側のアメリカンハイウェイより路面状況が良好である。

アカフトラ港湾からプロジェクトサイトまでの内陸輸送ルートとしては、下記に示す4ルートが現段階で検討されている。それぞれのルートの主要都市名を Fig.11.15 のスケッチに示す。

検討においては、下記条件を輸送条件とした。

- a) Maximum dimensions (m) : (width) 3.0 × (height) 3.8 × (length) 30.43
- b) Maximum tolerant weight (ton) : 100 ton

Note:

Route No.1 (Aprox. Distance: 360 km) < Recommended by CEL >
Acajutla ~ Sonsonate ~ San Salvador ~ Comalapa ~ Delirio ~ San Miguel ~
El Triunfo ~ Sesori ~ San Luis de La Reina ~ El Chaparral.

Route No.2 (Aprox. Distance: 345 km)
Acajutla ~ Sonsonate ~ San Salvador ~ Comalapa ~ Zacatecoluca ~ San
Vicente ~ El Triunfo ~ Sesori ~ San Luis de la Reina ~ El Chaparral.

Route No.3 (Aprox. Distance: 335 km)
Acajutla ~ Comalapa ~ Usulután ~ San Miguel ~ El Triunfo ~ Sesori ~
San Luis de La Reina ~ El Chaparral.

Route No.4 (Aprox. Distance: 320 km)
Acajutla ~ Sonsonate ~ San Salvador ~ Puente Cuscatlan ~ El Triunfo ~
Sesori ~ San Luis de La Reina ~ El Chaparral.

Table 11.1 Salient Features of El Chaparral Development Plan

Generation Type	Dam Type (P/S is located just downstream of dam)		
		Main Unit	Sub Unit
Installed Capacity	kW	64,400	1,300
Maximum Discharge	m ³ /s	100.0	2.0
Effective Head	m	72.8	78.1
Annual Average Energy	GWh	220.6	10.6
Reservoir			
Catchment Area	km ²	1,233	
Gross Storage Capacity	m ³	189 × 10 ⁶	
Effective Storage Capacity	m ³	106 × 10 ⁶	
Available Draw-down	m	16.0	
Reservoir Area (at HWL)	km ²	8.6	
Design Flood Discharge	m ³ /s	6,484 (PMF)	
Dam			
Dam	-	Concrete Gravity Dam (RCC)	
Crest Length L × Height H	m	L 405.0 × H 87.5	
Concrete Volume V	m ³	370,000	
Spillway			
Spillway Gate	W × H	Radial Gate W 13.2 × H 15.2, 5 Gates	
Water way			
Intake	-	Incorporated in dam	
Intake Gate	W × H	Roller Gate W 7.0 × H 7.0 1 Gate	
Penstock			
Length L	m	144.5 (1 Line)	
Inner Diameter D	m	5.0	
Powerhouse			
Power house	-	Semi Underground Type	
Outlet			
Outlet Gate	W × H	Slide Gate W 5.8 × H:5.2	

