\* -- 関連220KV 送電線 : 6.6 US\$ / kW / km

— Cartagena 発電所渡しの石炭価格 : US\$ 47.0/ton

— 石炭発熱量 : 6.900kcal / kg

一発電所出口での熱効率 : 35.0%

**— 設備利用率 : 70%** 

— 年間発電量 : 1,840kWh

— 割引率: 12%/年

\* Cartagena-Ternera-Sabana Larga 間86.4km

### 2) KWおよびKWh価値

水力発電所の規模決定に用いられる評価尺度は次の通りである。

KW : 154.7 USドル/kW

KWh : 22.3 US ミル/kWh (保証)

18.4 US ミルノkWh (二次)

Note: 計算結果についてはAppendix-IVを参照

# 11.2 開発方式の検討

# 11.2.1 調整池式、自流式、および貯水池式の比較

# (1) 關整池式案

81 Siete No.1 ダムによる調整池に日間調整能力をもたせる計画であり、常時ピーク運転が可能である。第11章 1 項で記述した保証流量12.3 m/sを調整するために必要とする調整池容量は 540×10<sup>3</sup> mである。この容量を調整池内に確保できる満水位は標高 1,450 m、低水位は標高 1,440 mであり、そのためのダム高は

55m、堤頂長は207mである。

この案には本章 2.2項で記述するB1 Siete No.1 補助ダムが組合されることになる。補助取水ダムの目的はB1 Siete No.1 ダムの流入堆積土砂排除中に使用するもので、年に約90日間は補助取水ダムより発電用水を取水することになる。

調整池式案の計画諸元はTable-11.1に示す。

# (2) 自 流 式 案

自流式案の場合、調整池式案のEl Siete Nal 調整池がなくなり、Nal 補助取水ダムで、自流式の取水ダムの役割りをはたすことになる。したがって取水位は調整池式案より10m高い標高 1.460mとすることができる。しかし支流Toro川およびSanta Lucia 谷からの流入水を取水するために、調整池式案では不用なToro川支水路およびSanta Lucia 注入水路が必要となる。

一方、最大使用水量は発電所の年設備利用率約80%となるよう25㎡/sと設定した。またダムへの流入土砂の処理はダムクレストに設ける土砂吐ゲートより排除するものとした。自流式案の計画諸元はTable-11.2に示す。

### (3) 貯 水 池 式

B1 Siete №1 ダムを貯水池式とする案のダムサイトの地形、地質からみて、調整池式の場合と同じダム軸に選定することになる。計画地点の流況は第8章に述べた様に比較的安定しており、貯水池を設けた場合供水吐から放流する機会が少ないので、流入土砂は大部分が貯水池内に補足され堆砂するものと判断し、貯水池堆砂容量は、ダム地点に流入する年間1,566×10³㎡の土砂量が、水力発電所の耐用年数である50年にわたって全量堆砂するものとして78×10°×㎡に設定し、低水位はこの堆砂面に取水口の押し込み高さを考慮して標高 1,548mとした。

以上の前提条件のもとに次の2ケースを検討した。

- 1) ダムサイトの地形・地質条件からみて物理的にダム高を最大とする案 満水位を標高1,580mとする案で、利用水深32mとし、有効貯水量は99×10°m' とする。この貯水量は保証流量を17.5m'/sまで増加させることができる。 したがって、最大使用水量は35m'/sとなる。貯水池の最大使用水量補給持続日 数は32.7日である。また、ダム高は 188m、ダム体積3.2×10°m'で貯水池の有 効容量はダム堆積の30.9倍に相当する。
- 2) 有効貯水量を貯水池としての効率が期待できる最小の値である年間流入量の5

%に相当する36.3×10°mとする案

この場合、貯水池満水位を1,561 mとする。また保証流量は15m²/sとなり、最大使用水量は30m²/sとなる。貯水池の最大使用水量補給持続日数は14日である。またダム高は166 m、ダム体積は2.4 ×10° m²で貯水池の有効容量はグム体積の15倍に相当する。

上記いずれの案でも、貯水池内にB1 Siete部落が水没し、国道は約10kmにわたって付替える必要がある。また、貯水池周辺の地山では河川堆積物で形成された段丘、丘陵部で貯水池からの浸透水による崩壊の恐れが生じるなど種々問題がある。上記2ケースの貯水池式案の計画諸元はTable 11-3に示す。

# (4) 比較 結果

調整池式案、自旋式案および、貯水池式案の経済性について、比較した結果、 調整池式案では発電原価 (No.1、No.2 発電所合計) 28.15 US ミルノkWh, B-Cは 17.434千USドル、B/Cは1.582 である。これに対し自旋式案の場合では発電原 価 (No.1、No.2 発電所合計) で22.68 USミルノkWh, B-Cは9.792 千 US ドル、 B/Cは1.384 である。

この結果からみると自流式案の場合、発電原価が22.68 USミル/kWhと見かけでは調整池式案より安価であるが、調整能力をもたないため、2次電力量が多くなり、KW価値も保証流量分しか見込めないので(調整池式に比べて50%低下)便益(B) が低下する。そのためB-C、B/Cで、調整池式案より経済性が劣る。

貯水池式案は、発電原価はダム高188m案で63 USミル/kWh、ダム高166m案で54 USミル/kWhでしかもB/Cは夫々0.792 および0.864 となり、代替火力のコストよりも高くなることを示している。

以上の点を総合判断すると開発方式としては調整池式案を採用すべきである。 Table-11,4に比較検討結果を示す。

300,000 250,000 . 00, Area Capacity Curve of El Siete No.1 Reservoir 200,000 2,000 744 1413 2 444 3 650 281 Area (10 m²) Area (150,000 3000 ( w O ) 278 324 93 168 Copacity 169 340 4964 18011 926 5 201 (<u>e</u> .009 500 1412 1575 1550 1525 1475 1450 1 425 100,000 4,000 Fig. 11-1 Capacity 50,000 800 1,525 1,425 800 1575 Elevation

Table-11.1 Outline of Development Plans of Regulating Pond Type

		<u> </u>	<u> </u>	
Description	Unit	No.l Project	No.2 Project	Total
Catchment Area	2	956 01	007.01	
Main area/ Sub area	km <sup>2</sup>	256.3/-	297.9/-	
Total		256.3	297.9	
A	106 <sub>m</sub> 3	725	843	
Annual Inflow	10,111,	723	043	
Reservoir			± 1	
High water level	m	1,450.00	1,070.00	
Low water level	61	1,440.00	-,	
Available draw down	u	10.00		
Gross storage capacity	m <sup>3</sup>	926,000		
Effecitve storage capacity	п	540,000	-	
Main Dam	·			
Type		C.G	C.G	
Hight x Crest length	m m3	55 x 207	35 x 146	
Volume	m <sub>2</sub>	143,000	60,000	
	·			
Auxiliary Dam		5.0		
Type		C.G	<del>-</del>	
Hight x Crest length	m <sub>m</sub> 3	21.5 x 148		
Volume	m°	36,000		
Headrace Tunnel				
Type x Number of tunnels		Pressure x l	Pressure x 1	
Diameter x Length	m	3.40 x 3,145	3.60 x 9,109	,
}				
Connection Tunnel		,	<b>-</b>	
Diameter x Length	m	3.30 x 858		
Penstock Line				
Number of lines		1 - 2	1 - 2	
Diameter x Length	m	3.40 - 1.25	3.60 - 1.25	
Pougrat at ion		x 1,301	x 1,045	
Powerstation Type of turbine x Number		VP x 2	VF x 2	
of unit		V1 A 4	72.0.6	
or and		<u>i</u> .		
Development Plan				
Intake water level	m	1,445.00	1,068.50	
Tail water level	11	1,071.00	687.00	
Gross head	. 11	374.00	381.50	
Loss of head		21.00	24.00	
Effective head	" 7	353.00	357.50	
Maximum discharge	m <sup>3</sup> /s	25.00	28.00	160.0
Installed capacity	MW	75.0	85.0	160.0
Annual energy production	GWh 	508.0	588.3	1,096.3
Firm energy		319.8	376.5 211.8	696.3 400.0
Secondary energy		188.2	80.8	154.6
Firm output	MW	73.8	00.0	134.0

Table-11.2 Outline of Development Plans of Run-Off River Type

Description	Unit	No.1 Project	No.2 Project	Total
Catchment Area				
Main area/ Sub area	km <sup>2</sup>	235.7/19.8	297.9/-	
Total	0	255.5	297.9	
totat	ł	2000	2,7,6,7	
Annual Inflow	106 <sub>m</sub> 3	722	843	
Aundar Intro	10 111	,	Ŭ.4	
Reservoir				
High water level	m	1,460.00	1,070.00	·
Low water level	"		<b>-</b>	
Available draw down		· ·	_	
Gross storage capacity	m <sup>3</sup>	_		
Effecitve storage capacity	"	<u> </u>	_	
Effective storage capacity	<b>j</b>			
Main Dam				
Type		C.G	C.G	•
Hight x Crest length	m	21.5 x 148	35 x 146	
Volume	m <sup>3</sup> 3	36,000	60,000	· -
AOTAME		30,000	00,000	
Auxiliary Dam				
<del>*</del>	1	C.G	_	
Type Hight x Crest length		5 x 20		
	m <sub>m</sub> 3	500		
Volume		500		
Headrace Tunnel	1	• 1		
Type x Number of tunnels		Pressure x l	Pressure x 1	
Diameter x Length	m	$3.40 \times 3,753$	3.60 x 9,109	
prameter x pengen	14	3,40 x 3,733	3,00 % 7,107	
Connection Tunnel				· 
Diameter x Length	m	1.80 x 1,000		
Diameter x dength	1	1,000 11,000		
Penstock Line	1			
Number of lines		1 - 2	1 - 2	
Diameter x Length	m	3.40 - 1.25	3.60 - 1.25	
Didageor in donger	1	x 1,301	x 1,045	
Powerstation		ĺ	_	-
Type of turbine x Number	Ì	VP x 2	VF x 2	
of unit				
	1			
Development Plan				
Intake water level	m	1,460.00	1,068.50	
Tail water level	"	1,071.00	687.00	
Gross head	"	386.00	381.50	
Loss of head	"	23.70	24.00	
Effective head	,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,,	365.30	357.50	l
Maximum discharge	m <sup>3</sup> /s	2500	28.00	
Installed capacity	MW	77.9	85.0	162.9
Annual energy production	GWh	546.9	610.7	1,157.6
Firm energy	. "	329.7	376.5	706.2
Secondary energy	"	217.2	234.2	451.4
Firm output	MW	38,0	43.6	81.6
the state of the s	1 .	Į		

Table-11.3 Outline of Development Plans of Reservoir Type

		Reserv	Reservoir Type Case		Reserv	Reservoir Type Case	2
		13031	, , , , , , , , , , , , , , , , , , , ,				
Description	Unit	No.1 Project	No.2 Project	Total	No.1 Project	No.2 Project	Total
Catchment Atea Main area/ Sub area Total	, к <sub>ш</sub> 2	256.3/- 256.3	297.9/- 297.9	· · ·	256.3/-	297.9/- 297.9	
Annual Inflow	$10^{5}$	725	843		725	843	
Reservoir High water level Low water level Available draw down Gross storage capacity Effective storage capacity	មះ - ម្	1,580.00 1,548.00 32.00 188 99	1,070.00		1,561.00 1,548.00 13.00 124 36.3	1,070.00	
Main Dam Type Hight x Crest length Volume	€ 6	C.C 185 x 565 3,200,000	00°°9 35 x 146 00°°9		C.C 166 x 512 2,400,000	5.5 35 × 146 60,000	
Auxiliary Dam Type Hight x Grest length Volume	ពុះម					· · · · · · ·	
Headrace Tunnel Type x Number of tunnels Diameter x Length	ឥ	Pressure x 1 4.00 x 2,650	Pressure x 1 4.20 x 9,109		Pressure x 1 3.70 x 2,680	Pressure x 1 3.90 x 9,109	er ya
Connection Tunnel Diameter x Length	E	•	5 <sup>1</sup> 1		. 1	1	
Penstock Line Number of lines Diameter x Length	B	1 - 2	1 - 2 4.20 - 1.50 × 1.045		3.70 - 1.50 x 1635	3.90 - 1.50	
Powerstation Type of turbine x Number of unit		VP x 2	VF × 2		V × 2	VF x 2	
Development Plan Intake varer level Iail water level	et:	1,569.30	1,068.50		1,556.70	1,068,50	
Gross head Loss of head Effective head Maximum discherse	: : : : : : : : : : : : : : : : : : :	494.30 23.80 474.70 35.00	359.80 38.00		482.30 23.50 461.80 30.00	381-30 22-90 358.40 33.00	
Installed capacity	4	141.2	116.2	257.4	117.7	100.5	218.2
Annual energy production Firm energy	동:	802.6	682.8 520.5	1,485.4	743.7 514.6	651.9 452.6	1,395.6
Secondary energy Firm output	. ¥	185.9	162.3	348.2	229.1 117.5	199.3	428.4

Table-11.4 Comparison Study of Development Type of Atrato Project

Case	Type of Development	Name of Project	Installed Capacity (MW)	Annual energy production (GWh)	Construction Cost (10 <sup>3</sup> US\$)	Annual benefit (10 <sup>3</sup> US\$)	Annual Cost (103 US\$)	Cost of energy (US mil/KW)	Annual surplus benefit (10 <sup>3</sup> US\$)	Benefit-cost ratio
(1)	Daily regulating	El Siete No.1	75	508.0	134,740	21,354	16,169	32.81		
	0	Total	160	1,096.3	249,511	45,410	29,941	28.15	15,468	1.517
		El Siere No.1	77	6.945	97,493	16,093	11,699	22.05		
(2)	Run-off	No.2	\$	610.7	114,771	18,153	13,773	23.25		
		Total	162	1,157.6	212,264	34,246	25,472	22.68	8,774	1.344
- ·	Reservoir Dam haight 189m	El Siete No.1 (HwL=1480)	141	802.6	624,701	38,218	796, 27	96.28		
3	9001 11100	No.2	107	687.2	132,821	30,538	15,939	24.07		
		Total	248	1,485.3	757,522	68,756	90,903	63.09	-22,147	0.756
	Dam height 166m	El Siete No.1 (HwL=1461)	118	743.7	487,142	33,247	58,457	81.03		
		No.2	16	651.9	124,091	27,397	14,891	23.55		
		Total	209	1,395.6	611,233	60,644	73,348	54.18	-12,704	0.826

# 11.2.2 調整池における堆砂対策

Atrato川の推定流出土砂量は第8章5項に記述したように6,075 m/km/年と非常に大きく調整池内に堆砂容量を考慮して対応する事は不可能である。すなわち Pig.11-2に示すように貯水池補足効果 (Trap Efficiency)により貯水容量を大きくすればする程洪水吐からの放流の機会が少なくなり流入土砂の沈積する割合が大きくなる。その結果増々貯水容量を大きく設定する必要が生じて悪循環となり最終的には本章2.1項に記述したように78×10°mの堆砂容量が必要となる。これでは堆砂容量を確保するためには高さ 134mのダムが必要となり、計画の経済性を保つ事はできない。

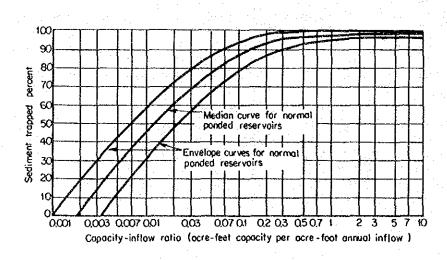


Fig. 11-2 Sediment Trap Efficiency

従って本計画ではM1ダムの堆砂をダムの底部に設けた土砂吐ゲートにより排砂する事とし調整池内への流入量が一定量以上に達した時には、土砂吐ゲートを全開にしダム水位を低下させ、調整池の堆砂を流水によりダム下流に排出するとともに、調整池内を自然河川の状態にし、上流から流下してくる土砂を調整池内に堆砂させる事なくダム下流へ流下させる事とした。

また堆砂排除のため調整池の水位低下中は、取水口より取水できないので、この 間は調整池上流に設置するMo 1 補助取水ダムより取水を行い、調整池堆砂排除のた め発電停止する事のないようにする。

No.1 補助取水ダムはEl Siete No.1 ダムの上流約1km、No.1 調整池の背水終端付近に設ける。取水方式は流れ込み方式を採用する。

Bl Siete Mal 調整池とMal 補助ダムの連系運用の効果を確認するため、

Bl Siete Mal 調整池の堆砂排除のための運用の検討を行った。Table-11.5にその結果を示す。

その結果補助ダム地点流入量25㎡/sで№ 1 ダムの土砂排除を開始した場合、堆砂排除のためのダム水位低下回数は年間17回、土砂排除開始時の最大堆砂量は3万㎡ 弱であり、主ダム上下流の河床勾配が1/20以下と急勾配である事からダム土砂排除は流水による自然流下で十分可能であると判断される。土砂排除による年間無効放流量は、367 ㎡/scc-day(32×10° ㎡)となるが、これは本計画の年間可能取水量の5%弱であり、本計画の経済性を損うものではない。

Table-11.5 Operation Study on Sediment Flushing at El Siete No.1 Regulating Pond

Description		unoff at El t the time o			
	Unit	20 m <sup>3</sup> /sec	25 m <sup>3</sup> /sec	30 m <sup>3</sup> /sec	35 m <sup>3</sup> /sec
Annual Inflow  Annual available intake	m <sup>3</sup> /s- day	8,393.28 6,573.27	8,393.28 7,421.30	8,393.28 7,892.96	8,393.28 8,146.02
Annual Sediment	103m3	1,557	1,557	1,557	1,557
Annual times of sediment flushing	time	16	17	13	9
Annual number of days of sediment flushing	day	181	96	51	20
Maximum sedimentation at the time flushing is started	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	10	28	66	. 82
Annual waste discharge from flushing	m <sup>3</sup> /s -day	352.69	366.66	351.24	319.87
Actual annual available discharge	m <sup>3</sup> /s -day	6,220.58	7,054.64	7,541.72	7,826.15

B1 Siete No. 1 ダム地点での堆砂除去のための調査研究の結果として、貯水池内の堆砂はシュミレーションの結果あきらかな如く、Atrato川の自然流量の25㎡/s以上の余剰水を利用し、年17回の排砂ゲートの操作を通して除去することが可能である。なお堆砂が予想される範囲は幅 150 m、河川沿いの長さ 400 m であり、もし必要ある場合はブルトーザーを投入することにより除去することも可能である。

# 11.2.3 El Siete Malダム (調整池) のダム軸の選定

El Siete No.1 ダムのダム軸はマスター・プランで選定したダム軸 (下流ダム軸) のほか、下流ダム軸の上流約 100mの地点に代替案のダム軸を選定し経済性の比較検討を行った。

この場合、下流ダム軸では満水位を標高1.450mで必要調整容量を確保できるが、 上流ダム軸としては満水位を標高1.453mとして必要調整容量を確保する必要がある。両案ともダム高は55mと同じであるが、下流ダムはダム体積 143×10³m'に対し上流ダム軸案では165×10³m'となる。両案の比較検討の結果をTable-11.6に示す。 その結果、BI Siete No.1 ダム軸は下流ダム軸を選定することにした。

Table-11.6 Study of Economic Comparison on El Siete No.1 Dam Axis

Description	Unit	Master Plan Axis (Down-stream)	Alternative Plan Axis (Up-stream)
Reservoir HWL	to	1,450	1,453
LWL	m ·	1,440	1,443
Draw down depth	m	10	10
Total storage capacity	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	926	880
Effective storage capacity	10 <sup>3m<sup>3</sup></sup>	540	540
Dam height	W	55	55
Crest length	m	207	210
Volume	10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup>	143	165
Construction cost of &i Siete No.1 P.S.	10 <sup>3</sup> us\$	134,740	137,930
El Siete No.1 P.S.			
Annual benefit: (B)	"	22,276	22,465
Annual cost: (C)	••	16,169	16,552
в - с		6,107	5,913
в/с	·	1.378	1.357

# 11.2.4 El Siete No.1 補助ダムのダム軸の選定

Bl Siete Na 1補助取水ダムは、Na 1調整池内の排砂作業中、Na 1取水設備の代替として使用するための設備である。

ダム軸は比較的河巾が広く、平坦な河岸段丘の広場があり、取水ダム、取水口、 沈砂池等の設備と目的、機能からみて、合理的に配置できるNa 1 調整池の背水位終 端部、すなわちBl Siete Na 1 ダム軸より上流約 1 km、Sanchez 谷とAtrato川との 合流点より下流約350 m 地点に選定した。

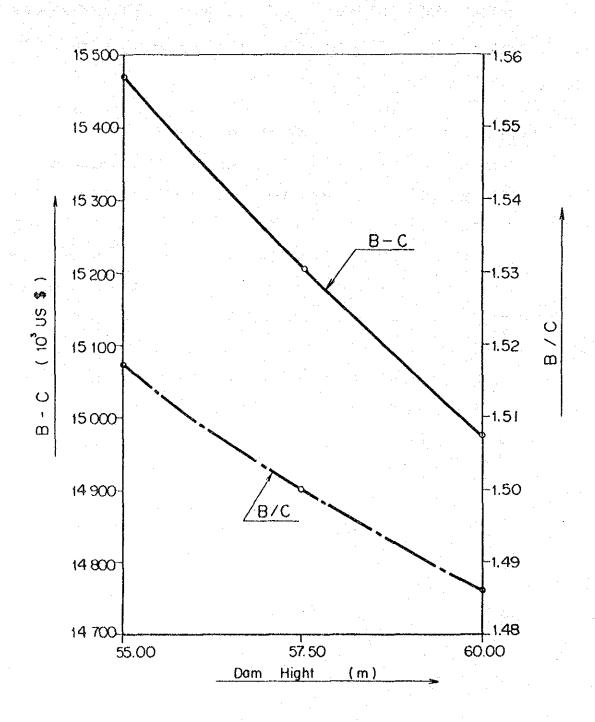
# 11.2.5 El Siete Malダム (調整池) の最大規模の決定

E1 Siete № 1 ダムの最適規模の検討は、検討の基本案として、最小規模のダムを設定するとともに、これに対する代替案を設定して比較検討した。すなわち、調整池周辺の地山を考慮して、日間調整用のダムとして許容される利用水深の最大限度を10mとし、この利用水深で本計画の必要な調整許容量である 540,000㎡を確保する事が可能な最少規模のダム(満水位標高 1,450m)を基本案として、満水位標高 1,452,および1,455 mの 3 案について比較検討した。

検討の結果をTable-11,7に示す。

検討結果から明らかなように、ダム規模が大きくなるに従い、計画の経済性が悪くなるので、最少規模のダムである満水位標高1,450 m、ダム高55mの案をダム最適規模として選定した。

Fig. 11-3 Study on Optimum Dam Height



Study of El Siete No. 1 dam height in daily control reservoir type Table-11.7

B/C	1.517	1.500	1,486
Annual surplus benefit B - C	5,185 10,283 15,468	4,923 10,283 15,206	4,689 10,283 14,972
Cost of energy USS mil	32.81 24.13 28.15	33.44 24.13 28.47	33.94 24.13 28.72
Annual cost 103 USS	16,169 13,773 29,941	16,643	17,058 13,773 30,831
Const- Annual ruction benefit cost 103 USS	21,354 24,056 45,410	21,566 24,056 45,622	21,747 24,056 45,803
Construction cost	134,740 114,771 249,511	513.1 138.692 588.3 114,771 101.4 253,463	518.1 142,148 588.3 114,771 1,106.4 256,919
Max. Annual out- energy put product MN GWh	508.0 588.3	513.1 588.3 1,101.4	518.1 588.3 1,106.4
Max. out- put MN	75.0 85.0 160.0	75.7 85.0 160.7	76.4 85.0 61.4
Read m	353.0	356.5	359.5 357.5
Max. dis- charge m3/s	25 28 28	22.2	25
Storage Capacity 103 m <sup>3</sup>	540	240	240
Dam Volume 103 m3	143 60	170 60	189 60
Dam height m	55.0 35.0	57.5 35.0	60.0 35.0
Name	El Siece No. 1 No. 2 Total	El Siere No. 1 No. 2 Total	El Siere No. 1 No. 2 Total
Case (HWL.)	1450.	1452.5	1455.
		61	<u>د</u>

# 11.2.6 各発電所位置および導水路ルートの検討

B1 Siete Na 1 ダムは調整池式開発で、満水位標高1,450m、その位置はSanchez 地区のダム軸(下流案)が最も地形的、地質的に妥当である。したがって本項では B1 Siete Na 1 ダム (調整池式)より導水し、各発電所位置とその水路ルートについて比較検討を行った結果を述べる。

本計画はAtrato川本流とToro川との合流点Sanchez 地区から、河床標高 685mまでを計画地域とし、その間の落差をダムー水路式で開発するものである。

この区間の河床勾配をみると1/24と急流であり、特に SanchezとGirardot間は小さな流状の流れである。一方、地形、地質状態からみるとBl Siete Nal ダム地点から Piñon地区まで落差を一段で利用することは適切でない。したがって1段目の発電所Bl Siete Nal 発電所をGirardot地区に落差2段目のBl Siete Nal 発電所をPinon地区に選定し、落差を2段階に分けて発電する方式とした。

B1 Siete Na 1 発電所位置はFig. 11-4に示すように地形地質の条件および B1 Siete Na 2 発電所への接続、残流域からの流入水の取水などを考慮して、マスター・プランで選定したAtrato本流とSanta Isable谷の合流点付近(1M 地点と称す)と今回フィジビリティ調査時に現地調査で選定したAtrato本流とAquila谷の合流点付近(1F 地点と称す)およびIF地点の代案と考えられるAtrato本流とGirardot川合流点の下流700 m地点(1G 地点と称す)の3地点の案が比較検討のため選定された。

なお、El Siete No. 1 発電所位置をAtrato川本流と支流Giraldot川合流点より上流に選定する事はEl Siete No. 2 発電所の取水ダムをAtrato川本流のほかGirardot川にも設置する必要があり、またEl Siete No. 2 発電所の導水路はAtrato川の蛇行部をショートカットするメリットがなくなって、トンネル延長が長くなり上記3地点に比較して経済的でない。

No.1 発電所の放流水(最大25m'/s)および残流域からの流入水を取水し、El Siete No.2 発電所の導水路トンネルで導水できる限界は地山の地形および地質条件からみて Pinon地区までである。したがってNo.2 発電所地点はFig. 11-4に示す様にマスター・プラン時に選定した地点(2H地点)および今回フィジビリティ調査の現地踏査を通じて選定した地点(2F地点)が選定できる。

以上のB1 Siete Na 1 発電所については 3 地点 (1F地点、1M地点および、1G地点 案があり、B1 Siete Na 2 発電所については 2 地点 (2F地点、および2M地点) があ るので、No.1 およびNo.2 発電所の組合せを考慮すると以下に記述する6案の組合せができる。

### (1) 1 F - 2 F 案

Fig. 11-2に示すようにBI Siete No.1 発電所はAtrato川本流とAquilla 谷の合流点に位置する。この位置では放水位は標高1,071mとなるのでBI Siete No.1 調整池の基準取水位標高1,445mとの間に総落差374mを得ることができる。また、地表式水圧管路の延長は他の1G、および1M案より短い1,301mとなる。一方、BI Siete No.2 発電所は取水位標高1068.5mとなり、放水位標高687 mでAtrato川木流に放水し、総落差 381.5mを得ることになる。地表式水圧管路は2M案よりも短い1,043 mとすることができる。

El Siete №1 ダムー№1発電所-№2発電所を結ぶ導水路トンネルは、地山かぶり高、工事用作業横坑を考慮するとFig.11-4に示めすルートとなる。№1 および№2 導水路トンネル延長は各々 3,145m、および 9,109mである。

なお、B1 Siete Na2 発電所の2 Fルートはマスター・プラン検討時にも有力ルートとして考慮した案であるが、調圧水槽地点の標高がマスター・プラン作成時に現地確認できなかったため採用されなかった導水路ルート案である。

### (2) 1 M - 2 F 案

Fig. 11-2に示めすようにB1 Siete No.1 発電所はAtrato川本流とSanta Isabel 谷の合流点の直上流に設ける。この案はマスター・プラン検討時に選定したものである。この位置は、前記の1 F案より下流 2,100mにあるため、放水位は標高 988mであり、B1 Siete No.1 調整池の基準取水位標高1,445mとの間に総落差457mを得ることができる。しかし水圧管路延長が1 F案よりも約 2 倍も長い 2,186mとなる。

一方、B1 Siete No.2 発電所では2F案では放水位が標高 687mと変わらず、取水位標高980.5mとの間で総落差は293.5mとなり、前記の1F-2F案よりNo.1発電所が増加した分だけ減少する。また水圧管路延長も831mまで短縮できる。しかし、Table-11.9に記述してあるように導水路全延長が1F-2F案が14,710mに対し15,442mと732 m長くなる。このことは1F-2F案より経済性が劣ることを示す。

# (3) IG-2F案

Fig. 11-4に示すようにEl SieteMol 発電所はAtrato川本流とGirardot川合流点の下流700 m地点に設ける。この位置は1F案よりも2,100 m上流にあるため El Siete Mol 調整池の基準取水位BL 1,445mとの間の総落差は 341mであり、放水位が高いだけ少なくなる。また水圧管路延長は2.043 mとなり、IM案と大差がない。しかし、Mol 導水路トンネル延長は1F案より636m短い2,511mである。

一方B1 Siete Ma2 発電所では取水位B1 1,098.5mとなるため、放水位BL687mとの間の総落差は 411.5mとなり、前記の1 F-2 F案よりも大きくなる。Ma2水圧管路は1 F-2 F案より118m長い1,161mとなる。またMa2導水路トンネル延長は 8,983mであり、水路系総延長はTable-11.9に示めすように14,778mとなり、1 M-2 F案よりは短いものの、1 F-2 F案とは大差は無い。

# (4) 1F-2M 、1M-2M、1G-2M案

B1 Siete Na 1 発電所が 1 F、 1 M、 1 G の 3 地点の各々に対しNa 2 発電所位置が 2 F、あるいは 2 M のいずれがよいかの比較検討を行った。

前記の1F-2F、1M-2F、1G-2F案とEl Siete Na 1発電所諸元は同一であり、El Siete Na 2発電所が2F地点から2M地点に変わるだけである。

### (6) 検 討 結 果

発電所位置についての各ケースすなわち1F-2F、1M-2F、1G-2F、 および1F-2M、1M-2M、1G-2Mの6ケースの案につき、比較した結果はTable-11.8に記載した通りである。

この結果によると、1F-2F案すなわちBl Siete No.1 発電所をAtrato本流 とAguila谷の合流点に設け、一方Bl Siete No.2 発電所はPiñon地区で下流の2F 案とすることが発電原価が最小で、B-C, およびB/Cともに最大となる。

したがって1F-2Fを選定することにした。

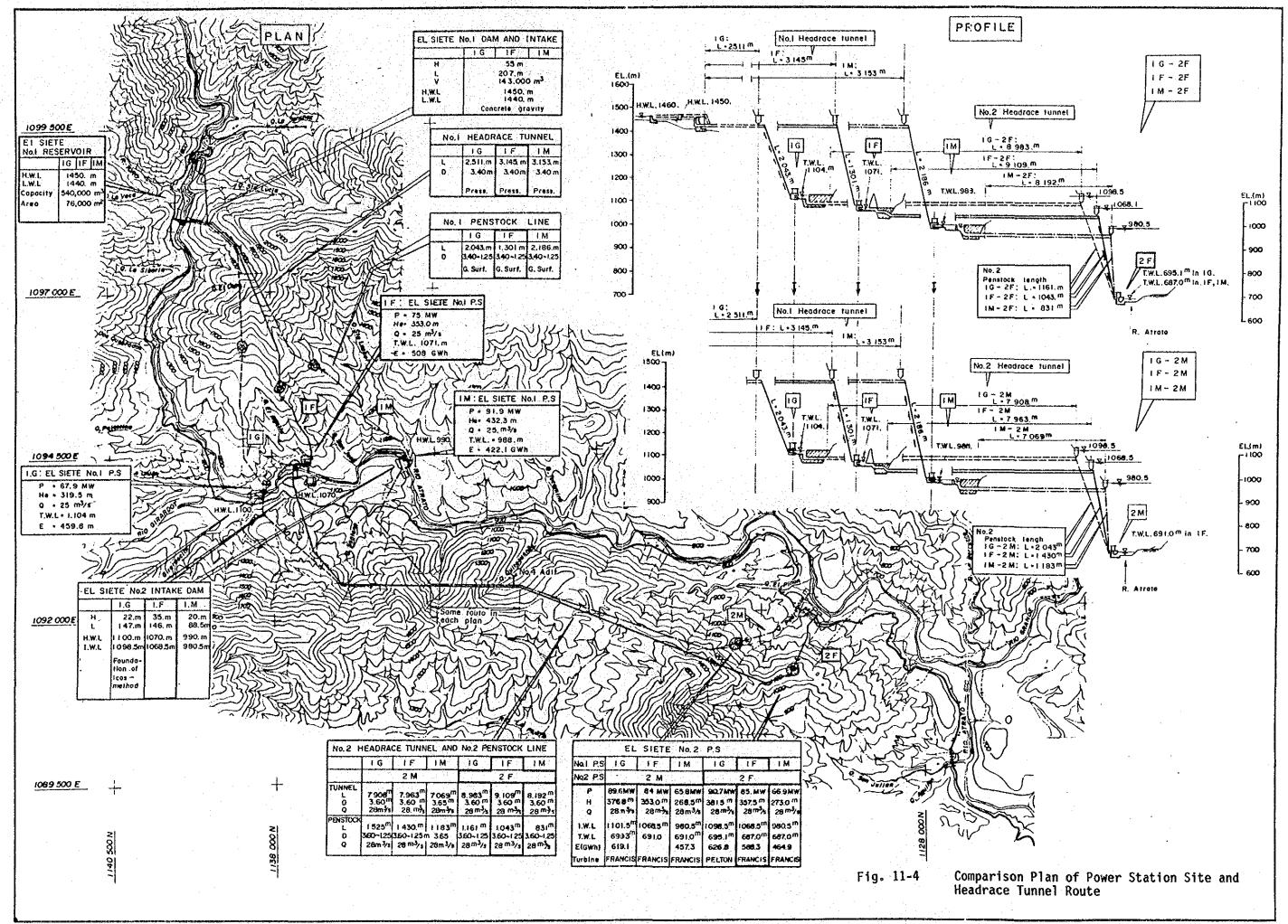


Table-11.8 Outline of Development Plans of Alternative Power Station Sites (1)

			1.C - 2.F			1.F - 2.F	
Description	Unic	No.1 Project	No.2 Project	Total	No.1 Project	No.2 Project	Total
Catchment Area Main area/ Sub area Total	km 2 ::	256.3/- 256.3	297.9/- 297.9		256.3/- 256.3	297.9/-	
Annual Inflow	106m3	725	178		725	843	
Reservoir High water level Low water level Available draw down Gross storage capacity Effective storage capacity	E:: E:	1,450.00 1,440.00 10.00 926,000 540,000	1,103.00		1,450.00 1,440.00 10.00 926,000 540,000	1,070.00	
Main Dam Type Hight x Crext length Volume	EΕ	C.C 55 × 207 143,000	C.C 30 x 160 55,000		55 x 207 143,000	0,0 35 x 140 60,000	
Auxiliary Dam Type Hight x Crest length Volume	e e	21.5 × 148 36,000			C.C 21.5 x 148 36,000	ı	
Headrace Tunnel Type x Number of tunnels Diameter x Length	E	Pressure x 1 3.40 x 2.511	Pressure x 1 3.60 x 8,983		Pressure x 1 3.40 x 3,145	Pressure x 1 3.60 x 9,109	
Connection Tunnel Diameter x Length	E	3.30 × 812	ŀ		3.30 × 812	ı	
Penstock Line Number of lines Diameter x Length	Б	3.40 - 1.25	3.40 - 1.25		3.40 - 1.25	3.40 - 1.25	
Powerstation Type of turbine x Number of unit		VF x 2	VP x 2		VP x 2	VF x 2	
Development Plan Intake water level Tail water level Gross head Loss of head	. B: ::	1,445.00 1,104.00 341.00 21.50	1,101,50 695,10 406,40 24,40		1,445.00 1,071.40 374.00 21.00	1,068.50 687.00 381.50 24.00	
Effective head Maximum discharge Installed capacity Annual energy production	:: MW GWh		381.50 28.00 90.7 626.8	158.6	353.00 25.00 75.0	357.56 28.0% 85.0	1,096.3
riim energy Secondary energy Firm output	: È	267.3 170.3 66.8	225.7 86.2	396.0	188.2 73.8	3/5.5 211.8 80.8	400.0 154.6

Table-11.8 Outline of Development Plans of Alternative Power Station Sites (2)

	*	<del></del>		F - 2 - E - E			1.G - 2.M	
	Description	Unic	No.1 Project	No.2 Project	Total	No.1 Project	No.2 Project	Total
·	Catchment Area Main area/ Sub area Total	, ка <sup>2</sup>	256.3/- 256.3	301.8/7.7		256.3/-	297.4/-	
	Annual Inflow	106m3	725	875		725	178	
	Reservoir High water level Low water level Available draw down Gross storage capacity Effective storage capacity	B: : E:	1,450.00 1,440.00 10.00 926.000 540,000	982.00		1,450.00 1;440.00 10.00 926,000 540,000	1,100.00	
	Main Dam Type Hight x Crest longth Volume	ខ្ម	C.C 55 x 207 143,000	C.C 30 × 165 42,000		C.6 55 x 207 143,000	5.000 30 x 160 55,000	
	Auxillary Dam Type Hight x Crest length Volume	e a	C.C 21.5 x 148 36,000	5.0 5.x 20 500		C.G 21.5 x 148 36,000	1 1	
<del></del>	Headrace Tunnel Type x Number of tunnels Diameter x Length	ē	Pressure.x 1 3,40 x 3,153	Pressure x 1 3.65 x 8,192		Pressure x 1 3.40 x 2,511	Pressure x 1 3.60 x 7,908	
· <del></del>	Connection Tunnel Diameter x Length	E	3,30 × 812	1.80 × 130		3.30 × 812	1	
	Penstock Line Number of lines Diameter x Length Powerstation Of unit	E	1 - 2 3.40 - 1.25 × 2,186	3.65 - 1.25 x 831 VF x 2		3.40 - 1.25 × 2.043	3.40 - 1.25 x 1,525 VF x 2	
<del></del>	Development Plan Intake water level Tail water level Gross head Lows of head	. 6::::	1,445.00 985.00 460.40 28.10	980.50 687.00 293.50 20.50 273.00		1,445.00 1,104.00 341.00 319.50	1,101.50 699.30 402.20 25.40	
	Maximum discharge Installed capacity Annual energy production Firm energy Secondary energy Firm output	m3/s MW CWh 	25.00 91.9 622.1 391.7 230.4	28.66.89 29.4.99 29.6.2 20.2.2 20.0	1,087.0 690.4 396.6 153.4	25.00 67.9 459.8 289.5 170.3 66.8	28.00 89.6 89.6 619.1 396.2 222.9 85.1	157.5 1,078.9 685.7 293.2 151.9

Table-11.8 Outline of Development Plans of Alternative Power Station Sites (3)

			1.F - 2.M			1.M - 2.M	
Description	Unit	No.1 Project	No.2 Project	Total	No.1 Project	No.2 Project	Total
Catchment Area Main area/ Sub arew Total	km <sup>2</sup>	256.3/- 256.3	297.9/- 297.9		256.3/- 256.3	301.8/7.7	
Annual Inflow	106g3	725	843		725	875	
Reservoir High water level Low water level	g: :	1,450.00	1,070,00		1,450.00	982.00	
Available draw down Gross storage capacity Effective storage capacity	. E:	10.00 926,000 540,000	1 1 1		10,00 926,000 540,000		
Main Dam Type Hight x Crest length Volume	E E	55 × 207 143,000	0.0 35 x 146 60,000		C.C 55 × 207 143,000	C.C 30 x 165 42,000	
Auxiliary Dam Type Hight x Crest length Volume	e e	C.G 21.5 × 148 36,000	c.c 5 × 20 500		21.5 × 148 36,000	c.c 5 x 20 500	
Readrace Tunnel Type x Number of tunnels Diameter x Length		Pressure x 1 3.40 x 3,145	Fressure x 1 3.65 x 7,963		Pressure x 1 3.40 x 3,153	Pressure x 3.65 x 7,069	
Connection Tunnel Diameter x Length	e	3.30 × 812	1.80 × 130		3.30 × 812	1.8 × 130	
Penstock Line Number of lines Diameter x Length	E .	1 - 2 3.40 - 1,25 × 1,301	$\frac{1-2}{3.65-1.25}$		1 - 2 3.40 - 1.25 x 2.186	3.65 - 1.25 x 1.25	
Powerstation Type of turbine x Number of unit		VP × 2	VE x 2		VP × 2	VF × 2	
Development Plan Intake water level Tail water level	B::	1,445.00	1,068.50		1,445.00	980.50	
Gross head Loss of head Effective head	: : :	374.00 21.00 353.00	377_50 24.50 353.00		460.40 28.10 432.30	289.50 21.00 268.50	
Maximum discharge Installed capacity	B3/s		28.00 84.0		25.00	28.80	
Annual energy production Firm energy Secondary energy	£		580.9 371.8 209.1		622.1 391.7 230.4	293.8 163.5	
Firm output	MM	73.8	79.8		90.4	62.0	

Table-11.9 Study of Economic Comparison on Each Power Station Sites

ľ									<u> </u>						
	-	Renarks			·										
	3/c				1.458		1.513		1.510		1.441		1.499		1.510
	Annual	Sur- plus bene- fit	B-C	3,698	14,124	5,185	15,469	8,915	15,203	3,698	13,664	5,185	15,024	8,915	15,107
	Cost	Energy	USS mil /kWh	35.04	29.26	32.81 24.13	28.15	28.56 27.93	28.29	35.04	29.74	32.81	28.48	28.56 27.91	28.28
	Anneal	Cost	103055	15,630 15,209	30,839	16,169	29,941	17,237 12,596	29,833	15,630	30,986	16,169 13,913	30,082	17,237	29,618
	Annual	bene- fir	10305\$	19,328 25,635	796.47	21,354 24,056	45,410	26,152 18,884	45,036	19,328	44,650	21,354	45,106	26,152 18,573	44,725
	Const-	ruction Cost	10 <sup>3</sup> uss	130,250 126,742	256,992	134,740	249,511	143,644	248,613	130,250	258,218	134,740	250.683	143,644	718, 914
		Energy Produc- tion	G.	459.8		508.0		422.1		459.8 619.1	1,078.9	508.0	1,088.8	622.1 457.3	1,079.4 246,814
		Total		4,594	14,778	4,488	14,710	6,379	15,442	4,594	14,067	4,488	13,921	5,379	13,671
	Length (m)	Pen- stock		2,043		1,301		2,186		2,043		1,301		2,186	
	Leng	Surge		040		077		40 40		07		0.4		40 40	
		race race		2,5118,983		3,147	.*	3,153	•	2,511		3,147		3,153	
	A3.	nga rga	в3,'s	25.		25		25		25		252		25	
	Effec	tive Head	E	319.5	101	353.0	710.5	432.3	705.3	319.5	696.3	353.0	0.902	432.3	700.8
	THI		B	1,104		1,071		988 687		1,104 699.3		1,071		988 691.0	
	17.		E	1,450		1,450		1,450		1,450		1,450		1,450	
	Max.	Out pur	ž	67.9	158.6	25 28	160	91.9	158.8	67.9	156.8	25 24	159.0	91.9	157.7
		Мапе	·	El Siece No.1	Total	El Siete No.1	Total	El Siete No.1	Total	El Siete No.1	Tocal	El Siete No.1	Total	El Siete No.1	Total
	Each Power	Station Sires	No.2			25						2# 2#		• .	
	Each	Sra	No. 1	ន		ē.		E		10		Ŀ,		Σ	
		ст. 207m ст. 207m	00,02. 209.1	Crest Crest	ագգ əvdx	Cight:	H we	я <i>т</i> о (1 ф	<b>ካካ'፤</b> ፍካ'፤	FMT: HRITE	<del></del>	med (,	е до	1938 I	3
1.															

Note: Each power station sites; 1G, 1F, 1M of El Siete No.1 Power Station Sites and 2F, 2M of El Siete No.2 Power Station Sites refer to Fig. 11.1: Plan of alternative power station's sites.

# 11.3.1 El Siete No.1 発電所の最大使用水量

本章 2 項の検討結果、選択された開発方式は調整池式とし、B1 Siete No.1 ダムはダム高55m、満水位標高1,450 mとし、発電所位置および導水路ルートを1F-2 Fとして各最大使用水量に応じ、No.1 調整池での利用水深を変化させ、最大使用水量を20m'/sから30m'/sの範囲で1 m'/sピッチで変化させ各々の使用水量に応じる E1 Siete No.1 発電所の規模について比較検討を行った。

また、Ma 1 およびMa 2 発電所は水路で接続された発電所であるため、Ma 1 およびMa 2 計画を同一計画としてとりあつかいMa 1 発電所の最大使用水量検討の際Ma 2 発電所の最大使用水量はMa 1 発電所の最大使用水量にMa 2 取水ダムで残流域から取水する流量 3 m²/sを加えるものとした。

比較検討結果はFig. 11-5, Table-11, 10に示す通りである。

この結果をみると、El Siete No.1 発電所の使用水量は25m²/sとするケースが発電原価が最小で、B-C、およびB/Cともに最大であり、本計画ではEl Siete No.1 発電所の最大使用水量を25m²/sと選定することにした。

### 11.3.2 El Siete No.2 発電所の最大使用水量

検討結果をTable-11.11 に示す。

El Siete Na 2 発電所の最大使用水量はEL Siete Na 1 発電所から放流される最大 25m'/sの流量をそのまま Na 2 発電所に導水し、Na 2 取水ダムで取水した残流域の水 を加えた流量となる。したがってEl Siete Na 2 発電所の最大使用水量を決めることはEl SieteNa 2 取水ダムでの最大取水量をいくらにとるかである。本検討ではNa 2 取水ダムでの取水量を 0 から 5 m'/sまで変化させた。すなわちEl Siete Na 2 発電所の使用水量を25m'/sから30m'/sまで変化させた各ケースについて比較検討した。

この結果El Siete Na 2 発電所の最大使用水量を29m'/sにする場合の発電原価が 最小で、28m'/sの場合がB-Cが最大、および27m'/sの場合はB/Cが最大である。

一方、No.2 取水ダムで取水しないケースすなわち最大使用水量25m²/sのケースは B/Cは最大であるが、28m²/sのケースよりB-Cは小さい。

したがって水資源の最大利用の観点から№2発電所の最大使用水量は、B-C最

大のケースすなわち純便益が最大となる28m/sと決定した。

なお、Bl Siete Na 1発電所が停止し、Na 1 ダムからの放流水によるBl Siete Na 2 発電所での発電は次の理由により考慮対象から除かれた。

- (1) オーバー・フローによるBI Siete No 2 発電所の発電の可能性は非常に小さい。 すなわち、BI Siete No 1 の土木構造物および電気設備の点検および補修の機会 は僅かで年間 3 ~ 4 日程度である。
- (2) B1 Siete No. 2 グムに隣接する沈砂池の建設費は、サイトの地形的な条件から 地下式となるので非常に高価なものとなる。

Fig. 11-5 Study on Optimum Maximum Discharge

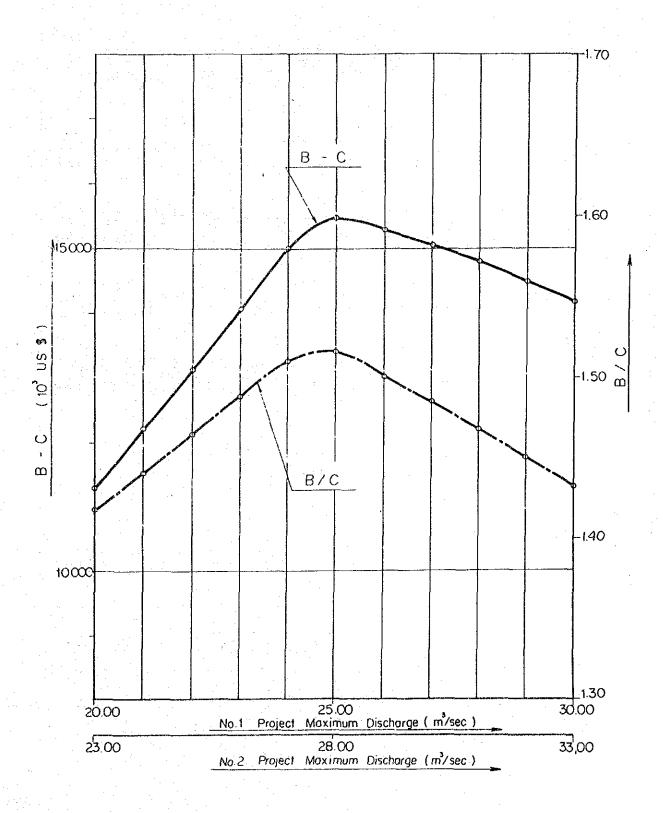


Table-11.10 Study on Optimum Maximum Discharge

••			Installed	Annual Energy	Construction	Annual	Annual	Figure of	Annual Surplus	Cost
		wax.	( )   ( )   ( )   ( )			(8)	(0)	6	(B-C)	Ratio
Case	Name	Discharge _3/_	Ş	ė	237501	, 03;rec	103566	USS mil	10,31168	(B/C)
		e / . =	H.C.	: k	\$60-01	200-01	200-01	1 641	200-01	
· 	El Siete No.1	20	7.65	443.3	121,908	17,808	14,629	34.02	3,179	
	2	23	8.69	526.4	103,808	20,613	12,457	24.39	8,156	
	Total		129.2	7.696	225,716	38,421	27,086	28.79	11,335	1.419
	A PROPERTY.	10	62.6	5.957	124, 400	18 567	14.928	33.71	3.639	
2		24	72.8	539.6	106,640	21,368	12.797	24.45	8.571	
·	Total	1	135.4	996.1	231,040	39,935	27,725	28.59	12,210	1.440
		Ē	, u	0 00	000	6	Q 20 0 E		. 203	ν., (γ.,
	El Stete No.1	7.7	7.70	4/0.0	127,000	19,525	13,240	35.42	£,083	
<b>n</b>	7	67	6.57	252.0	108,700	060,22	13,044	24.35	9,051	1 1.66
	Torat		0.141	7,022.0	733,700	014.14	107,07	66.02	13,134	101
	El Siete No.1	23	68.8	483.5	129,500	20,079	15,540	33.13	4,539	
**	61	26	78.9	565.0	110,730	22,824	13,288	24.24	9,536	
	Total		147.7	1,048.5	240,230	42,903	28;828	28.34	14,075	1.488
	- 422 ( a.c. 722	è	ř	7 70	60.	0	000	22 02	OF O	
		<b>+</b>	K** * * * * * * * * * * * * * * * * * *	0.04	001, 201	070 07	12,030	26.70	2,000	
^	7	17	0.78	9.770	112,030	73,354	13,530	77.17	10,048	
-	70101		2.561	1,0/4.2	744,/80	44,392	29,5/4	78.19	12,018	1.5.1
	El Siete No.1	25	75.0	508.0	134,740	21,354	16,169	32.81	5,185	
40		28	85.0	588.3	114.771	24,056	13,773	24.13	10,283	
	Total		0.091	1,096.3	249,511	45,410	29,942	28.15	15,463	1.517
	Ciore No.	76	ď	0 000	202 751	71 560	14 7.76	32 78	Š	
^		29	88.1	596.7	116.740	24,210	14,009	24.20	10, 201	
	Total		166.2	1,114.7	254,040	45,770	30,485	28.19	15,285	1.501
<u>.                                     </u>			ć							
œ	El Stere NO.1	77	01.0	0.026	054,851	21,728	16, 794	12.55	4,734	
·	Total	2	172.5	1,130,4	258,680	46.083	31.042	28.31	15,167	1.485
	*.									; ;
	El Siete No.1	28	84.5	534.0	142,700	21,893	17,124	33.06	4,760	
<b>.</b>	Z	31	96.3	612.0	120,600	24,497	14,472	24.38	10,025	
	Tenor		1/8.8	0.001	263,300	46,390	31,596	74.87	14, 194	904-1
	El Siete No.1	29	87.6	541.2	145,650	22,038	17,478	33,29	4,560	1 4
9	7	32	7.76	618.8	122,400	24,626	14,688	24.47	9,938	
	Total		185.0	1,160.0	268,050	799'97	32,165	28.58	14,493	1.451
	El Stete No.1	30	8.06	547.7	148.666	22.167	17.840	33.58	4.327	
=	7	33	100.5	625.3	124,091	24,722	14,891	24.55	9,833	
	Total		191.3	1,173.0	272,757	46,889	32,731	28.76	14,158	1.433

Fig. 11-6 Optimum Capacity of No.2 Intake Dam

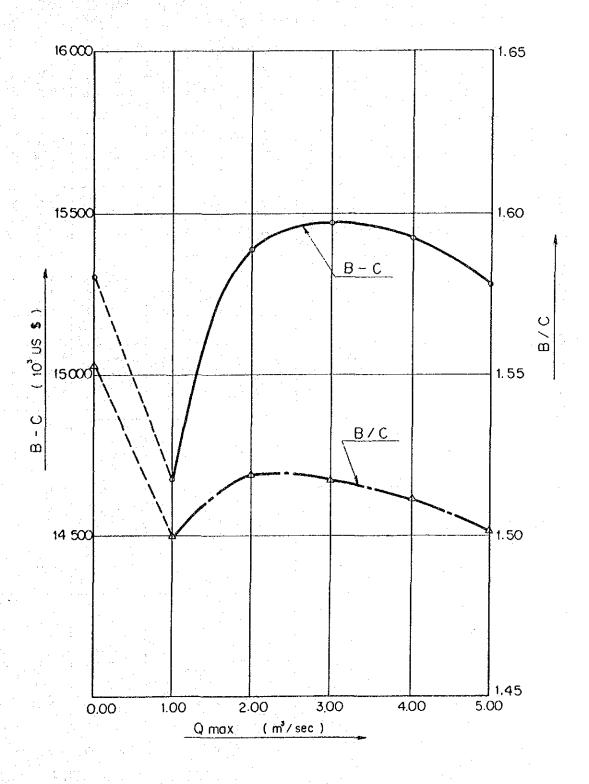
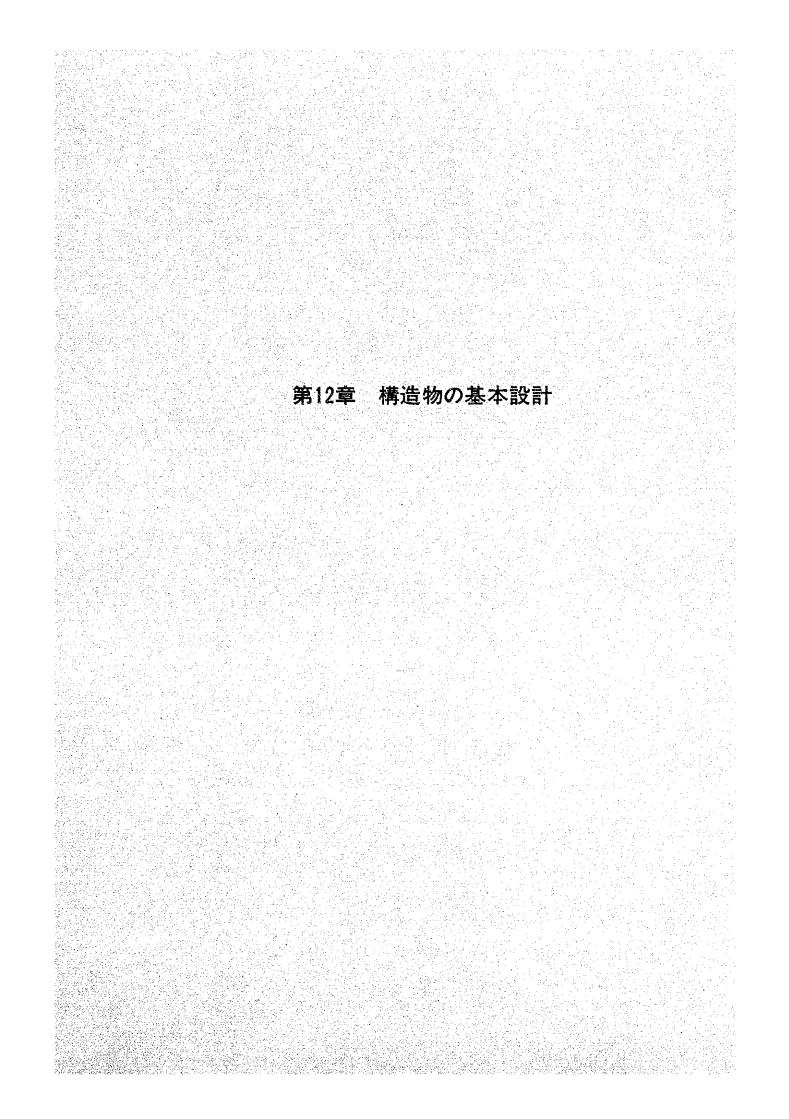


Table-11.11 Study on Optimum Maximum Discharge of No.2 Project

Benefit- Cost Ratio (B/C)			1.553		1.500		1.519		1.517		1.511		1.501
Annual surplus benefit (B-C)	10 <sup>3</sup> US\$	5,139	15,300	5,185	14,674	5,185	15,386	5,185 10,283	15,468	5,185 10,252	15,437	5,185 10,093	15,278
Cost of energy	US\$ mil /kWh	21.90	77.72	32.81 25.08	28.82	32.81	28.42	32.81 24.13	28.15	32.81 24.07	28.07	32.81 24.28	28.16
Annual cost (C)	10 <sup>3</sup> US\$	16,215	27,652	16,169	29,322	16,169	29,632	16,169	29,942	16,169	30,230	16,169	30,515
Annual benefit (B)	10 <sup>3</sup> US\$	21,354	42,952	21,354	43,996	21,354	45,018	21,354 24,056	45,410	21,354 24,313	45,667	21,354 24,439	45,793
Construction	103 USS	135,125	229,431	134,740	244,352	134,740	246,932	134,740	249,511	134,740	251,916	134,740	254,288
Annual energy Production	GWh	508.0	1,021.8	508.0	1,048.7	508.0	1,074.9	508.0	1,096.3	508,0	1,110.1	508.0	1,117.0
Installed	MW	75.0	150.9	75.0	153.9	75.0	157.0	75.0	160.0	75.0 88.2	163.2	75.0	166.2
rg e	Total m <sup>3</sup> /sec	25		25 26		25 27		25 28		25 29		25 30	
Maximum Discharge from	No. 1 Project m <sup>3</sup> /sec	25		25		25		25		25		25	
Maxim	No. 2 Intake dam m3/sec	0		g-ral	:	2		3		4		s	·
N Na He		El Siete No. 1 No. 2	Total	El Siete No. 1 No. 2	Total	El Siere No. 1 No. 2	Total	El Siete No. 1 No. 2	Total	El Siete No. 1 No. 2	Total	El Siete No. 1 No. 2	Total
Case				2		3		7		<b>^</b>		9	



# 第12章 構造物の基本設計

12. 1	基本	諸元の検討	†				••••••••	12	= 1
12. 2	各構	造物の設計	<b>†</b>	• • • • • • • • • • • • • • • • • • • •			:: :•••••••	12	- 9
12.	2. 1	El Siete	Na.1 水	《力発電所	の土木權	造物の設計	t	12	<del>-</del> 9
12.	2. 2	El Siete	No. 2 水	く力発電所	の土木構	造物の設言	ł	12	22
12. 3	水車	、発電機	• • • • • • • •		*******			12	- 30
12. 4	屋外	開閉所機器	8の設計		*********		• • • • • • • • • • • • • • • • • • • •	12	- 32
12.	4. 1	El Siete	No.1 水	《力発電所	• • • • • • • • • • • • • • • • • • • •		• • • • • • • • • • • • • • • • • • • •	12	- 32
12.	4.2	El Siete	Na 2 水	く力発電所	******		•	12	- 34
12, 5	通信	設備の設計	· ····	, , , , , , , , , , , , , , , , , , , ,	*******		* *** *** *** ***	12	- 39
12.	5. 1	設計条件	******		********		· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·	12	- 39
12.	5. 2	通信回線の	)構成		*** *** *** ***		* * * * * * * * * * * * * * * * * * * *	12	- 39
12.	5. 3	通信設備の	機要					12	- 40

# FIGURE LIST

		Dogo
701 14 1	Discount Discount for Di Sinto	Page
Fig. 12-1	No.1 Project Headrace Tunnel	12–4
Fig. 12-2	Economical Diameter Diagram for El Siete No.2 Project Headrace Tunnel	12-5
Fig. 12–3	Economical Diameter Diagram for El Siete  No.1 Project Penstock Line	12-6
Fig. 12-4	Economical Diameter Diagram for El Siete No.2 Project Penstock Line	12-7
Fig. 12-5	Surging Curve of No.1 Surge Tank	12-19
Fig. 12-6	Surging Curve of No.2 Surge Tank	12-28
Fig. 12-7	(1) Single Line Diagram for El Siete No.1 P.S	12-35
Fig. 12-7	(2) Single Line Diagram for El Siete No.2 P.S	12-36
Fig. 12-8	(1) 220 kV Switchyard for El Siete No.1 Power Plant	12-37
Fig. 12-8	(2) 220 kV Switchyard for El Siete No.2 Power Plant	12-38
Fig. 12-9	Telecommunication System	12-43
Fig. 12-10	Telecommunication Circuit	12-45
	TABLE LIST	
Table-12.1	Comparison of the El Siete No.1 Dam Type	12-2
Table-12.2	Powerhouse Type for El Siete No.1 Project	128
Table-12.3	Powerhouse Type for El Siete No.2 Project	12-9

# 第12章 構造物の基本設計

# 12.1 基本諸元の検討

El siete Na 1 およびNo. 2発電所を構成する構造物の基本諸元を決定するにあたり、El Siete Na 1 ダムのタイプ、Na 1 およびNa 2 導水路トンネルの内径、Na 1 およびNa 2 水圧管路の内径、および各発電所のタイプに関する検討を行なった。検討結果は以下の通りである。

### (1) El Siete No.1 ダム型式の検討

第11章11.2項で検討し、決定された計画諸元に基づき、 El Siete No.1 ダム型式につき比較検討を行なった。通常考えられるダム型式は重力式コンクリート、コンクリートアーチ式、中央遮水壁型ロックフィル、コンクリートしゃ水壁型ロックフィルの4種類のタイプが考えられる。

またダム・クイプ選定の基本となる事項は地形・地質条件、洪水量、施工中の気象条件である。 El Siete Mal ダムの場合、地形・地質条件からみて、グムサイトは明らかに、コンクリートアーチ式ダムを適用できる条件にはない。また、気象条件は第8章 水文解析で記述した通り、年間降雨量が多く、しかも年間を通じて降雨日数が多いことを考慮すると中央遮水壁型ロックフィルダムの適用は中央コア部の施工可能日数に問題がある。したがって中央遮水壁型ロックフィルの適用は無理であると判断した。

したがって、重力式コンクリートとコンクリートしゃ水壁型ロックフィルの2つ のタイプについて比較検討することにした。

重力式コンクリートの設計はDwg-17、18に示す通りであり、コンクリートしゃ水壁型ロックフィルグムの設計はDwg-47に示してある。比較検討結果は以下の Table12.1に示す通りであり、重力式コンクリートタイプの方が総工事費で15.040干USドル安価である。

以上の結果からみて、 El Siete Mal ダムのタイプは重力式コンクリートダムを 選定した。

Table-12.1 Comparison of the El Siete No.1 Dam Type

Item	Unit	Gravity Concrete Dam (A)	Concrete Facing Rockfill Dam (B)	Difference (B) - (A)
HWL	m	1,450	1,450	
TMT.	m	1,440	1,440	
Draw down depth	m.	10	10	
Effective strage cap.	10 m <sup>3</sup>	540	540	
Dam hight	m	55	57	
Crest length	m	207	207	
Dam volume	<sub>m</sub> 3	143,000 (Concrete)	326,000(Rock) 43,200(Concrete)	
Total construction cost	10 <sup>3</sup> us\$	134,740 *	149,780 *	+15,040
Care of river	45	2,680 23,360	37,930	
Sub-total		26,040	37,930	+11,890
Others	.,	108,700	111,850	

<sup>\*</sup> No include the cost of transmission line

# (2) No 1 およびNo 2 導水路トンネル内径の経済性比較検討

## - No 1 導水路トンネル

Ma 1 導水路は圧力式トンネルで、断面は円形、延長は 3,145m である。通水量は 第11章で決定した25m / s の場合について内径の経済性を検討することとした。

一般に圧力導水路トンネルの経済的断面の決定は水路建設費にかかわる年支出と、 動水こう配にかかわる損失電力料金との和が最小になるような断面寸法を求めるこ とである。 No.1 導水路の場合、内径 2.8m~ 4.2mの範囲で 0.2mピッチで計算を行なった。その結果はFig.12-1に示す通りである。Fig. 12-1で見るとNo.1 導水路トンネルの経済的内径は 3.4mである。

### - Na 2 導水路トンネル

№ 2 導水路トンネルは圧力式で断面は円形、延長は 9,109mである。通水量は第 11章で決定した28m²/sの場合について経済性を検討することにした。比較手法は 前記№ 1 導水路トンネルと同じ手法を適用した。

Mc 2 導水路トンネルの場合、内径 3.0m~ 4.4mの範囲で 0.2mピッチで計算を 行なった。その結果はFig. 12-2に示す通りであり、経済的内径は 3.6mである。

## (3) Ma 1 および Ma 2 水圧管路平均内径の経済比較検討

### - № 1 水圧管路

Mo.1 水圧管路は地表式で延長は 1,301 m で終端部はT型分岐で 2 条に分岐する。 通水量は第11章で決定した25 m / s の場合について経済性を検討した。

経済比較手法は導水路トンネルの場合と同様である。平均内径は 2.4m~ 3.2mの範囲で 0.1m ピッチで計算を行なった。

経済比較検討の結果は Fig. 12-3 に示す通りであり、その最少値は平均内径2.70 mである。

# - No 2 水圧管路

Mo.2 水圧管路は地表式で延長は 1.045 m で終端部は Y 分岐で 2 条に分かれる。通水量は28 m²/s の場合について経済性を検討することにした。経済比較手法は前記と同様である。

経済比較検討の結果は Fig. 12-4に示す通りであり、その最少値は平均内径2.75 mである。

Fig. 12-1 Economical Diameter Diagram for El Siete No.1 Project Headrace Tunnel

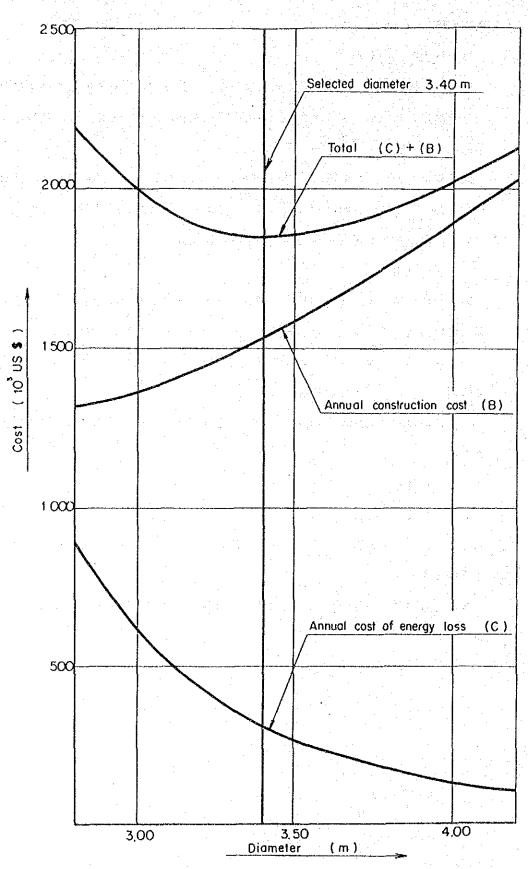


Fig. 12-2 Economical Diameter Diagram for El Siete No.2 Project Headrace Tunnel

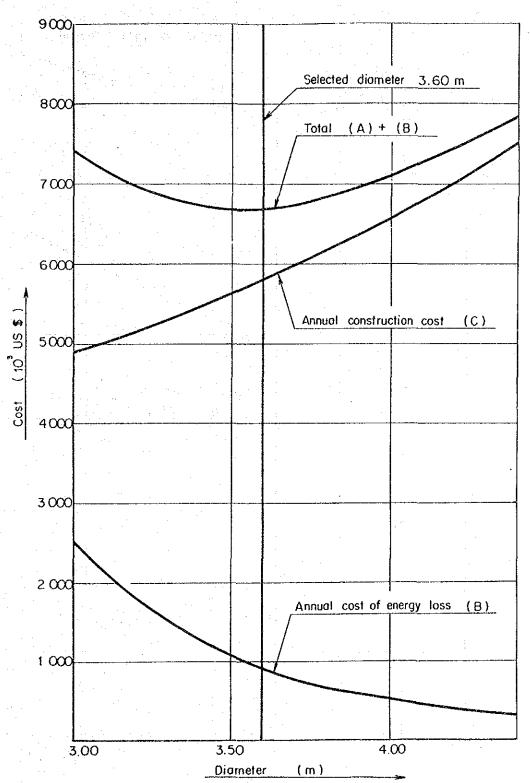


Fig. 12-3 Economical Diameter Diagram for El Siete No.1 Project Penstock Line

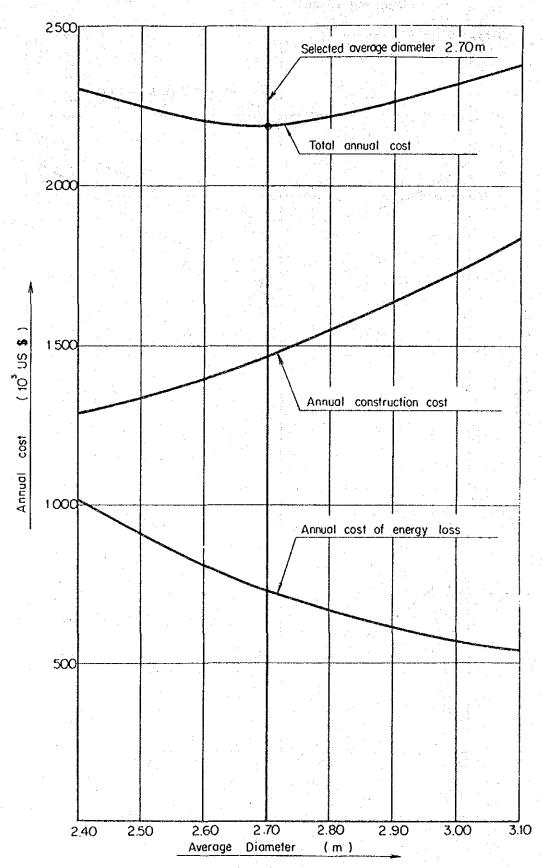
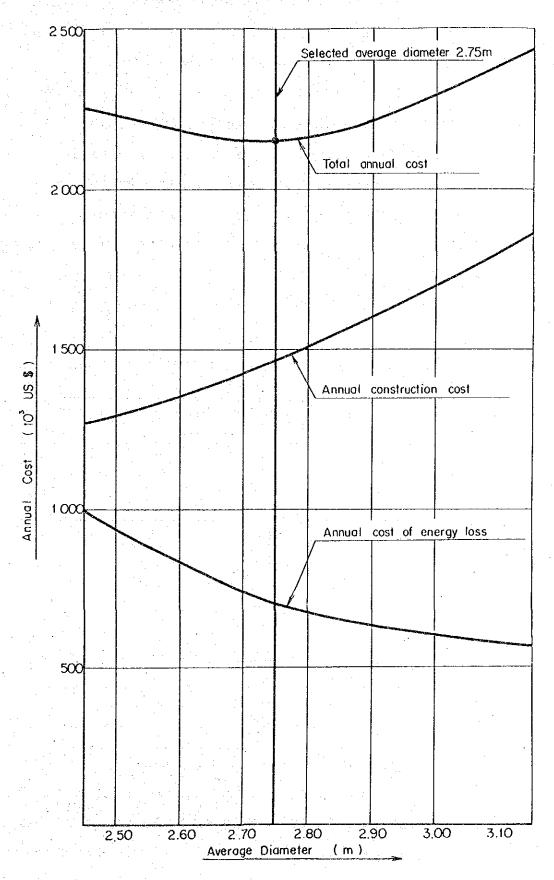


Fig. 12-4 Economical Diameter Diagram for El Siete No.2 Project Penstock Line



# (4) 発電所・タイプ (地表式・地下式)の比較

B1 Siete No. 1 およびNo. 2 発電所のタイプは地形・地質の観点からみて、地表式、地下式の両タイプが採用できる。いずれを選定するかは建設工事費の差であり、水圧管路、発電所、放水路などの工事項目について比較する必要がある。

BI Siete No. 1 発電所の地表式レイアウトは Dwg-27、地下式のレイアウトは Dwg-48に示してある。地表式の場合は水圧管路、発電所、放水路の単純な組合せで構成されるのに対し、地下式の場合は地下埋設水圧管路、地下発電所、放水トンネル、アクセストンネル、ケーブルトンネル、および作業横坑で構成される。

両者の差は地表式の有効落差が 353mに対し、地下式の場合 357.5mとなり、最大出力は75MMに対し、76.2MMとなる。しかし、総建設工事費では地表式が 134,740千USドルに対し、地下式では 148,925千USドルとなり、B/Cの比率は 1.378と1.262 となり、地表式が14,185千USドル安価でしかもB/Cも良い結果となった

Table-12.2 Powerhouse Type for El Siete No.1 Project

the state of the s	The second second			
lten	Unit	Ground Sur- face type(A)	Under ground type (8)	Difference (B) - (A)
Max. discharge Effective head Max. Output Annual Energy	m'/s m MW Gwh	25. 353. 75. 508.	25. 357. 5 76. 2 514. 5	+ 4.5 + 1.2 + 6.5
Total Const. Cost Penstock Power house Tail race Access tunnel Cable tunnel Adit HydraulicEq. (sub-total) Others	10°US\$	134, 740. * 3, 000. 7, 480. 690.  16, 112 (27, 282) 107, 458	148, 925. * 3, 150. 10, 000. 2, 870.  ] 9, 860.  12, 092. (37, 972) 110, 953	+ 14, 185
B C B/C	10°US\$	22, 275 16, 169 1, 378	22, 556 17, 871. 1, 262	

<sup>\*</sup> No include the cost of transmission line.

El Siete Na 2 発電所の地表式レイアウトは Dwg-38、地下式のレイアウトは Dwg.-49に示してある。地表式の場合は水圧管路発電所の単純な組合せで構成されるのに対し、地下式の場合は地下埋設水圧管路、地下発電所、放水トンネル、放

水口、アクセストンネル、ケーブルトンネル、および作業横坑で構成されることになる。

両者の差は地表式の有効溶差が 357.5mに対し、地下式の場合 358mとなり、最大出力は85MNに対し、85.2MNとなる。しかし、総建設工事費では地表式が 114.771 干 USドルに対し、地下式では 128,958干 USドルとなり、B / C の比率は 1.825 と 1.624 となり地表式が14,187干 USドル安価でしかもB / C も良い結果となった。したがって、 B1 Siete Na 2 発電所タイプは B1 Siete Na 1 発電所同様、地表式を採用した。

Table-12.3 Powerhouse Type for El Siete No.2 Project

ltem	Unit	Ground Sur- face type(A)	Under ground type (B)	Difference (B) - (A)
Max. discharge Effective head Max. output Annual energy	m' / s m MW Gwh	28. 357, 5 85. 588. 3	28. 358. 0 85. 2 589. 1	+ 0. 5 + 0. 2 + 0. 8
Total const. cost Penstock Powerhouse Tailrace Access tunnel Cable tunnel Adit Hydraulic eq.	10°US\$	114, 771. * 2, 210. 4, 940. ————————————————————————————————————	128, 958. * 3, 240. 7, 630. 2, 930. 8, 140.	+ 14, 187
Sub-total Others	"	(19, 421) 95, 350	(30, 384) 98, 574	(+10,963)
B C B/C	10°US\$	25, 100 13, 772. 1, 825	25, 135 15, 475. 1, 624	·

<sup>\*</sup> No include the cost of transmission line,

# 12.2 各構造物の設計

# 12.2.1 El Siete No.1水力発電所の土木構造物の設計

El Siete Na 1 発電所を構成する土木構造物は以下の通りである。

- EL Siete No.1ダム 型 式 ; 重力式コンクリートダム

ダム高; 55m

堤 頂 長 ; 207 m

体 積 ; 143,000 m<sup>3</sup>

洪水吐容量 ; 1,160 m²/s

满水位; 1.450 m

低水位; 1.440 m

利用水深 ; 10 m

B1 Siete No.1 型 式 ; 重力式コンクリートダム

補助ダムおよび ダ ム 高 ; 21.5m

堤 頂 長 ; 148.0 m

体 積; 36,000㎡

洪水吐容量 ; 1,110m'/s

満 水 位 ; 1,460 m

利用水深 ; 0 m

補助取水容量; 25m'/s

- El Siete No.1 型 式 ; 屋外複式水槽, 自然沈砂

補助沈砂地 水槽 長さ ; 67 m

// 巾 : 40 m

**" 深さ ; 6.16m** 

水槽容量; 16.500m

最大沈砂処理能力; 25m²/s

- El Siete Mo 1 型 式 : 無圧式トンネル

補助連絡トンネル 延 長 ; 858.2 m

内 径; 3.4m

断 面 : 標準馬蹄形。

勾 配 ; 1/600

最大通水量 ; 25m²/sec

- El Siete Na.1 型 式 ; ゲートシャフト付前面傾斜型

- Bl Siete No.1 型 式 ; 圧力式トンネル

導水路トンネル 延 長 ; 3,144.53 m

内 径; 3.4m

断 面; 円形

勾 配; 1/1000

最大通水量 ; 25m²/sec

- El Siete Na.1 型 式 ; 制水口型、立坑水槽

調圧水槽 高 さ ; 43.05 m

内 径; 7.8m

断 面; 円形

ボート内径 ; 1.4m

下部トンネル部

延 長; 40 m

内 径; 3.4m

断 面; 円形

- Bl Siete No.1 型 式 ; 地表式、溶接継手

水圧管路 ロッカー支承方式

条数; 1条、分岐後2条

最大通水量 ; 25 m² / sec

内 径; 3.40 m ~ 1.25 m

管 厚; 9mm~29mm

延長、No.1 ; 1,300.80 m

No. 2 ; 1, 287, 80 m

分 岐 方 式 ; T型分岐

- El Siete No.1 型式; 屋外式

発電所 建物寸法、巾; 20.00 m

奥行; 55.50 m

高さ; 20.80 m

水 車 型 式 ; 堅軸ペルトン水車 2 台

発電機型式 ; 堅軸回転界磁閉鎖回送換気型

水車中心高 ; 1.074.00m

放 水 位 ; 1.071.00 m

- El Siete No.1 型 式 ; 無圧式トンネル

放水路トンネル 延 長 ; 184.72 m

内 径; 3.60 m

断 面 ; 標準馬蹄形

勾 配 ; 1/1,000

最大通水量 ; 25m²/s

- El Siete No.1 型 式; 屋外式

屋外開閉所 用地、巾 ; 94m

" 奥行; 89 m

が面積; 8,370㎡

# (1) El Siete Na 1 ダム

Bl Siete No.1 ダムは El Siete No.1 およびNo.2 発電所で使用するための流入量を日間調整するための有効貯水量 540,000㎡を得るためのものである。No.1 ダムを計画し設計するための基本的事項は以下の通りである。

- 計画洪水量 1,160m'/sの処理(1,000年確率洪水量)
- 流入土砂量 6,075m/km/年の排砂対策
- 日間調整のための急速な10mの水位変動
- 施工時の気象条件
- ダム材料の現地調達条件
- ダムサイトの断面と地質条件

以上の基礎的事項を考慮して種々のダム型式につき、検討を行なった結果、

重力式コンクリートダムが上記の対策に最適であり、また経済的にみても安価である点を考慮し、重力式コンクリートダムを適用することにした。(第12章 12.1参照)

一方、調整池満水位についても、各種水位につき経済性の比較検討を行ない、 最小工事費ですむ、満水位 1,450mを選定した。一方、日間調整容量 540,000 ㎡を確保する利用水深は10mとした。(Dwg-16貯水容量曲線参照)

その結果、ダム高は基礎岩盤上55mとした。

また、ダム軸の選定についてはダム候補地点における地形、地質条件を考慮 し、上・下流の2案を選定し、比較検討を行ない経済性の良い下流軸を選んだ。 (第11章11.2.4参照)

以下、 Bl Siete No.1 ダムの設計に留意した事項を記載する。

#### 1)洪水吐

B1 SieteNa 1 ダムにおける計画洪水量は第8章 8.4 に記載した通り 1,160 m/sである。この洪水を処理するための洪水吐はダム中央部に設け、常用洪水吐と非常用洪水吐との混合型とした。

常用洪水吐は25m/s以上 200m/s級の最も発生頻度の高い洪水をゲートの操作なしでサーチャージ水位でダム頂を自然越流させ処理するものである。

一方、 200m'/s以上の洪水が発生したときは、高さ9.00m、巾 10.00m のスルースゲート 2 門を設備する非常用洪水吐と常用洪吐とを合わせ流下させる構造とした。

この両方の洪水吐の運用により、ゲート操作ミスが防止でき、また調整池 内あるいは上流域で発生するかも知れない地山崩壊などにより誘発する不測 の洪水に対しても常用洪水吐が有効になる。これらの洪水吐はダム堤頂長 207 mのうち88 m 区間を占め、全堤頂長の42%を占めることになる。

2) El Siete No 1 調整池内堆積土砂処理ゲート

No.1ダム本体には調整池内に堆積する土砂を、ダム下流へ放流するための土砂処理ゲート2門を設備する。

No.1 調整池内の堆積土砂の処理および日間調整容量を保持するためには、 ダム地点の河川流量が一定量以上に達した時に、前記のゲートを全開し、調 整池内を元の河川状態にし、流入水を自然流下させ、その水勢により堆積層を泥流化させてダム下流に放流する必要がある。堆積土砂処理ゲートは前記の操作運用に必要であり、しかも重要な役割りをもつ設備である。

土砂吐ゲート・ダクト部には前面にスルースゲート、後部にテンターゲートを配備して、開閉操作が容易に行なわれるよう配慮した。またゲート・ダクトの断面は高さ6m、巾6mとして、重機等による補完的土砂処理作業をも容易にできるよう考慮した。

## 3) Bl Siete No.1ダムの河道付替

Bl Siete No.1 グムサイトは①河巾が比較的狭く、しかも急流である。 ②水文解析の結果、既往最大流量が69.3㎡/s と河道に比して大きく、水位上昇が高い。などの条件を考慮して、トンネル・バイパス方式を適用することにした。

バイパス・トンネルは B1 Siete No. 1 ダムの両岸の地質を考慮すると堆積 層、および風化帯が深部に及んでいる右岸をさけ、比較的地山が安定してい る左岸に設けることにした。その延長は 356.4mで、勾配は1 / 18.72、断 面は内径4.50mの上部半円、下部矩形とした。バイパス・トンネル容量は25 年確率流量の 200m²/sで設計した。

上・下流の締切はロック・フィル方式とし、各々の高さは11.0m、 6.5m である。

工事中の異常洪水に対しては、土砂吐ダクト部を堤内バイパスとして使用 できるよう配慮した。

#### 4) Bl Siete Na 1 ダム基礎岩盤処理

Bl Siete Mal ダムの基礎を形成する岩盤は第10章、10.4.2で記載した通 り玄武岩 (Basalt) であり、比較的シームが多く分布している点を考慮して 、ダム基礎岩盤処理を実施することにした。

基礎岩盤処理にはコンソリデーション・グラウトおよび堤内監査廊から一列のカーテン・グラウトをピッチ 1.5m、深さ20m(ダム中央部)で設計した。

## 5) B1 Siete No.1 ダム右翼部カットオフ・コンクリート処理

El Siete No.1 ダム右岸は Dwg-09および Dwg-17に図示してあるよ

うに堆積層および風化帯が深い層として分布している。しかも山腹斜面が1/1.3 と比較的急であるため、ダム基礎の掘削を明り工事で実施すると切取り法面が高くなり、掘削量も多くなるので、比較的安定している風化帯をトンネル方式で掘削し、コンクリートを填充し、止水壁を造ることにした。

# (2) El Siete No 1 補助ダムおよび補助取水口

El Siete Mal補助ダムは、Mal調整池内の排砂作業期間中、Mal取水設備の代替として使用するための設備である。

そのため、 B1 Siete Ma 1補助ダムは発電に必要とする使用水量25㎡/sをMa 1調整池に流入する前に取水、残る余剰水をMa 1調整池の排砂用の水として放流する役割りをもっている。

Ma 1補助ダムからの取水は、補助ダム地点の流入量が El Siete Ma 1発電所の最大使用水量である25m²/sを上廻った時点で開始される。

その位置は目的、機能からみて、No.1 調整池の背水位の終端部で El Siete No.1 ダムの上流約 1 km、 Sanchez沢とAtrato川との合流点の下流約 350 m とした。その場所は地形的に見て、河巾が比較的広く、左岸には低い平坦な河岸段丘の広場も存在し、補助ダム、補助取水口および沈砂池をコンパクトにレイアウトできる。

No. 1補助取水ダムは重力式コンクリートとし、計画洪水量 1,110㎡/sの洪水を処理するため、No. 1 ダムと同様の構造を持つ洪水吐を設けた。ダム高は21.50 m、堤頂長148 mの内、洪水吐部は52mで全堤頂長の39%が洪水吐部である。No. 1 補助取水ダム使用時における補助取水ダムの堆砂の処理方式は、2門の洪水吐ゲートを部分開放し、取水位の低下がなきよう運用し流下させる。またNo. 1 調整池使用時は2門の洪水吐ゲートを全開して、流入水をすべてNo. 1 調整池へ放流することにより、堆積土砂も、その水勢によって清掃される。

補助取水口はNo 1補助ダムに隣接して設けた。

補助取水口には流入量を制御するため2門のコントロール・ゲートを設置した。

## (3) Na 1補助沈砂池

No. 1補助取水ダムからの取水はNo. 1調整池内の堆砂処理時に行われ、その取水期間は年平均約3ヶ月で、しかも流入水に土砂含有量が多いAtrato川の豊水

期に行われる。このため補助取水口と連絡導水路の間に補助沈砂池を設置する。 その能力は最大25m/sの流量に含有する0.1 mm以上の粒砂まで沈澱処理でき る構造とし、長さ67m、巾20m、平均水深6.16mの沈澱処理槽を2槽並列に配 置し、水槽内沈澱土砂の排除を発電停止する事なく実施可能な構造とした。

すなわち、排砂処理方式は2列水槽のうち片側水槽に水を導入し、2列水槽の中央隔壁の上部に設置されているパーテション・ゲートを全部あるいは部分的に開放し、導入水を他の空になっている水槽にトップオーバーで越流させ、その落下する水勢を利用し、水槽内の沈澱土砂を攪拌泥流化させ、水槽の両側に設けてあるドレン・ギャラリー孔を通してAtrato川本流に排砂するものとした。この方式は、この種の沈砂池に多く適用され、その効果が実証されている。

水槽前部には補助取水口で取水した流入水の流速を降下させ、うずなしの整流とするためのトランジション部が設けられて水槽下流側には沈砂後の水を一時貯留し、連絡トンネルへの流入水をコントロールする制御ゲートおよび余剰水を処理する余水吐を付帯した貯留水槽部が設けられ、沈砂池の機能をすべてはたせるよう設計した。

### (4) Na 1 補助連絡導水路トンネル

No.1補助連絡導水路トンネルは Bl Siete No.1 調整池内の堆積土砂を排砂処理中、No.1補助ダムで取水し、発電に使用する流入水をBl SieteNo.1発電所のNo.1 導水トンネルまで送水するものである。その最大通水量は25㎡/S、延長は858.2m、内径3.4m、勾配は1/600とし、無圧式トンネルとした。

連絡導水路トンネルのルートの地質は大部分、頁岩(Shale) およびチャート (Chart) の岩盤部を貫通する。また、Santa Lucia 沢の直下を通過するため、その土かぶりには十分留意した。また、地質条件からみて全区間コンクリート 巻立てで補強するものとした。

圧力式トンネルであるMI導水路との合流部は連絡導水路を斜坑トンネルで MI導水路に合流させ、空気の混入を防止することにした。

また、その斜坑トンネルの落差を利用し、No. 1調整池使用時の導水路トンネルの水が補助沈砂池へ逆流しないよう考慮した。

### (5) Na 1 取水口

Mo.1 取水口は Bl Siete Mo.1 調整池で日間調整した水を発電所の負荷に応じ

て取水する構造物でる。Ma 1 取水口の位置は地形、地質、利用水深、調整池内 の堆砂推定状況を考慮し、その機能が満足でき、最も経済的であるダムサイト 左岸にダム軸に平行して、ダム本体に付帯して設けることとした。

その型式は地形(特に左岸の山腹の斜面傾斜)を考慮し、ゲートシャフト付、 全面傾斜型とした。その最大取水量は25m<sup>2</sup>/Sである。

取水口の前面には流入浮遊物を除塵する作業が容易にできる傾斜型スクリーンを設けることとした。また、取水口前面にはトンネル内への流入土砂を一時 貯留するためのバケットを設け、バケットはダム堤体内に設ける土砂吐ゲート ・ダクトと連絡させ、堆積土砂を水勢で除去する設計とした。

取水制御あるいは導水路トンネル保修時に運用するコントロール・ゲートは 取水口シャフト内に設ける。このゲートはMal補助ダムで取水時(Mal調整池 は空となる)トンネル内からの水圧およびMal調整池側からの両方向の水圧に 水密機能をはたせるよう両面水密ゲートとして設計した。

#### (6) Na 1 導水路トンネル

Ma 1 導水路トンネルは最大通水量25m<sup>2</sup>/S、内径3.4m、延長3,145mで設計し、 断面は円形とし、圧力トンネル方式とした。(内径・経済断面の検討は第12章 12.1(2)項参照)

No.1 導水路トンネル・ルートはAtrato川が西流から南方向へ転流する蛇行部をショート・カットする形で設けるが、地形、地質、土覆り、作業坑を考慮し、El Siete No.1 発電所へ向けてトンネル延長が最短となるよう選定した。

また、コロンビア国における圧力式トンネル工事の経験、地山の安定、断層、 節理の分布を考慮し、全区間にコンクリート巻立てを行ない補強するものとし た。更にコンソリデーション・グラウトおよび高圧グラウトを施行し、地山の 安定を計るための補強工事を行なうものとした。

工事のための作業坑はNo.1取水口側にNo.1横坑(L = 320 m)とNo.1調圧水槽側にNo.2 横坑(L = 120 m)を設け導水路トンネルの上口、下口の両側から掘削を進める計画とした。

また、導水路トンネル勾配は掘削中の排水を考慮し1/1000とした。

### (7) 版 1 調圧水槽

No.1 調圧水槽はNo.1 導水路トンネル (L=3.145 m) の終端に設け、調圧水

槽の形式はトンネル終端部の地形、地質、施工条件を考慮して制水口型・立坑 水槽とした。

立坑内径はサージングの振動安定条件(トーマの条件)を考慮し、工事費が 最小となる断面で設計し、内径を7.8 mとした。

更に制水口内径は制水口の限界流量に対する検討および負荷遮断時、負荷急 増時に対する最適内径の検討の結果、内径を1.4 m とした。

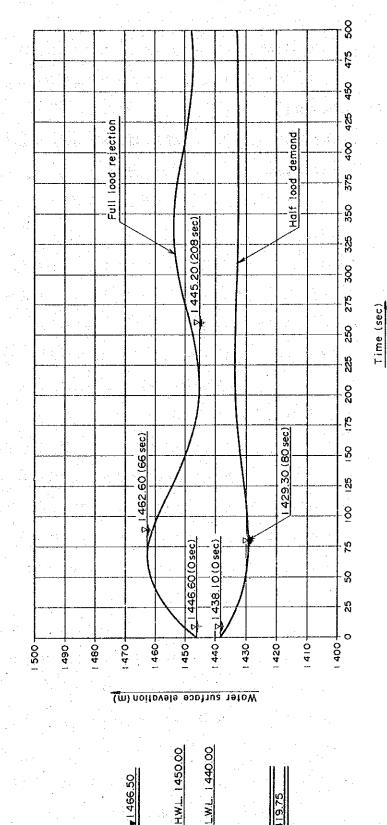
水槽はNa 1 調整池の満水位時における全負荷遮断(25m²/sec流量から全閉塞)時のアップサージ水位およびNa 1 調整池低水位時における半負荷急増時(12.5m²/s流量から25m²/s流量への急増)でダウンサージ水位を解析し、その水位変動巾に上部の余裕高、下部の空気混入をさけるため余裕高を考慮して、その高さを 43.05m として設計した。

水槽立坑部および下部のトンネル部はすべて鉄筋コンクリートで巻立てるものとした。また施工および地山への浸透水防止のため、立坑部の下部で高さ4m区間および下部のトンネル部(L=40m)には内張管で表面を補強する設計とした。

サージング設計計算にはルンゲ・クッター公式を適用、IBMS370-M155型 コンピュータを用いて減衰波の計算を行なった。

その結果はFig. 12~5に示す通りである。

Fig. 12-5 Surging Curve of No.1 Surge Tank



In the case of full load rejection In the case of half load demand

Q=25.0 m³/s -- 0.0 m³/s -- 25.0 m³/s n=0.0110 eup=0.4788 edown=0.8904

L.W.L. = 1 440.00

H.W.L. = 1 450.00

12 - 19

#### (8) Na 1 水圧管路

No.1 水圧管路について、地表式および地下埋込式の両型式について検討を行った結果、経済性もよく、施工が容易でかつ工期が短縮できる地表式を適用した。 (第12章12.1、(4)参照)

No.1 水圧管路は山腹斜面の尾根部を通し、調圧水構とNo.1 発電所を結ぶ最短距離に選定し、その延長はNo.1 水圧管路 = 1,300.8 m、No.1 水圧管路 = 1,287.8 m とした。そのうち148 m 区間の調圧水槽との接続部に当る水平部はトンネル埋込式とした。

鉄管条数は最大通水量25m<sup>2</sup>/sと鉄管長を考慮すると通常 1 条であり、鉄管終端において分岐管で 2 台の水車と連結する方式とした。分岐管は水圧管路と発電所軸が平行するので、T型分岐形式とした。

鉄管の内径は各種内径につき、経済性比較を行った結果、始点内径3,40 m、 終点内径 (入口弁) 1.25 mとし、その間の内径変化はDwg.-27、-28に示す通り である。(経済内径の比較検討は第12章12.1、3)参照)

水圧管路の地表部は12ヶのアンカーブロックで固定し、その間を12m間隔に設けるロッカー承支台で支持するものとした。また各単管の接続は現場溶接で実施される。なお管胴材料は管厚および現場溶接を考慮しSM50(JIS規格)もしくはASTM規格A440を適用した。また各単管の管厚は水撃圧の計算を行い決定した。その結果はDwg.-29に示す通りである。水車入口における水撃圧は静水圧の11%である。

#### (9) El Siete No.1発電所。

El Siete No.1 発電所はその使用水量、落差、台数、利用率、運転、保守を考慮し、水車型式を緩軸ペルトン水車 2 台とした。発電所型式は地表式、地下式の両案につき比較検討を行ない、経済性のすぐれた地表式を適用した。(詳細は第12章2.1、40参照)

El Siete Na 1発電所の位置は El Siete Na 2取水ダム堤体内に設ける導水管を通して、 El Siete Na 1発電所で発電使用後の水を El Siete Na 2発電所へ導水する必要があるため、 El Siete Na 2取水ダムにできるだけ近く、しかも地山基礎岩盤の安定しているAtrato川左岸のAguila沢の近くの大地にAtrato川の洪水をさけて、敷地造成を行い設けるものとした。

発電所建物は屋外式で、その寸法は巾20m、奥行55.5m、高さ20.8mが必要で鉄筋コンクリート構造とした。この建物内には2台のペルトン水車および発電機、組立室、操作室、ケーブル処理室、倉庫、事務室などが収容される。

発電所基礎構造物は標高 1,081mの敷地の下部を明り掘削し、岩盤上に設ける。その基礎内には2台の縦軸ペルトン水車、および付属機器を収容し、水車からの放流水を放水庭に導くためのドラフト開水路を設けた。更にドラフトに付帯して明りコンクリート構造の放水庭を設けた。

また発電所山側にはAguila沢が流下して来ているため、発電所敷地内への流入を防ぐためAguila沢に小さな取水ぜきを設け、延長150mの開水路(巾1.0m、高さ1.5 m)で流下水を直接Atrato川に放水できるようにした。

この発電所への取付道路は右岸側にある国道(Medellin市〜Quibdo市間)から搬入道路を新設する。

またAtrato川の左岸側との連絡は橋梁で渡河し発電機、水車、変圧器などの 重量物を運搬する。

そのためAtrato川本流に延長95m、巾員5mの鋼構造の橋梁を設けるものとした。

#### (0) Na 1 放水路トンネル

Ma 1 放水路トンネルは El Siete Ma 1 発電所で使用した最大25㎡/sの水を下流の El Siete Ma 2 発電所へ導水させるためのものでMa 2 取水ダム堤体内に設ける導水管と接続している。その延長は 185mで、 El Siete Ma 1 発電所放水 庭での水位変動を (ペルトン水車の運転効率に影響する) さけるため、内径3.60mの標準馬蹄形とし、無圧方式で導水させるものとした。

また、 Bl Siete No 2 発電所の運転休止、保修時、 Bl Siete No 1 発電所の最大出力運転に支障なきよう、No 1 放水路トンネル出口部には、 El Siete No 2 取水ダムに付帯して余水吐を設けた。

放水路トンネル・ルートは El Siete Mo 1 発電所の放水庭からAtrato川にそって溯り、地山覆り、カーブ半径を考慮して選定した。また放水路トンネル全区間にコンクリート巻立てを行ない、補強するものとした。

## (i) No.1 屋外開閉所

No.1屋外開閉所は El Siete No.1発電所での電圧を230KV に昇圧し、Ancon

Sur (1 S A) 変電所への引き出し、 B1 Siete Na 2 発電所からの引込みを考慮するとその敷地は巾94m、奥行89m (面積8,370 m) が必要である。

この敷地を El Siete No.1 発電所に隣接して敷地造成を行うことは、発電所 裏山を広く掘削する必要があり、その掘削量が大きく、工事費高となる。した がってAtrato川右岸の国道に隣接し、アクセスが容易で、比較的平坦な丘陵大 地に El Siete No.1 発電所と同じ標高 1,081mで屋外開閉所用地を造成するこ とにした。その用地は一部明り掘削、他の一部は掘削土砂の流用土を転圧盛土 で造成することになる。

# 12.2.2 El Siete Ma2水力発電所の土木構造物の設計

Bl Siete No 2 発電所を構成する土木構造物は以下の通りである。

- Bl Siete Ma 2 ダム 型 式 ; 重力式コンクリートダム

取水ダム ダ ム 高 ; 35 m

堤 頂 長 ; 146 m

体 積; 60,000㎡

洪水吐容量 ; 1,260m²/s

満 水 位 ; 1,070 m

利用水深 ; 0 m

取水量; 3㎡/s

- Bl Siete No 2 型 式 ; 屋外複式水槽自然沈砂

沈砂池 水槽長さ ; 41.5 m

" th ; 18.0 m

**〃 深さ ; 3.5m** 

水槽容量 ; 2,300m²

最大沈砂処理能力: 3m'/s

- El Siete Ma 2 型 式 ; 圧力式トンネル

導水路トンネル 延 長 ; 9,108.85m

内 径; 3.6m

断 面; 円型

勾 配; 1/1,000

最大通水量 ; 28m'/sec

- El Siete Na. 2 型 式 ; 制水口型、立坑水槽

調圧水槽 高 さ ; 48.2 m

内、径; 9m

断 面; 円型

ポート内径 ; 1.3 m

下部トンネル部

延 長; 40 m

内 径; 3.6m

断 面 ; 円 形

- B1 Siete No. 2 型 式 ; 地表式、溶接継手

水圧管路 ロッカー支承方式

条数; 1条、分岐後2条

最大通水量 ; 28m²/sec

内 径; 3.40 m ~ 1.25 m

管 厚; 10mm~40mm

延 長; 1,045.17 m

分岐方式 ; Y型分岐

- B1 Siete No. 2 型 式 ; 屋外式

発電所 建物寸法、中; 18 m

奥行; 52 m

髙さ; 17.8m

水車型式 ; 堅軸単輪単流渦巻型フランシス 2台

発電機型式 ; 堅軸回転界磁閉鎖回送換気型 2 台

水車中心高 : 685.00 m

放水位; 687.00m

- El Siete No. 2 型式: 屋外式

屋外開閉所 用地、巾 ; 79.00 m

" 奥行: 102.50 m

〃 面積; 8,100㎡

### (1) El Siete No 2 取水ダム

No. 2 取水ダムはNo. 1 グム (流域面積: 256.3km) とNo. 2 取水グム (流域面積: 297.9km) の残流域41.6kmの流下水より最大 3.0 m/sを取水するための構造物であるとともに、No. 1 発電所使用後の最大25 m/sの放流水を取水ダム堤内の導水管を通してAtrato川本流を渡河させNo. 2 発電所へ導水する2 つの目的をもっている。

B1 Siete No 2 取水ダムは、No. 1 発電所の上流約 160 m のAtrato川本流に設け、満水位 1,070 m、計画洪水量 1,260 m²/sを処理するための洪水吐を付帯させる設計とした。

ダム高は上記の付帯構造物の関係から35mとなり、堤頂長は右岸に分布する 堆積層を考慮したため 146mとなった。(Dwg.-34 参照)

ダムタイプは 1.260m'/sの計画洪水量の処理およびダム高、付属構造物等を 考慮し重力式コンクリートダムとした。

# 1)洪水吐

El Siete Na 2 取水ダム地点における計画洪水量は、第8章 8.4項で記載した通り 1.260m'/sである。洪水吐は El Siete Na 1 ダム同様、常用洪水吐と非常用洪水吐を併設し、両者で洪水を処理する混合型とした。

常用洪水吐は自然越流方式でサーチャージ水位で越流させ、年最大洪水量 に相当する 200㎡/sまではゲート操作なしで処理できるものである。

非常用供水吐は、高さ8.50m、巾 10.00mのスルースゲート2門で構成され、200m'/s以上の洪水の発生に対しては常用洪水吐と合わせ設計洪水量の1,260 m'/sを処理できる設計とした。

洪水吐に混合型を適用した理由は、ゲート操作回数をできるだけ少なくし、 ゲートの誤操作を防止するとともにダム上流で発生する地滑りなど不測の洪 水を考慮し、ゲート操作なしで、自然に流下させることとして設計した。

供水吐部は堤頂長 146mのうち、52mであり全堤頂長の36%を占めることになる。(Bwg.-34 参照)

## 2) ダム上流の堆積土砂の処理

El Siete Na 2 取水ダムの上流河床部には流出土砂が堆積する。また流出土砂は残流域からの流出のみならず、 El Siete Na 1 調整池で排砂された土砂も流下して来る。

この堆積土砂はに洪水吐ゲート2門を部分開放し洪水処理と同時にダム下 流へ流下させ処理するものとした。

#### 3)ダム基礎処理

ダム右岸側は地質調査の結果からみると堆積層が厚く分布し、しかも岩盤 層も風化が深部に及んでいるものと予想される。ダム基礎は完全な新鮮岩ま で掘削するよりも支持力が十分である岩盤まで掘削し、ダム高35mを考慮 し透水問題に対する基礎処理はカット・オフを適用する設計とした。

## 4)河道処理

工事中の河道付替はダム堤頂長 146m、および河巾、河床堆積物の分布を 考慮し、半川締切を適用することにした。したがって、ダムに付帯する洪水 吐、取水口の位置については半川締切による施工が可能となるようレイアウトした。

ゲート洪水吐部を先に施行し、次いでその部分を河道バイパスとして使用 し、右岸部を建設する順序となる。

#### 5) Na 2取水口およびNa 2 沈砂池

B1 Siete No. 2 取水口およびNo. 2 沈砂池はダム本体の構造物を有効に利用し、コンクリート量の節減を図るため取水口および沈砂池を立体的に設ける構造とした。

残流域から取水する最大取水量は3 m²/sとし、No.2 沈砂池では 0.1mm以上の粒砂を沈澱処理できるものとした。その大きさは水槽長 41.50 m、巾8.00 m、平均水深3.50 m の沈澱処理層 2 列を設ける方式とした。水槽内に

沈澱した土砂の排砂処理は2列水構の片側を運用させ、中央隔壁の上部に設置されているパーテション・ゲートを全部あるいは部分的に開放し、導入水を他の空になっている水槽にトップオーバーで越流させ、その落下する水勢を利用し、水槽内の沈澱土砂を攪拌泥流化させ、水槽両側に設けてあるドレン・ギャラリー孔を通してAtrato川本流に排砂するものとした。

水槽終端部には沈澱後の水を一時貯留し、朝顔型取水口で取水し、連絡導水管を通してMo 2 導水路トンネルと合流させるものとした。

#### 6) M2 取水ダム堤体内導水管

Ma 2 取水ダム堤体内にはそのダム軸と平行して、 El Siete Ma 1 発電所で使用後の水と同量を直接Ma 2 導水路トンネルへ導水するための内径3.40 m、 延長99.5 m の導水管を設ける。導水管は鋼管をダム堤体内に埋設する方式とした。

## (2) El Siete No 2 導水路トンネル

No. 2 導水路トンネルは最大通水量28㎡/s、内径3.60m、延長9,108.85㎡で設計し、断面は円型とし、圧力トンネル方式とした。 (内径経済断面の検討は第12章12.1、3)参照)

Na 2 導水路トンネル・ルートはAtrato川と平行して設けるが地形、地質、土 覆り、作業坑を考慮し、 El Siete Na 2 発電所へ向けて、トンネル延長が最短 となるよう選定した。

またコロンピア国におけるトンネル工事の経験、地山の安定、断層、シームの分布を考慮し、全区間にコンクリート巻立てを行ない補強するものとした。 更にコンソリデーション・グラウトおよび高圧グラウトを施工し、水圧に対する地山の安定を計るための補強工事を行うものとした。

工事のための作業坑はNa 2取水口側にNa 3斜坑(L = 280 m)、Quitasuenos 沢に上・下流部の両側の掘削を担当するNa 4 横坑(L = 200 m)、Na 2 調圧水 槽側の導水路終端部より上流に向けて掘削するためのNa 5 横坑(L = 265 m) を設け、トンネル工事を容易にするとともに、工期の短縮を図るべく考慮した。 導水路トンネル勾配は掘削中の排水を考慮し、1/1,000 とした。

#### (3) No. 2 調圧水槽

No 2 調圧水槽はNo 2 導水路トンネル (L=9, 108.85m) の終端部に設け、調

圧水槽の形式はトンネル終端部の地形、地質、施工条件を考慮して制水口型・ 調圧水槽とした。

立坑内径はサージングの振動安定条件(トーマの条件)を考慮し、工事費が 最少となる断面を試算し、内径9,00mとした。

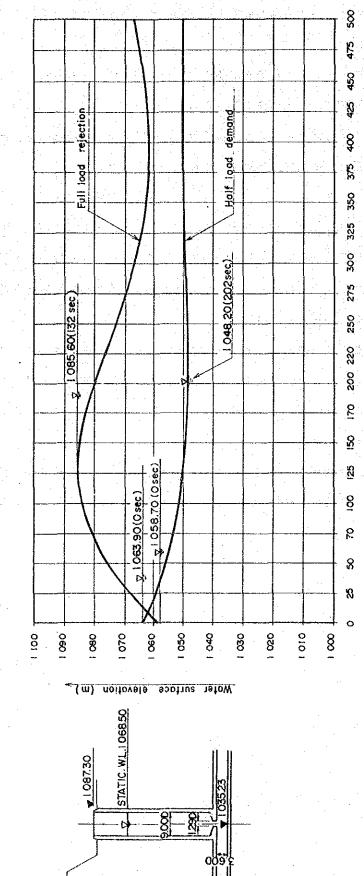
更に制水口内径は制水口の限界流量に対する検討および負荷遮断時、負荷急 増時に対する最適内径の検討の結果、内径1.30mとした。

水槽はNo.2 沈砂池の貯留水槽部の水位における全負荷遮断時(28㎡/s流量から全閉塞)のアップサージ水位および同水位における半負荷急増時(14㎡/s流量から28㎡/s流量への急増)でダウンサージ水位を計算し、その水位変動中に上部の余裕高、下部の空気混入をさけるための余裕高を考慮して、その高さを48.2 m として設計した。

水槽立坑部および下部のトンネル部はすべて掘削後、全面を鉄筋コンクリートで巻立てるものとした。また施工および地山への浸透水防止を考慮し、立坑部の下部で高さ4m区間および下部のトンネル部(L=40m)には鋼管で表面を補強する設計とした。

サージング設計計算にはルンゲークッター公式を適用、IBMS370-M155型を用いて減衰波の試算を行なった。その結果はFig. 12-6に示す通りである。

Fig. 12-6 Surging Curve of No.2 Surge Tank



In the case of full load rejection in the case of half load demand Q = 28 m³/s --- 28 m²/s --- 28 m²/s

eup = 1.27:7

n = 0.0150 edown= 2.3647

STATIC. W.L.= 1 068.50

# (4) No. 2 水圧管路

Na 2 水圧管路について、地表式および地下埋込式の両形式について検討を行なった結果、経済性もよく施工が容易でかつ工期が短縮できる地表式を適用した。(第12章12.1、40参照)

Ma 2 水圧管路は山腹斜面の尾根部を通し、調圧水槽とMa 2 発電所を結ぶ、最短距離に選定し、その延長は 1,045.2 m とした。そのうち67 m 区間の調圧水槽トンネル部との接続部に当る水平部はトンネル埋込式とした。

鉄管条数は最大通水量28㎡/sと鉄管長を考慮すると通常1条であり、鉄管 終端において分岐管で2台の水車と連結する方式とした。分岐管は水圧管路が 発電所軸と直交するのでY型分岐型式とした。

鉄管の内径は各種内径につき経済性比較を行った結果、始点内径3.40m、終点内径(入口弁)1.25mとし、その間の内径の変化は Dwg-39および Dwg.-40に示す通りである。(経済内径の比較検討は第12章12.1、3)参照)

水圧管路の地表部は12ヶのアンカーブロックで固定され、その間を12m間隔 に受けるロッカー承支台で支持するものとした。また各単管の接続は現場溶接 で実施される。

なお管胴材料は管厚および現場溶接を考慮し、SM50 (JIS規格)もしくはASTM規格A440 を適用した。また各単管の管厚は水撃圧の試算を行ない決定した。その結果はBwg.-40 に示す通りである。

水車入口における水撃圧は静水圧の46%である。

# (5) Bl Siete No. 2 発電所

B1 Siete No 2 発電所は効率、年利用率、運用を考慮し、その台数を 2 台とし、水車型式は縦軸フランシス・タイプとした。一方、地形、地質を考慮し地表式、地下式の両案について比較検討を行ない経済性のすぐれた地表式を適用した。 (第12章12.1、40参照)

El Siete Ma 2 発電所の位置は地形、地質およびAtrato川の河床状況を考慮し、Atrato川の右岸に設けることにした。発電所の設計には水車、発電機の寸法に加えて、発電所位置における計画洪水量1,360 ㎡/s を考慮し設計した。

この洪水位はEL689.60mであり、余裕高を見込んで発電所敷地の標高は695.00m盤とした。発電所敷地はすべて明り掘削で行われるが、河川水位よ

り低い部分まで基礎を掘り下げる必要があり締切工事が必要である。

発電所建物は屋外式で、その寸法は巾 18.00m、奥行 52.00m、高さ 17.80 mが必要で鉄筋コンクリート構造とした。この建物内には 2 台のフランシス水車、および発電機、組立室、操作室、ケーブル処理室、倉庫、事務室などが収容される。

発電所基礎は標高 695mの敷地の下部を明り掘削し、岩盤上に設ける。その基礎内には2台の縦軸フランシス水車、ドラフトチューブ、付属機器を収容し、Atrato川に面し、放水庭を設ける。 (Bwg, -41、-42 参照)

発電所へのアクセスは国道(Medellin市〜Quibdo市間)より搬入道路を設け、 発電機、水車、変圧器などの重量物を運搬する。そのためのアクセス道路は巾 員6mとして設計した。

#### (6) El Siete No.2 屋外開閉所

El Siete Na 2 屋外開閉所はNa 2 発電所での電圧を 230kVに昇圧し、Na 1 屋外開閉所およびQuibdo既設 115kV線への引き出しを考慮すると、その敷地は巾79m、奥行 102.5m (敷地面積約 8.100m) が必要である。

この敷地は発電所位置からみてAtrato川沿いの上流 320m地点に明り掘削、 盛土工事で用地造成する。その地盤標高は洪水位の影響のない標高 715m盤に 設ける。

No. 2屋外開閉所とNo. 2発電所との連絡は発電所アクセス道路が共用で利用できる。またこの屋外開閉所をコントロールするケーブル・ダクトは発電所アクセス道路に併置して設ける。

#### 12.3 水車・発電機

El siete № 1およびNo. 2発電所で選択出来る水車型式は最大使用水量と有効落差からみてベルトン水車およびフランシス水車のいずれも採用可能である。但し、フランシス水車を採用するにあたっては、発電機回転子の周速がかなり速くなるので、設計上の留意が必要である。

調査団は、 El Siete MalおよびMal 水力発電所の水車タイプを決定する上で次の 各項目を考慮した。

a) Bl Siete No.1 およびNo.2 発電所の水路系は直列で、No.1 発電所の停止はNo.2 発

電所の停止を意味する。

- b) Na 1 発電所の有効貯水容量はNa 1 発電所の最大使用水量との比較において 6 時間分である。すなわち河川の自然流量との関係ではNa 1、Na 2 発電所共自流式発電所(Run-of-River)に分類される。
- c) アトラート川の流入土砂と水車の保守点検の頻度
- d) 水車タイプの相違による水車・発電機のコストの差
- e) 水車タイプの相違による発電所建屋の工事費の差
- f ) 水車タイプの相違による発電可能電力量の差

Stady of Boonomic Comparsion on Alternative Turbine Types

Name of Project	Unit	Bl Siet	e No. 1	El Siet	e No. 2
Type of turbine		Pelton	Francis	Francis	Pelton
Intake Water Level	m	1, 445, 00	1, 445, 00	1,068.50	1, 068, 50
Tail Water Level	# .	1,071.00	1,071.00	687.00	693, 00
Gross head		374.00	374.00	381, 50	375, 50
Less of head	"	21.00	18.00	24, 00	24.00
Effective head	"	353.00	356.00	357. 50	351.50
Maximum discharge	m¹/s	25.00	25.00	28.00	28.00
Installed Capacity	MW	75.00	75.6	85.0	83. 6
Annual energy production	GWh	508.0	512.3	588.3	578, 4
Annual benefit (B)	10°US\$	21, 354	21, 535	24,056	23.652
Construction cost	, ,,	134, 740	137, 678	114, 771	122, 270
Annual cost (C)	' "	16, 169	16, 521	13, 772	14,672
Energy cost	milUS\$/kwh	32.81	33. 24	24. 13	26. 1
B-C	10°US\$	5, 185	5.014	10, 283	8, 980
B/C		1. 321	1. 303	1.747	1.612

以上の検討結果にもとずき、 Bl Siete MalおよびNa2発電所の水車・発電機および主変圧器の主要諸元は次の如く定められた。

El Siete No. 1

El Siete No. 2

Turbine (水車)

Type :	V. Pelton turbine	V. Francis turbine
Output :	38, 300kw	43, 300kw
Max.discharge :	12.5 m³/s	14.0 m²/s
Effective normal head :	354.6 m	361. 2 m
Revolving speed :	300rpm	600rpm
No. of units :	- 2	2

#### Generator (発電機)

Type :	V. AC generator	V.AC generator
Capacity :	41, 600kVA	47.000kva
Voltage :	13.200 V	13. 200 V
Power factor :	0.9	0.9
Revolving speed :	300rpm	600rpm
No. of units :	2	2

### Transformer (主変圧器)

Type :	FOA	FOA
Capacity :	41, 600kVA	47. 000kva
Voltage :	230/13, 2kV	230/13, 2kV
No of units :	2	2

## 12.4 屋外開閉所機器の設計

屋外開閉所の主回路の接続方式は、連系送電線の事故あるいは発電機主回路の事故 発生時に、事故を局限化し、迅速な復旧が出来ること、保守作業時に、作業が安全に 出来かつ停電区間をできるだけ局限出来ること、さらに設備を簡略化し、建設費の低 減を図ることなどを考慮し次の如く定めた。

## 12.4.1 El Siete No. 1 水力発電所

Mo 1 発電所の屋外開閉所は発電所の対岸に位置し、その敷地標高はEL 1.081mである。したがって空気密度の低下により絶縁能力が低下するのでフラッシ・オーバー電圧を標高補正し、適切な母線間隔および母線の碍子個数を選定し、母線構成機器のBI L を下廻らないよう絶縁協調を図る必要がある。

## (1) 開閉サージに対する所要碍子個数

公	称	電	圧	230kV
最高	新許容	電圧	Um	245kV
開胃	月サー	ジ倍数	x n	 2. 8

開閉サージ電圧 Um× --- ×n 560kV

絕縁低下係数

1.2 (標高1000m程度)

がいしの所要絶縁強度

672kV

所要がいし個数(A)

12個

がいし保守に必要な個数(B)

1個

取り付けがいし個数 (A)+(B)

13個

がいしの50%のフラッシオーハー電圧

1185kV

BIL

900kV

# (2) 商用周波異常電圧に対するがいし連の絶縁裕度

公 称 電 圧

230kV

最高許容電圧 Um

245kV

異常電圧倍数 n

0.8 倍

絶縁低下係数 m

1.2 倍 (標高1000m程度)

がいしの所要耐電圧 Um ×n×m

235kV

所要がいし数

13個

がいしの商用周波注水耐電圧

420kV

 1.8

# (3) 母線間隔および対地間隔

母線間隔および対地間隔を決めるにあたっては屋外開閉所機器よりさきに母線が フラッシ・オーバーしないよう必要な絶縁間隔を考慮した。すなわち、次の値を採 用した。

対 地 間 隔

2.500mm 以上

相 間 隔

3,500mm 以上

Mo 1 発電所の計画地点は屋外開閉所を建設する上でのスペースは比較的余裕があるので、通常型の開閉機器で構成するものとした。なお、母線構成は二重母線方式を採用することにより、屋外開閉機器あるいは連系送電線の保守点検のために発電機の停止を避けることが可能である。なお、屋外開閉所に設置される主要しゃ断器にはSF。ガスしゃ断器を採用するものとした。

## 12.4.2 El Siete No. 2 水力発電所

No. 2 発電所の屋外開閉所の位置は、発電所建屋と同じ右岸側であるが、スペースの関係で約 300 m 上流側の比較的平坦な場所を選定した。この場所の敷地標高はEL. 715 m であり、No. 1 発電所の屋外開閉所の標高と比較し 370 m 低い。しかし、母線間隔、がいし個数、母線構成、屋外機器の仕様についてはNo. 1 発電所の設計方針と同一とした。

なお、No.2 発電所の屋外開閉所には15MVA の 230kV/115kV の3相変圧器を設置し、 既設 115kVを引き込むことにより Choco県のQuibdo市に電力供給が出来るよう考慮し た。

Fig. 12-7 (1)および(2)にNa 1 およびNa 2 発電所の主回路接続図を、Fig. 12-8 (1)および(2)にNa 1 およびNa 2 発電所の屋外開閉所の機器配置図を示す。

Fig. 12-7 (1) Single Line Diagram for El Siete No.1 P.S.

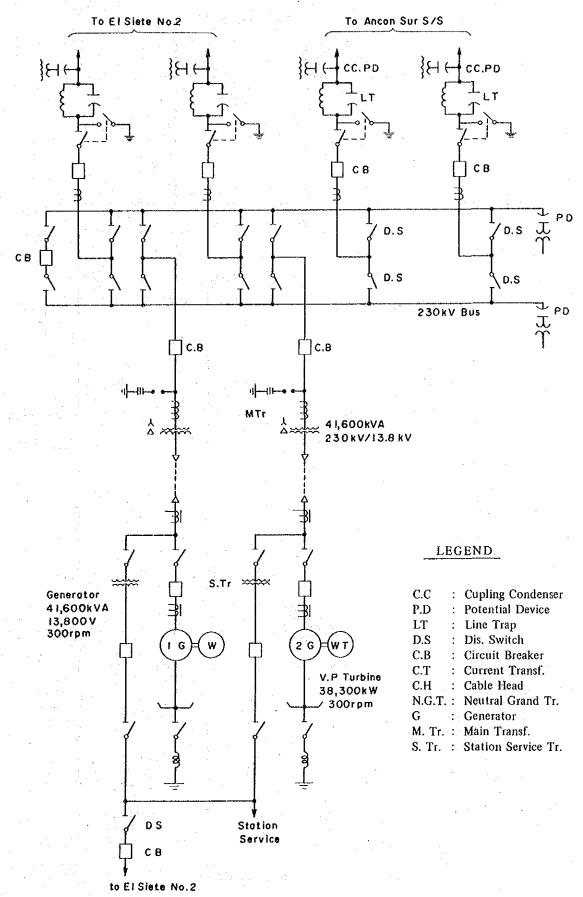
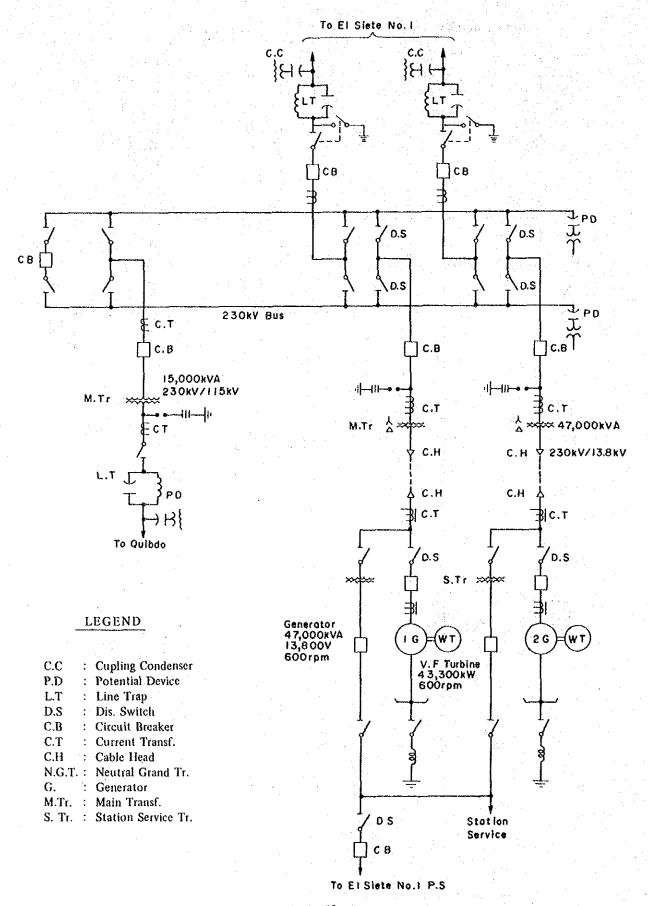


Fig. 12-7 (2) Single Line Diagram for El Siete No.2 P.S.



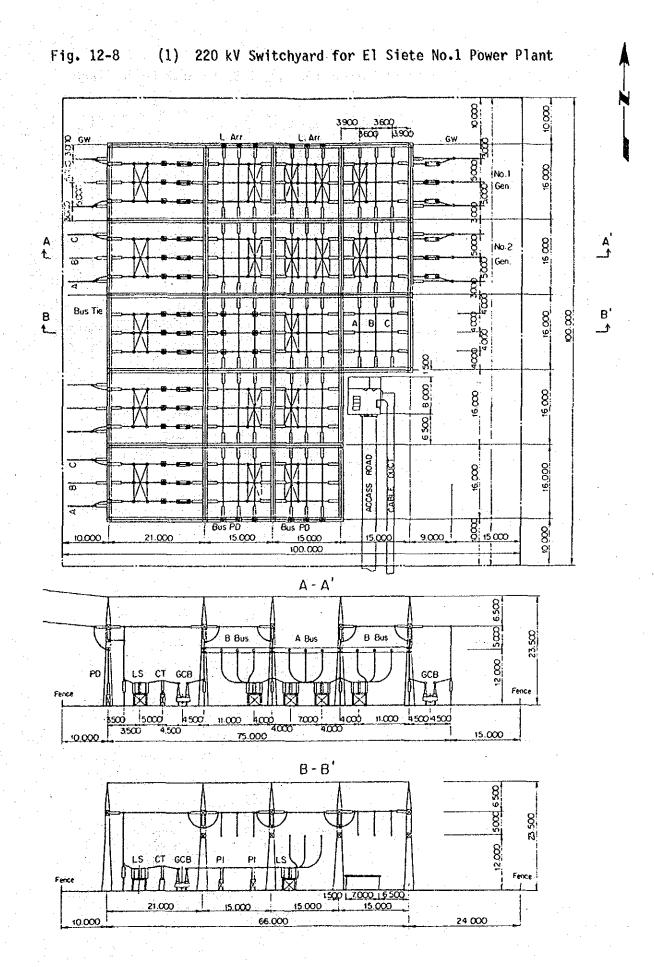
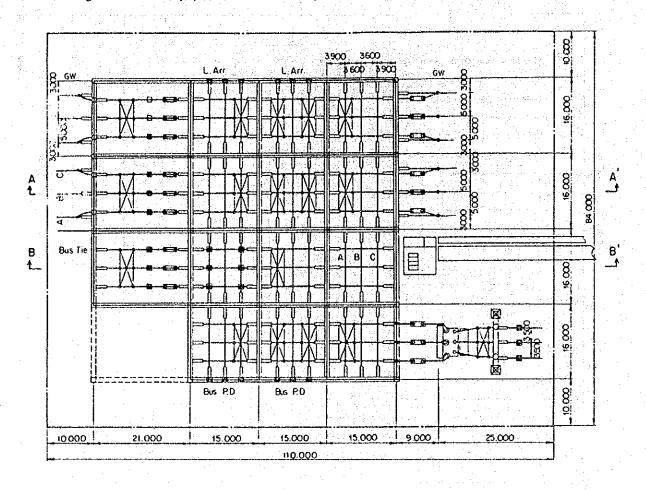
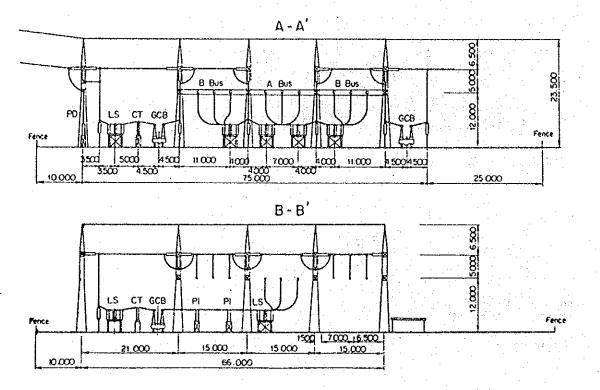


Fig. 12-8 (2) 220 kV Switchyard for El Siete No.2 Power Plant





# 12.5 通信設備の設計

#### 12.5.1 設計 条件

本計画に必要な通信設備について、以下の条件にもとづき設計する。

(1) B1 SieteMa 1 及びMa 2 発電所は 230kV送電線により Ancon Sur変電所と接続され、 その発生電力の大部分は、Medellin電力 (B.P.M)に供給される。

このためEl SieteMalおよびMall 発電所への給電指令はMedellin市にあるE.P.M 給電指令所より行われるものとする。

- (2) B1 SieteNa 2 発電所はB1 SieteNa 1 発電所からの遠方制御による運転が可能なものとする。
- (3) B1 SieteMa 1 発電所とボゴタ市にある ICEL本社との間にはAncon Sur 変電所を経由し、業務連絡回線を構成するものとする。但し、Ancon Sur 変電所より ICELの通信系統までの回線構成については、本プロジェクトの範囲からは除くものとする。
- (4) Bolombolo 変電所~Quibdo変電所間の既設 115kV送電線は、本計画にて系統変更され、Quibdo変電所へはBL SieteMa 2 発電所より電力供給されることになるため、BL SieteMa 2 発電所~Quibdo変電所間に保安用電話回線を構成する。

なお、当回線の構成に必要な通信設備は、工事用に使用した設備を転用する。

(5) El SieteMa 2 発電所~El SieteMa 1 発電所~Ancon Sur 変電所間の 230Kv送電線の保線事務所はEl SieteMa 1 発電所に置くものとする。

#### 12.5.2 通信回線の構成

(1) 電力線搬送回線

本計画に必要な給電用並びに保安用等の通信回線は、当該地域における既設通信回線との協調をとり、信頼度の高い線間結合方式による電力線搬送回線により構成する。

通信回線の区間及び所要回線数は以下の通り。

1) El SieteNa 1 発電所~Ancon sur 変電所

一 給電用テレメータ回線 …………… 1 //

- 搬送保護用信号伝送回線

2 .

上記回線についてAncon Sur 変電所よりさらに回線延長が必要な場合には、 BPM及びISAの既設通信回線並びに将来計画等との協調を図り、別途計画する必要 がある。

2) El SieteMo 1 発電所~El SieteMo 2 発電所

一 遠方制御用情報伝送回線 …………… 2 回線

一保安用電話回線 ……………2 / //

一 搬送保護用信号伝送回線 …………………………… 2 //

遠方制御用情報伝送回路は、送電線1L及び2Lの電力線搬送回線により2ルート構成とする。

3) B1 SieteNa 2 発電所~Quibdo変電所

— 保 安 用 電 話 回 線 ············· 1回線

4) Bl SieteMa 1 発電所~VHF 基地局

- VIIF 基地局制御用回線 ------- 1回線

当回線は、保線用移動無線回線と接続される。

(2) 保線用移動無線回線

Bl SieteMa 2 発電所~El SieteMa 1 発電所~Ancon sur 変電所間送電線沿線の無線サービスエリアを確保するため、La Manza峠付近にVHF 基地局を設置し、保線用移動無線回線を構成する。

VHF 基地局の制御はEl SieteNa 1 発電所より電力線搬送回線を使用して行う。

#### 12.5.3 通信設備の概要

(1) 電力線搬送設備

12.5.2-(1)項で述べた電力線搬送回線を構成するため、次の各区間に電力線搬送装置、結合装置等を設置する。

(区 間)

(結合方式)

(電搬装置容量)

El SieteNo.1 ∼Ancon sur

Phase to phase

1 CH (Speech Plus signal

Operation) ×3 Sets

El SieteNa 1 ~ EL SieteNa 2

Phase to phase

1 CH (") × 2 Sets

El SieteNa 2 ∼ Quibdo

Phase to Barth

1 CH

# (2) 搬送保護リレー用信号伝送設備

本計画により建設される送電線の保護方式は、El SieteMol~Ancon sur 変電所 間は方向比較方式、El SieteNal~Na2間はトランスファトリップ (TFT)方式を採 用するものとし、これらの保護リレー信号を電力線搬送回線を使用して伝送するFS 方式の搬送保護リレー用信号伝送装置をB1 SieteNa 1 発電所、Na 2 発電所及び Ancon Sur変電所設置する。

#### (3) 情報伝送設備

Bl SieteMa 2 の遠方制御運転に必要な監視制御信号を伝送するため、El SieteMa 1発電所及び№2発電所にデジタル伝送方式の情報伝送装置を設置する。

また、Ancon Sur 変電所に両発電所の運転情況を監視表示するため、情報伝送装 置を設置する。

#### (4) VHF 移動無線設備

VHF 基地局にプレストーク方式のVHF 無線装置を設置する。El SieteNa 1 発電所 には移動局用の車載及び携帯無線機を配備する。

#### (5) 送電線故障点標定設備

El SieteNa 1 発電所~Ancon Sur 変電所間 230kV送電線(亘長約 100km)の事故 復旧作業の迅速化を図るため、送電線故障点標定装置を設置する。

当装置はパルスレーダー方式とし、EL SieteMal発電所に設置する。El Siete Mal~El SieteMa2間は亘長が8kmと短いため設置しない。

#### (6) 電話 設備

El SieteNa 1 発電所に共電式またはトーンリンガー方式の給電用電話装置及び保 安電話用の電話交換機を設置する。

これらの装置は、電力線搬送回線により、Ancon Sur 変電所経由でEPM 給電指令 所及びICELのPAX 電話網に接続される。

#### (7) 通信用電源設備

El SieteNa 1 発電所、El SieteNa 2 発電所、Quibdo変電所及び VHF基地局には、 浮動充電装置及び蓄電池より構成れさる直流無停電電源方式の電源装置を設置する。

なお、Ancon sur 変電所については、別途直流電源の供給が可能なものとし、本 計画からは除外した。

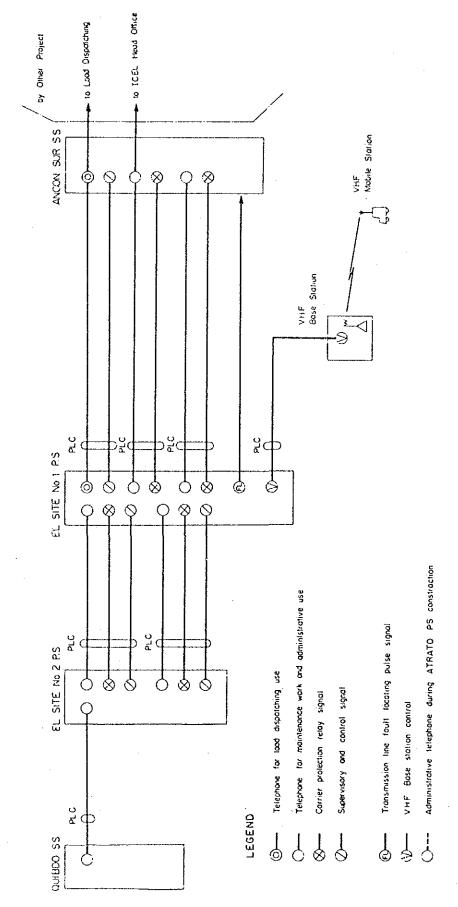
VHF 基地局は、配電線からの商用受電が困難な地域に設けられるため、B1 Siete No.1 発電所~Ancon Sur 変電所間送電線からPD結合により受電する。

Fig. 12-9 Telecommunication System

administration use. Telephone set load dispatching Legena: Power line carrier equipment Telephone set administration EL SITE NO.2 PS Coupling capacitor and phase to earth VHF control terminal Carrier protection relay signal coupling device transmission equipment 115 kV 1. Coupling capacitor and phase to phase СОТ Cyclic degital transmitter VHF radio equipment coupling device Separation filter ----- Charging Rectifier Transmission line fault locater (Existing) SF-CO Separation filter and phase to phase --|||| | |-- Battery Private automatic telephone coupling device exchange Coupling capacitor potential device and intercircuit coupling device 50 km VHF Base Station (Near to La Manza) EL SITE NO.1 PS ANCON SUR SS 115kV 230 kV 8 km 1L230 kV 100 km (Near to La Manza) J--7880 1-488J-1 H-OST 2L 2L QUIBDO SS 1-000× SF.CD SFCD PRO PRO PLC PRO PAX Network CDT PRO - LDC WHF Mobile Station EL SITE PS Maintenance Office Communication Cable 7 km 

Note: The equipment surrounded by dotted line will be transfered from that of ATRATO Project Construction Site and BOLOMBOLO S.S, which will have been used for construction

Fig. 12-10 Telecommunication Circuit



# 第13章 送電計画と電力系統解析

# 第13章 送電計画と電力系統解析

13. 1	送電計画	••••			 ••••	•••	 	 	· · · · · 13 - 1
							1.		
13. 2	電力系統解	析	*** *** *	•••••	 	•••	 •••••	 . 4	••••13 – 1

# FIGURE LIST

		n
* * *		Page
Fig. 13-1	Alternative Route of Atrato Line	13-2
Fig. 13-2	Layout of Transmission Lines	13-5
Fig. 13-3	Alternative Transmission Voltage, 230 kV & 115 kV.	13-7
Fig. 13-4	National Primary Network	13-16
Fig. 13-5	Impedance Map in 1993 Network	13-21
Fig. 13-6	Power Flow of 230 kV Atrato Lines	13-23
Fig. 13-7	Power Flow of 115 kV Atrato Lines	13-24
Fig. 138	Power Flow Diagram	13-26
Fig. 13–9	Dynamic Stability Swing Curve after $3\phi$ G-Fault at El Siete No. 1 P.S.	1328
Fig. 13–10	Dynamic Stability Swing Curve after	13-29
Fig. 13–11	Short-Circuit Current	13-31
1 2 - +		
	TABLE LIST	
Table-13.1	Economic Comparison of Transmission Voltages	13-8
Table-13.2	Conductor Size and Corona Voltage	13-10
Table-13.3	Economic Comparison of Number of Line	13-12
Table-13.4	List of Power Stations and Power Demand Used for the Calculations	13-19

# 第13章 送電計画と電力系統解析

#### 13.1 送電計画

Atratoプロジェクトの発生電力は、B1 Siete No. 1(75MW) 及びNo. 2発電所 (85MW) を合わせ160MW である。この電力は 1 S A の全国連系系統を通じて地域の系統に供給されるものである。プロジェクト地点はMedellinの西南約 100kmの地点に位置しており、 I S A の連系系統はMedellinで E P M 系統に接続されている。プロジェクト地点と受電系統間の送電距離を考慮した場合、Medellinにある I S A の系統に接続するのが系統構成の点で最も適している。

EPM電力系統から供給されているMedellin地域は、首都Bogotaに次ぐ電力の大消費地であり、Atratoプロジェクトの運開が予定されている1993年のEPM系統のピーク負荷は約 1.700MWと予想されている (第7章、Table~7.5)。このため、Atratoプロジェクトの発生電力の大部分はMedellinで消費されると予想される。

#### (1) 受電変電所

Medellin地域の受電変電所としては、ISAのAncon Sur 変電所とEPMのEvinga-do変電所とが考えられるが、次の理由によりAncon Sur 変電所とするのが有利である。

- 一 電力系統上、Ancon Sur 変電所は各電力会社の送電網の連系点としての機能を 有し、電力融通を行う点で有利である。
- Medellin市の郊外に位置するAncon Sur 変電所は、新たに送電線を引込む場合、 環境上の制約が少ない。
- Ancon Sur 変電所は、現在建設中であり、Atrato送電線を引込むためのスペースを確保しやすい。

#### (2) 送電ルート

EPM電力系統への送電方法として、次の3ルートが考えられる。

ルート1: Atrato~Ancon Sur 変電所

ルート2: Atrato~Canafisto 発電所

ルート3: Atrato~Ancon Sur-Esmeralda 送電線

これら3ルートについて検討した結果、ルート1が最も有利である。Fig. 13-1に各

ルートの概略を示す。これらの案は地形条件及び工事条件を考慮すると、Atratoから Bolombolo迄は同じルートを通ることになる。

各ルートの得失を以下に記す。

9. !o Legend O P.S. or S.S. Canadisto P.S. Town or City Atrato project Medellin Other project Ancon Sur S.S. (ISA) Caldas (Atrata) ΕI Siete Siete La Mansa No.2 P.S. No.1 P.S. Bolombolo Bollvor 60 km 8 km Esmeralda S.S.

Fig. 13-1 Alternative Route of Atrato Line

# 1) ルート1: Atrato~Ancon Sur 変電所

このルートはAtrato(BI Siete No. 1発電所)からBolivar, Bolombolo, Amaga 及びCaldasの町を経由してAncon Sur 変電所に至る。その距離は約100kmである。新設送電線はEPMのAncon Sur 変電所からQuibdoに電力を供給する既設 115kV 送電線に殆ど並行することになる。系統構成の面で、この案は他の案に比較して最も簡単であり、系統運用が容易である。工事工程の面では、既設変電所に直接引込むため、他のプロジェクトの進捗状況の影響を受けない。

#### 2) ルート2: Atrato~Cañafisto 発電所

このルートはAtrato(El Siete No.1発電所)からBolombolo間はルート1と同

じで、BolomboloからCauca川沿いに北上してCanafisto 発電所に至る。その距離は約110kmで3案の中では最も長く建設費も高くなる。Canafisto 発電所は230kV送電線(亘長30km, 1993年完成予定)でAncon Sur 変電所に接続される計画である。AtratoからCanafistoを経由してAncon Sur 変電所に至る総距離は 140kmで、送電損失が3案の中では最も多くなる。工事工程の面では Canafistoプロジェクトの完成を待たなければならないという制約が伴う。

# 3) ルート3: Atrato~Ancon Sur-Esmeralda 送電線

このルートはAtrato(El Siete No. 1発電所)からCaldas迄はルート1と同じで、Caldas付近でAncon Sur- Bsmeralda送電線(1988年完成予定)に至る。その距離は約90kmでルート1より10km程短く、3案中では最も短い。この案はAtrato送電線をAncon Sur- Esmeralda送電線に遮断器を介さず直接接続する方法であり、送電線の短縮と遮断器を節約することの経済的なメリットがある反面、遮断器が無いことによる送電系統の運用の困難さが伴う。系統構成が複雑になるため、主幹送電系統の信頼度を低下させることになる。

上記の比較の結果、ルート2は送電距離が最も長く、ルート3は送電系統の運用が 困難になること、一方ルート1は送電距離が短く系統運用も容易であるため、この案 を採用するのが最も有利である。

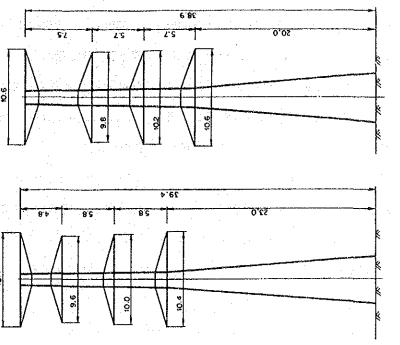
#### (3) 送電線ルート沿の地形

Atrato送電線の亘長は、El Siete No. 2 発電所とEl Siete No. 1 発電所間が8km, El Siete No. 1 発電所間が8km, El Siete No. 1 発電所とAncon Sur 変電所間が100km で合計108km となる。送電ルートの経過地は、プロジェクト地点から標高 2,000mの西アンデスの稜線を越え、一旦 Cauca川に降り再び中央アンデスに入り標高1,700mのAncon Sur 変電所に至る。この間の標高は600~2,000mの範囲で変化する(Pig. 13-2)。送電線ルートの延長を標高別に区分すると以下の通りとなる。

	標 高	<u> </u>	離
	2,000m (最高)	2	km
j Jak	1,000~2,000 未満	76	km
	600~1,000 未満	30	km
		108	km

標高1,000m以上の区間は78kmで全亘長の72%であり、この区間は相対空気密度の低下により絶縁及びコロナ臨界電圧が低下する。

ルート沿いにはMcdellinとQuibdoを結ぶ国道が通っており、Bl Siete, La Mansa, Bolivar, Bolombolo, Amaga等の町が点在している。



(c) 230kV Line Steel Tower, Standard Type

(ii) Strain Tower

(i) Tangent Tower

(EPM)

Ancon Sur

Bolombolo <sub>1</sub>

230kV

(off) x 230kV

115/230M9 Tr.

(0,0)

Quipdo

Ancon Sur (1S4)

(b) Switching of Quibdo Line

Coce Coce

(a) Profile of Transmission Line

#### (4) 送電電圧の選定

コロンビア国の主幹送電系統は 500kV及び 230kVで、2次送電系統は 115kVでそれ ぞれ構成されている。但し、500kV送電線は現在230kVで運転されているが、El Siete No.1及びNo.2発電所が運開される時点では500kVで運転される予定である。

Atrato送電線の電圧を決定するに当たっては、送電電力(160MW) 及び 送電距離(108km) を考慮し、既存の電圧階級から選定する。

500kV送電線は2,000MW以上の送電能力を有するので、本プロジェクトに対しては過大設備となるため、検討の対象としなかった。230kVと115kV送電線について比較検討した結果、230kVを採用することにした。

以下に230kVと115kV送電線の2案についての検討内容を記す。

第1案: 230kV送電線

この案は、230kV 送電線を新設し、El Siete No. 1, 及びNo. 2発電所と ISA のAncon Sur 変電所の230kV母線を結ぶ方法である。

第2案: 115kV送電線

この案は、EPMのAncon Sur 変電所とQuibdo変電所を結ぶ既設 115 kV Quibdo 送電線(1回線)を利用する方法である。同送電線の導体サイズはACSR336MCMで、その送電熱容量は90MW程度である。この送電線の他に115kV 2回線を新設し合計 3回線で、El Siete No. 1.及びNo. 2発電所 とEPMのAncon Sur 変電所の115kV母線を結ぶ。

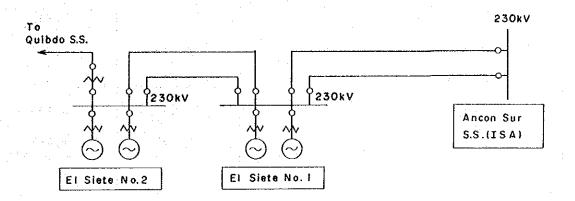
これら2案の系統構成をFig. 13-3に示す。ここでは両案の送電線の供給信頼度を同じにするため、1回線停止しても160MMの送電が継続できる設備とした。即ち、115kV送電線では3回線、230kV送電線では2回線とした。

これら両案の経済比較は、それぞれの送電線、変圧器、開閉機器の建設費と送電損 失の年経費で比較した。

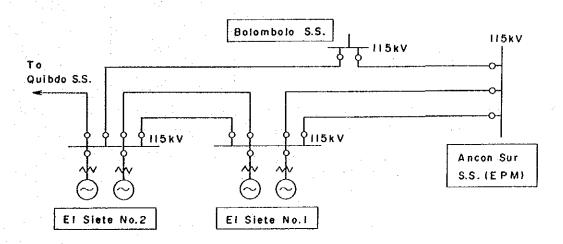
比較結果をTable-13.1に示す。

# Fig. 13-3 Alternative Transmission Voltage, 230 kV $\alpha$ 115 kV

# a. 230 kV Lines



# b. 115 kV Lines



#### Legend:

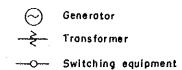


Table-13.1 Economic Comparison of Transmission Voltages

		italia e introducio di incidenti
Voltage Items	230 kV	115 kV
Construction costs (Thousand US\$)		
Transmission lines	13,392	8,705
Transformers	2,568	1,048
Switching equipment	5,672	4,352
Total	21,632	14,105
(1) Annual cost	2,596	1,693
Transmission losses		
Peak power loss (kW)	2,950	7,080
Annual energy loss (GWh)	17.13	41.12
Power loss (Thousand US\$)	456	1,095
Energy loss (Thousand US\$)	382	917
(2) Annual cost	838	2,012
Total of annual cost (1) + (2) (Thousand US\$)	3,434	3,705 ( 271)

Note: (1) Annual factor is 0.12 of construction cost for transmission line, transformer and switching equipment.

- (2) Cost for power loss and energy loss
  - (a) 154.7 US\$/kW/year
  - (b) 0.0223 US\$/kWh

この結果、230kV送電線が115kV送電線に比較して有利である。建設費だけの比較では115kV送電線が有利であるが、送電損失が非常に大きく230kV送電線の2.4倍になる。このため、総合比較では230kVが115kVより年経費で271千USドル少ない。この結果、230kVを採用することにした。

なお、これら両案の汐流・電圧計算結果は、13.2(4)項に記した。送電損失の算定は、 この汐流計算結果によった。

#### (5) 電線サイズの選定

電線サイズの選定に当たっては、コロナ発生電圧及び送電容量を考慮して検討を行った。ACSR 330mm², 410mm²及び 520mm²の3種類の電線サイズについて検討した結果、ACSR 410mm²を選定した。以下に検討内容を記す。

#### 1) コロナ発生電圧

Atrato送電線のルートは(3)項に記した通り標高600~2,000mの山岳地帯を通る。 標高が高くなるにつれ相対空気密度の低下により、コロナ発生の臨界電圧が低下す る。このため、通常の運転電圧においてコロナが発生しない電線サイズを選定しな ければならない。

ACSR 330mm<sup>2</sup>, 410mm<sup>2</sup> 及び 520mm<sup>2</sup> の各電線サイズのコロナ臨界電圧をTable-13.2に示す。標高を2,000mと1,500mの2ケースとし、それぞれのケースにおいて 晴と雨の気象条件で検討した。

Table-13.2 Conductor Size and Corona Voltage

Corona voltage & conductor size Elevation	gradi condu	um vol ent on ctor s kV/cm)	the urface	coron criti	ent of a dist cal vo o (kV/	ruptive ltage	1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	distru al volt V (kV)	age
& Climate	330 mm <sup>2</sup>	410 mm <sup>2</sup>	520 mm <sup>2</sup>	330 mm <sup>2</sup>	410 mm <sup>2</sup>	520 mm2	330 mm <sup>2</sup>	410 mm <sup>2</sup>	520 mm <sup>2</sup>
Case-A H = 2,000 m t = 20°C Fair weather				19.9	19.6	19.4	277.1	302.2	325.1
Case-B H = 2,000 m t = 15°C Rainy weather				*1 16.1	15.8	15.7	*2 223.9	244.2	262.7
Case-C H = 1,500 m t = 25°C Fair weather	16.5	14.9	13.7	20.4	20.1	19.9	283.9	309.7	263.2
Case-D H = 1,500 m t = 20°C Rainy weather				*1 16.4	16.1	16.1	*2 229.3	250.1	269.2

Note: 1) \*1 : Ego < G

2) \*2 : V < System voltage 230 kV

この結果、ACSR330mm<sup>2</sup>はコロナ臨界電位の傾き(Ego) が最大表面電位の傾き(G)を下廻り、標高2,000m及び1,500mの両ケースとも雨天時にコロナが発生する。この場合のコロナ臨界電圧は標高 2,000mで223.9kV, 1,500mで229.3kV となり、系統電圧 230kVを下廻る。従って、コロナ臨界電圧の面から選定すべき電線サイズはACSR410mm<sup>2</sup>以上でなければならない。

#### 2) 送電容量

ACSR330nm<sup>2</sup>, 410mm<sup>2</sup>及び520mm<sup>2</sup>の送電熱容量は以下の通りである。

電線サイズ	許容電流(KA/Line) *1	送電熱容量(MW)*2
ACSR 330mm²	0.720	272/Line, 524/2 Lines
ACSR 410mm <sup>2</sup>	0.830	314/Line, 624/2 Lines
ACSR 520mm²	0.965	365/Line, 730/2 Lines

Note:

\*1 電線の連続使用温度を90℃とした場合

\*2 送電熱容量Pの算定は次式による

$$P = 3 V I Cos \theta \qquad (MW)$$

ここで、

V = 送電電圧 ( = 230kV) (kV)

I = 電線の許容電流 (kA)

Cos θ = 線路汐流の力率 (ここでは0.95とした)

コロナ臨界電圧の面から電線サイズは最少ACSR410mm<sup>2</sup>を採用しなければならない。ACSR410mm<sup>2</sup>の送電熱容量は314MM/Lineであり、El Siete No.1 及びNo.2発電所の合計出力160MM に対して充分に余裕がある。

#### (6) 回線数

回線数の決定に当たっては、供給信頼度と経済性を考慮して検討した結果、2回線 を採用することにした。以下に検討内容を記す。

## 1) 供給信頼度

El Siete No. 1 及びNo. 2発電所用ダムは日間調整式であり、貯水容量が少なく発電所の運転時間は長い。このため両発電所とも稼動率が極めて高く77~79%に達する。このことは、発電所又は送電線が何らかの原因で停止すると即ダムの益水を招くことになる。このため送電線の原因により発電所の運転が極力制約を受けないような送電計画を行う必要がある。即ち、送電線が1回線停止しても、発電及び送電を継続できる2回線設備とするのが供給信頼度の点で有効である。

#### 2) 経済性

1回線と2回線の経済性の比較は、それぞれの送電線建設費と送電損失の年経費の比較で行った。この結果、2回線を採用することにした。検討結果をTable-13.3に示す。

Economic Comparison of Number of Line

(Thousand US\$)

Number of Line	l Line	2 Line
Costs		
Construction costs		
Transmission line	9,180	13,392
Switching equipment	1,440	2,880
Total  Total	10,620	16,272
Annual costs		
Transmission line	1,102	1,607
Switching equipment	173	346
Power loss	471	236
Energy loss	394	197
Total	2,140	2,386 *( 246)
kWh loss/day	7	0.0
(caused by the interrupted line)	*246 is equival of the interru	

Note: (1) Annual factor is 0.12 of construction cost for transmission line and switching equipment.

- Cost for power loss and energy loss (a) 154.7 US\$/kW/year (2)

  - (b) 0.0223 US\$/kWh

これによると、1回線と2回線の年経費の差は246千USドル/年で1回線が経済的である。しかし1回線の場合、送電線事故及び保守作業停止により、前項に述べた通りダムの流入を貯留できず益水させなければならない。送電線が1日停止した場合の損失収入を試算すると約70千USドル/日となり、上記の年経費差 246千USドル/年は3~4日間の送電線の停止に相当する。

一方、送電線の事故は地理的条件や気象条件の影響を受けることが多く、殊に雷撃による事故は地域により差はあるが、事故全体の60~80%を占める。 I K L Mapによると、コロンビア国地域の I K L (Isokeraunic Level) は60となっており、この値はかなり高いレベルである。事故統計によると、 I K L が20の地域での事故頻度は5回/100km/年程度である。これを I K L が60のコロンビア国地域に換算すると、事故率は15回/100km/年に相当する。即ち、Atrato送電線(108km)では年間16回程度の雷撃を受けることになる。

送電線は事故による停止の他に、定例的な保守作業の停止が加わる。これらのことを考えると、年間3日以上の送電線の停止が予想される。このことは、Atrato送電線の供給信頼度を上げるために、2回線を採用しても過剰投資にならないことを示している。

#### (7) 既設115kv Quibdo送電線の接続変更

EPMのAncon Sur 変電所からBolombolo 変電所を経由してQuibdo変電所に至る 既設115kV Quibdo送電線(160km) は、Atrato project地点を通過している。この送 電線はEPMのAncon Sur 変電所からBolombolo 変電所及びQuibdo変電所へ電力を 供給するための設備である。

一方、本プロジェクトのAtroto送電線 (108km) は、EPMのAncon Sur 変電所の近くに位置するISAのAncon Sur 変電所へ接続する計画である。この結果、既設115kV Quibdo送電線と230kV Atrato送電線は同一ルートを平行して通り、両送電線の汐流は108km区間が互いに逆方向になる。この逆方向の汐流を改善するために、既設115kV Quibdo送電線をBI Siete No. 2 発電所に接続し、ここからQuibdo変電所へ電力を供給する。一方、同送電線のBolombolo 変電所とBI Siete No. 2 発電所の区間は系統から切り離すことにする (Fig. 13-2 (b))。この接続変更により次の効果がもたらされる。

- Quibdo変電所への電力供給の信頼度が向上する。
- 既設Quibdo及びAtrato送電線の送電損失が逓減する。
- 既設Quibdo送電線の保守経費が逓減する。

#### (8) 送電線設備の概要

本プロジェクトの新設送電線の概要は以下の通りである。

1) El Siete No. 2 発電所~Bl Siete No. 1 発電所

亘 長 8 km (B, L, 800~1,100 m)

雅 庄 230kV

回 線 数 2

電 線 ACSR 410mm<sup>2</sup>

架空地線 GSC 55mm<sup>2</sup>, 2条

碍 子 250mm 縣垂碍子、16~17個連

支 持 物 アングル鉄塔

2) Bl Siete No.1 発電所~Ancon Sur 変電所(ISA)

亘 長 100km (E.L. 600~2,000m)

電 E 230kV

回 線 数 2

電 線 ACSR 410mm<sup>2</sup>

架空地線 GSC 55mm<sup>2</sup>, 2条

碍 子 250mm 縣垂碍子、16~17個連

支 持 物 アングル鉄塔

3) Bl Siete No. 2 発電所~既設Quibdo送電線(付替区間)

亘 長 0.5km (B.L. 800~1,000 m)

電 圧 115kV

回 線 数 1

電 線 ACSR 170mm<sup>2</sup> (ACSR 336MCMに相当)

架空地線

GSC 38mm² , 1条

望 子

250mm 縣垂碍子、10~11個連

支 持 物

アングル鉄塔

# 4) 鉄塔形状

Fig. 13-2 (c)に230kV送電線の標準的な鉄塔形状を示す。

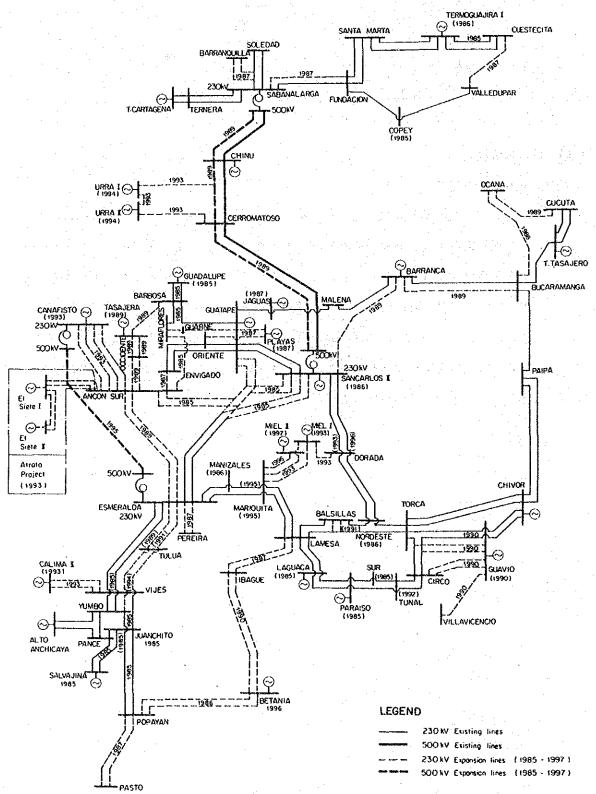
# 13.2 電力系統解析

#### (1) 電力系統の概要

コロンビア国の電力系統は全国レベルの単一系統を構成し、その主幹系統は230kVで、2次送電系統は115kVでそれぞれ構成されている。なお、北部のCORELCA系統と中南部の系統(EPM, EEEB, CVC及びICELの系統)とを連系する500kV送電線が1982年に建設され、現在230kVで運転されている。

更に、Urra No. 1, No. 2 及びCanafisto 発電所用に500kV 送電線の拡張が計画されている。 500kV送電線が運転されると、主幹送電系統は500kV及び230kVで構成されることになる。全国の主幹系統図をDwg. -03及びFig. 13-4に示す。

Fig. 13-4 National Primary Network



# (2) 系統解析の内容

Siete No. 1及びNo. 2発電所の開発とその送電計画に伴い、両発電所の電力の安定送 電と関連の電力系統の諸特性を検証するために、系統解析を行う。

ここでは次のテーマを解析の対象とした。

- Atrato送電線の電圧選定のための系統計算
- -- El Siete No.1 及びNo.2発電所の発電機と関連系統の安定度の検証
- 主幹系統の系統特性の把握
- -- 主幹系統の短絡電流

#### (3) 系統計算の条件

系統解析のための種々の計算条件を以下の通りに設定する。

- 1) 計算の対象年度と計算項目
  - i) 計算の対象年度

El Siete No.1 発電所及びNo.2発電所の運開が予定されている1993年。

- ii)計算項目
  - 一 汐流・電圧計算
  - 一 安定度計算
  - 短絡電流計算
- 2) 計算条件
  - i)汐流·電圧計算

汐流計算においては、EEEB, EPM, CVC, CORELCA及びIC ELの各発電設備出力の約80%を運転し、不足分はISAの発電設備で賄うこ とにより系統全体の需給バランスをとることにした。

電力系統の運転条件を次の様に設定して、汐流・電圧計算を行う。

系統の維持電圧 : 定格電圧の95~105%

発電機の運転電圧:

定格電圧の95~105%

発電機の運転力率: 0.85以上

変圧器のタップ比:

 $1.00 \pm 0.075$ 

負 荷 力 率:

0.90

系 統 負 荷: 約8,000MW(ピーク時)

上記の系統電圧を維持するために、電圧補償用のStatic condenser又は

Shunt reactor を適正な変電所の母線に設置する。各地域の電力系統の需要と運転発電機をTable-13.4に示す。

Table-13.4 List of Power Stations and Power Demand Used for the Calculations

	Power	Paralle	led Power	Stations
Power System	Demand	Rated	Rated	Output at
10402 0,000	(MW)	Capacity	Output	peak hr.
		(MVA)	(MM)	(MW)
EEEB	·			
Salto, Coleg.		531	425	400
Paraiso, Guaca	:	750	600	600
Sub total	2,040	1,281	1,025	1,000
EPM		680	550	440
G. Lupe, Trone.			560	480
Guatape		700		1
Playas		250	200	170
Tasajera	* -	375	300	260
Sub total	1,640	2,005	1,610	1,350
CVC				
Alto Anchi.	· ·	430	345	340
Calima		450	360	310
Salvajina	•	337	270	270
Sub total	1,000	1,217	975	920
ICEL	Į		0.53	
Rio Negro, etc.		314	251	200
El Siete No.l		93	. 75	75
El Siete No.2	:	106	85	85
Paipa		210	170	170
Barranca	<u> </u>	120	97	80
Tasajero		188	150	150
Sub total	1,740	1,031	828	760
7.0.1		<u> </u>		
ISA Chivor		1,250	1,000	860
Chinu Chinu		1,250	133	50
		1,550	1,240	848
San Carlos		210	170	160
Jaguas		625	500	480
Betania				860
Guavio		1,250	1,000	
Sub total	0	5,051	4,030	3,258
CORELCA				
	1 550	1 , , , ,	000	700
Sub total	1,550	1,240	992	780
	- 0			
Grand Total	7,970	11,825	9,460	8,068
orang room		,	,,,,,	0,000

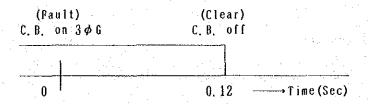
Burger of the second of the second

## 3) 安定度計算

El Siete No.1 及びNo.2発電所の発電機を対象とした安定度計算を次の条件で行った。系統外乱として、Atrato送電線に3相地絡事故(3 ø G - Fault)を適用しその後の発電機の動揺を検証する。外乱が系統に対して過酷なインパクトとなるように次の条件を付加する。

- 一 事故点の抵抗を零とする。
- 発電機のAVR及び調速機の機能を無視する。
- 一 事故送電線の再閉路は行わない。

送電線に適用する事故シーケンスは次図の通りである。事故除去時間は保護リレーが正常に動作するものとして0.12秒で計算する。



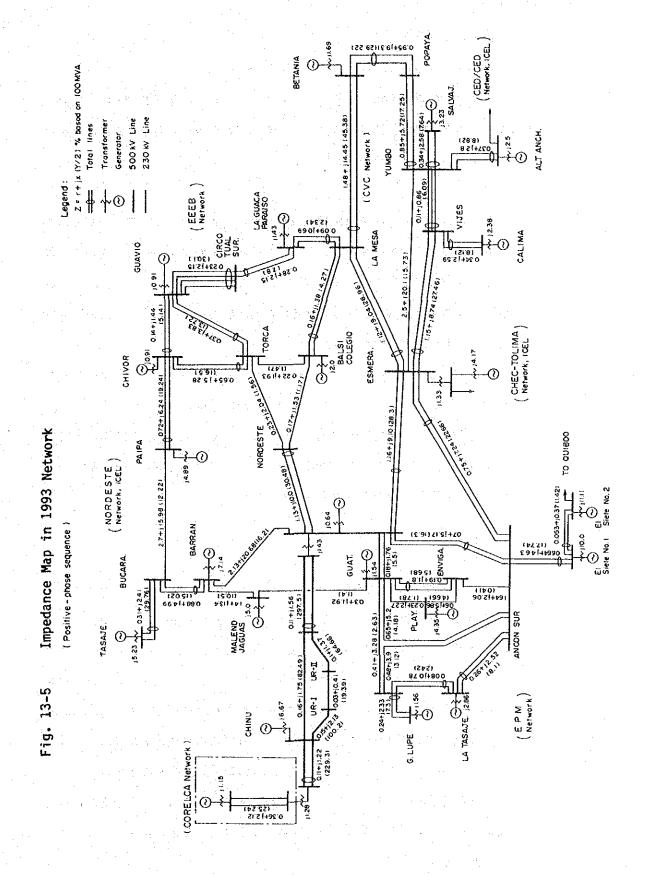
#### 4) 短絡電流計算

短絡電流計算に使用した系統の運転発電機の容量は、1993年ピーク負荷時の汐流計算の場合と同じ容量とした。即ち、系統負荷約 8,000MMにおける運転発電機の容量は約 12,000MVAである。各系統の発電機容量をTable-14.3に示す。

発電機インピーダンスは過渡インピーダンスXd'を使用した。

#### 5) 系統構成

計算の対象とした送電系統の範囲は、500kVと230kVの主幹送電系統とした。主 幹送電系統は南北1,000km 以上に亘る広範囲なメッシュ系統であり、計算に 当たっては各地の系統を簡略化した。特にAtrato地点から最も離れているCOR - ELCA系統は一機系統として模擬した。この系統の簡略化は、Atratoプロジェクトを対象とした系統計算に限った場合、系統を詳細に模擬した場合に比較し て計算結果に及ぼす差は殆ど無視出来るので、系統解析手法の点で特に問題はない。計算に使用した系統構成及び線路定数をFig. 13-5に示す。



#### (4) 解析結果

#### 1) 汐流・電圧計算

#### a . Atrato送電線の電圧比較

Atrato送電線の電圧を選定するに当たって、同送電線の電圧を230kV又は115kVとした場合の系統特性を比較するために、それぞれの電圧における汐流計算を行った。両電圧の系統構成をFig. 13-3に示す。

#### i)230kV送電線

230kV 送電線の汐流をFig. 13-6 (a), (b)に示す。(a) は平常運転時で送電線の全区間が2回線の場合を、(b) は全区間の1回線が停止し、残り1回線で運転している場合である。B1 Siete No. 2 発電所とISA のAncon Sur変電所間の電位差は、2回線運転時に2.8%、最も条件の厳しい1回線運転時で3.7%であり許容範囲にある。

230kV 送電線の場合は、系統電圧を維持するためにEl Siete No.1 及びNo.2発電所から主幹系統への無効電力の供給が期待できる。

送電損失電力は平常運転時で2.95MWである。この値は115kV 送電線の損失電力と算定範囲を合わせるために、EPMのAncon Sur 変電所とBolombolo 変電所間の送電損失も含んでいる。

#### ii ) 115kV送電線

115kV送電線の汐流図をFig. 13-7 (a), (b)に示す。 (a)は平常運転時で送電線の全区間が3回線の場合を、(b) は最重汐流線(El Siete No. 2-Bolombolo)が停止した場合である。Bl Siete No. 2 発電所とEPMのAncon Sur 変電所間の電位差は平常運転時に4.3%、最も条件の厳しい1回線停止時に5.3%である。これらの電位差は比較的大きいが、EPMのAncon Sur 変電所の 115kV母線電圧を定格値の100%以内に維持すれば、El Siete No. 1及びNo. 2発電所の115kV 母線電圧は105%以下で運転できる。

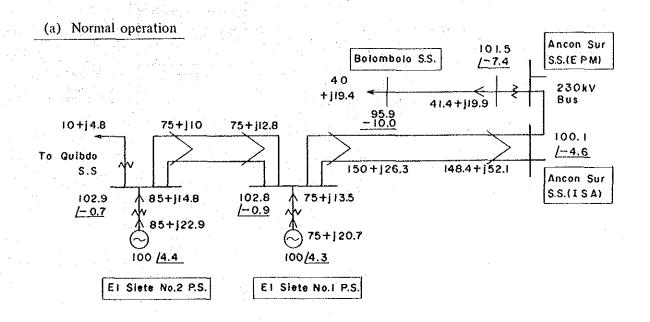
115kV 送電線の場合は、El Siete No.1 及びNo.2発電所から2次系統へ無効電力を供給すると、発電所の母線電圧が上昇するため、系統電圧の維持能力が期待できない。

送電損失電力は平常運転時で7.08MVである。

両電圧を比較した場合、次の点で230kVが有利である。

- 一 系統電圧の維持能力
- 送電損失電力の逓減

Fig. 13-6 Power Flow of 230 kV Atrato Lines



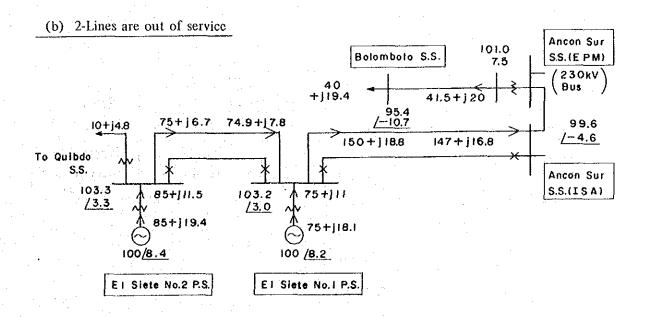
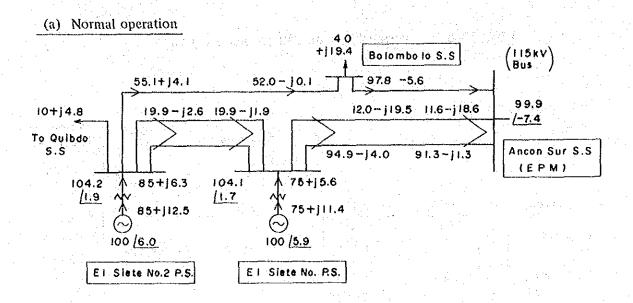
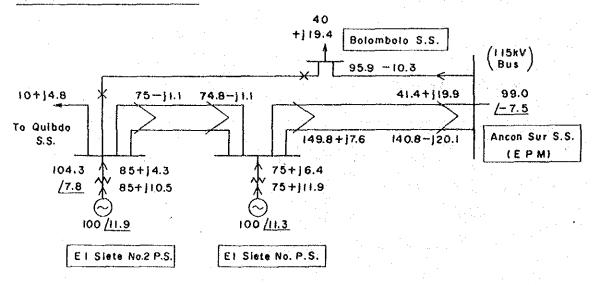


Fig. 13-7 Power Flow of 115 kV Atrato Lines



### (b) 1-Line is out of service

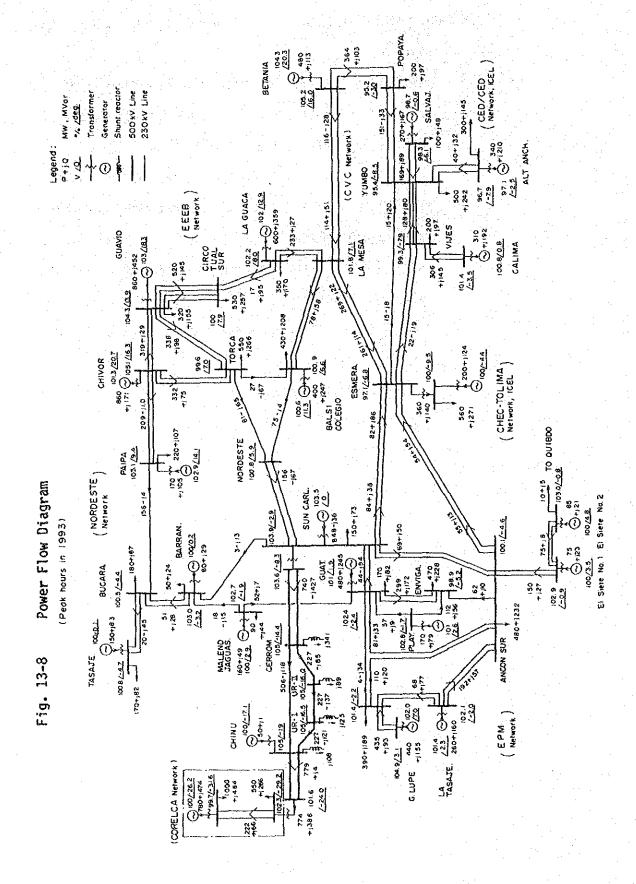


#### b. 主幹系統

主幹系統の汐流図をFig. 13-8に示す。主幹系統の特性として電圧面で次のことが挙げられる。

- 一 南部のCVC系統の母線電圧が他の地域の系統に比較して低い。 これは、CVC系統においては需要の中心地と主要な発電所との 距離が長く、電圧降下が大きくなるためである。
- 一 中部のSan Carlos変電所と北部の Sabanalarga変電所を結ぶ 500 kV送電線のフェランチ現象により、500kV 系統とその近傍の 230kV 系統の電圧が上昇する。この電圧上昇を抑制するため、 500kV 送電線にShunt reactor が必要である(Fig. 13-8 では 663MVA)。軽負荷時にはピーク負荷時に比較して更に 500kV系統 の電圧が上昇するので、主幹系統の拡張に伴って電圧制御を目的 とした設備計画及び系統運用が必要である。

フェランチ現象は主幹系統固有の特性であり、Atratoプロジェクトとは関係なく発生する現象である。



# 2) 安定度計算

安定度計算による発電機動揺曲線をFig. 13-9とFig. 13-10 に示す。Fig. 13-9は外乱をAtrato送電線(E1 Siete No. 1発電所~Ancon Sun 変電所)のEl Siete No. 1発電所の母線の至近端に適用し、2回線の内の1回線を開放したケースである。Fig. 13-10 は外乱をAncon Sur 変電所の母線の至近端に適用し、2回線の内の1回線を開放したケースである。いずれのケースともEl Siete No. 1, No. 2発電所及び関連系統の発電機は極めて安定である。

外乱発生後のEl Siete No.1 及びNo.2発電所の発電機の位相角は定常時に比較して30~35度増加するが、発電機動揺は3~4秒後に収束に向かうので、これらの発電機動揺が関連系統に及ぼす影響は極めて少ない。

Atrato送電線のB1 Siete No. 1 発電所とNo. 2発電所の区間に外乱を適用した安定度計算は実施しなかった。その理由は、この区間は送電線の亘長が8kmと短く、かつ汐流も少ないので、両端の位相差は1度以下となり、安定度が問題となる系統状況でないためである。

Fig. 13-9 Dynamic Stability Swing Curve after 3¢ G-Fault at El Siete No.1 P.S.

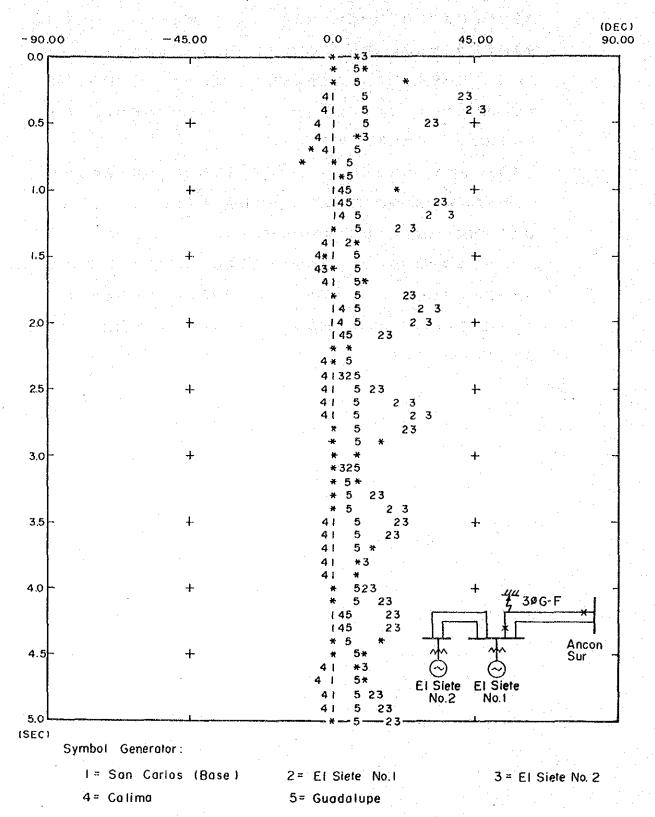
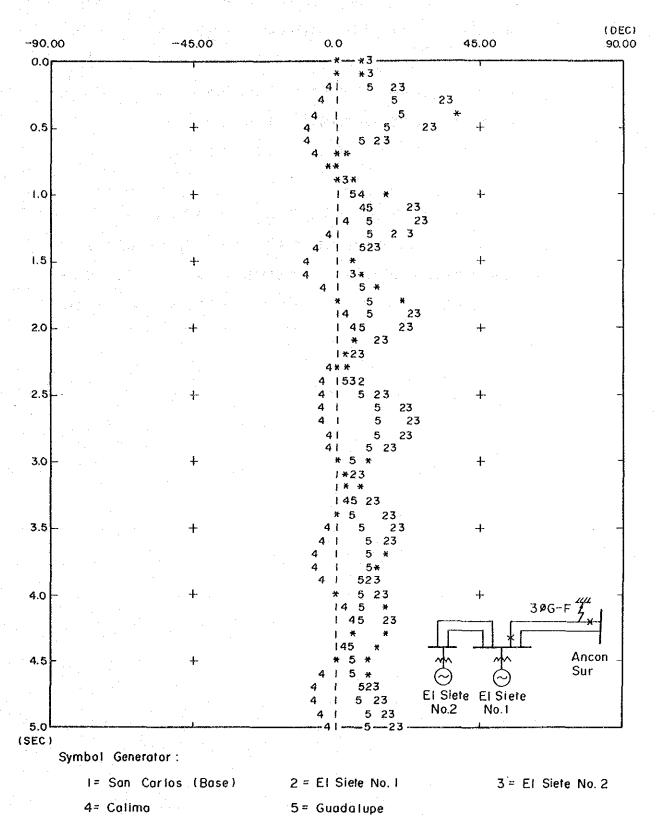


Fig. 13-10 Dynamic Stability Swing Curve after 3¢ G-Fault at Ancon Sur S.S.



#### 3) 短絡電流計算

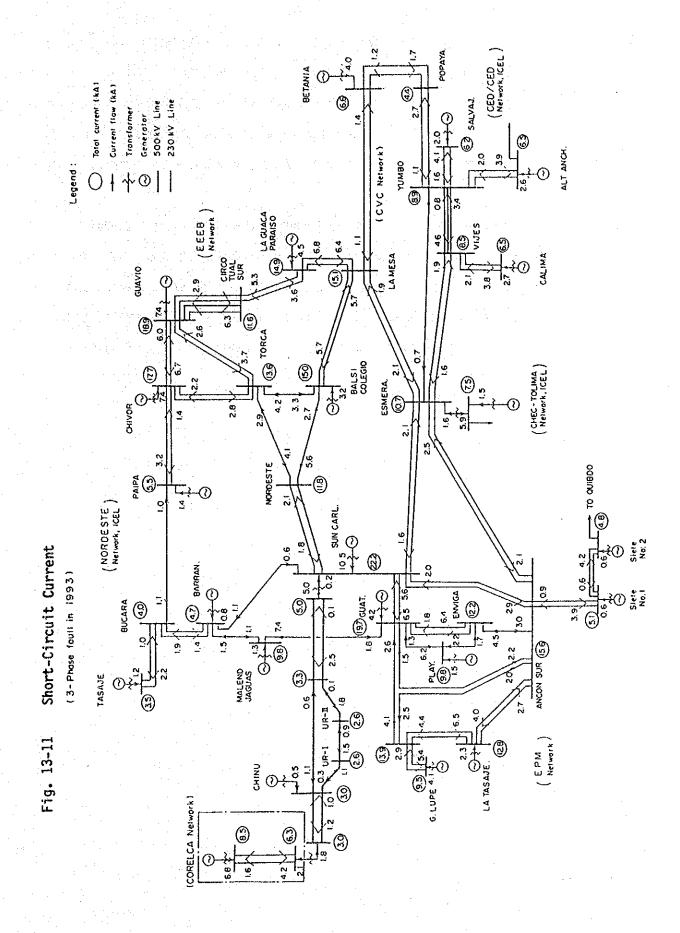
短絡電流計算結果を各発変電所の母線の3相短絡電流値でFig. 13-11に示す。 Atrato送電線が接続されている母線の短絡電流は次の通りである。

B1 Siete No. 1 発電所の 230kV母線: 5.1KA (2,020MVA)

B1 Siete No. 2 発電所の 230kV母線: 4.8KA (1.911MVA)

Ancon Sur 変電所の 230kV母線: 15.6KA (6.215MVA)

BI Siete No. 1 及びNo. 2発電所の発電機からAtrato送電線を介してAncon Sur 変電所に流入する短絡電流の値は0.9KA である。この短絡電流の増分が Ancon Sur 変電所の電力機器に及ぼす影響は無視出来るレベルである。このため Ancon Sur 変電所の電力機器に対して、短絡電流の増分対策を行う必要はない。



#### 4) 系統周波数の変動

B1 Siete No. 1 及びNo. 2発電所の発電機の内で最大単機容量はB1 Siete No. 2 発電所の42.5MWであり、系統負荷に対する比率は極めて低い。このため、これらの発電機の一台が系統から脱落した場合の系統周波数の低下も微々たる値である。ここでは、B1 Siete No. 1及びNo. 2発電所を定格出力(160MW)で運転中、Atrato送電線が2回線とも停止し、160MW 全量が系統から脱落した場合の周波数低下を試算した。

1993年の系統負荷はピーク時で約8,000MW、深夜軽負荷時で約3,200MW(ピーク負荷時の約40%相当)と予想されている。160MWが系統から脱落した場合の周波数低下は、試算値でピーク負荷時に0.2HZ(系統周波数59.8HZ)、深夜軽負荷時に0.5HZ(系統周波数59.8HZ)となる。これらの周波数低下が電力系統機器に及ぼす影響は殆ど無視出来るので、本プロジェクトは系統周波数を大きく変動させる要因にはならない。