No. 4

国際協力事業団

エクアドル共和国
エクアドル電力庁

全国電力系統信頼度向上対策計画調査

最終報告書

要　約　版

1994年7月

電源開発株式会社

鉱調資
J　R
94 － 105

エクアドル共和国　全国電力系統信頼度向上対策計画調査　最終報告書　要約版
94・7
国際協力事業団
電源開発株式会社
LIBRARY

国際協力事業団

エクアドル共和国
エクアドル電力庁

全国電力系統信頼度向上対策計画調査

最終報告書

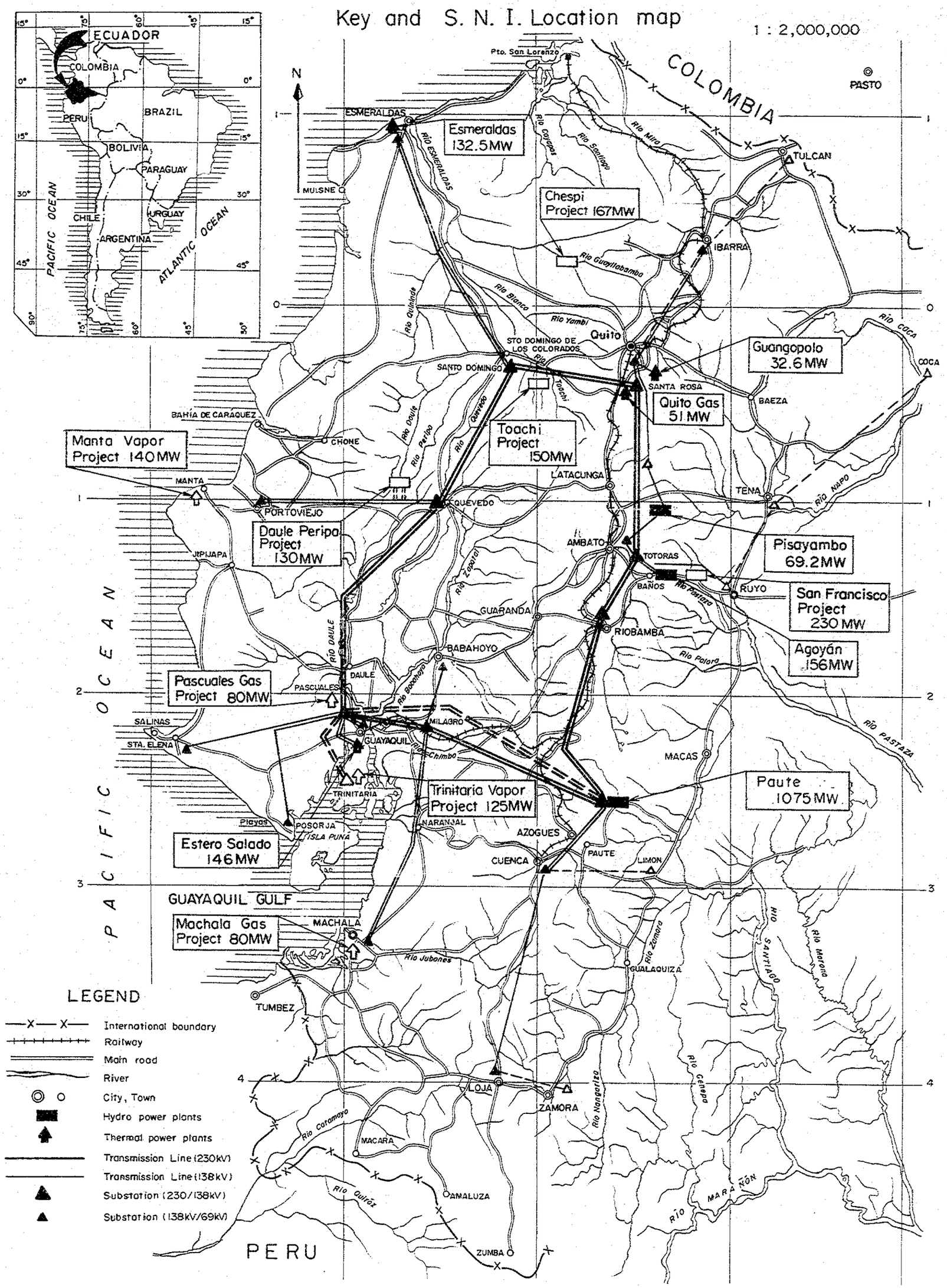
要　約　版

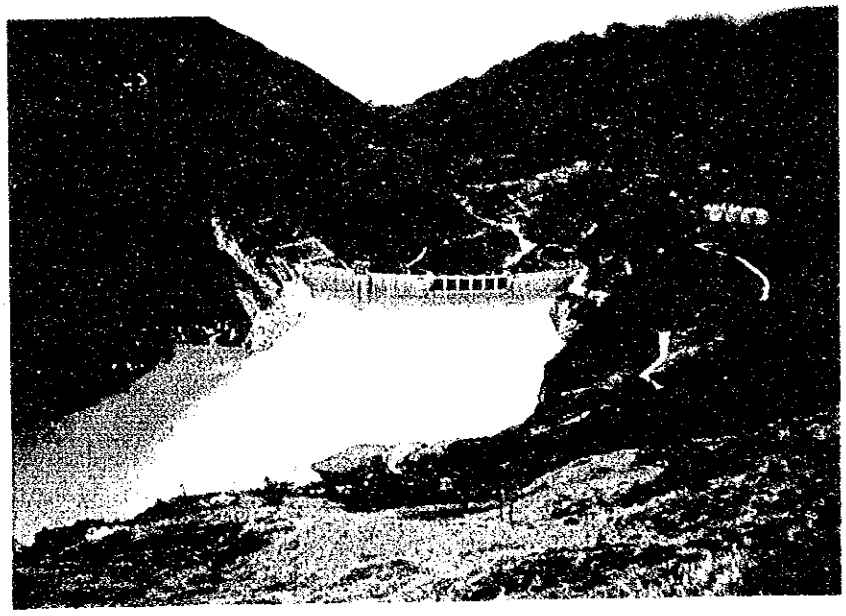
JICA LIBRARY
1119573[2]

1994年7月

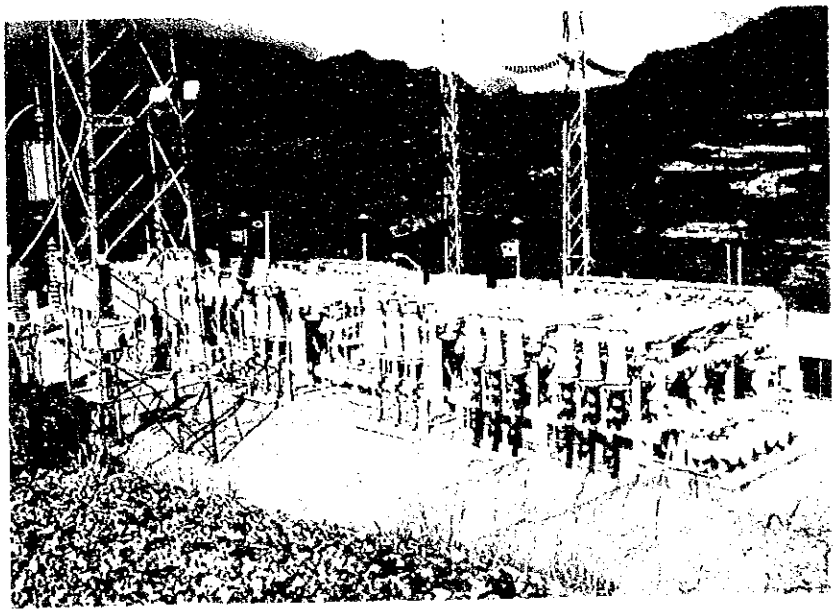
電源開発株式会社

国際協力事業団
27621

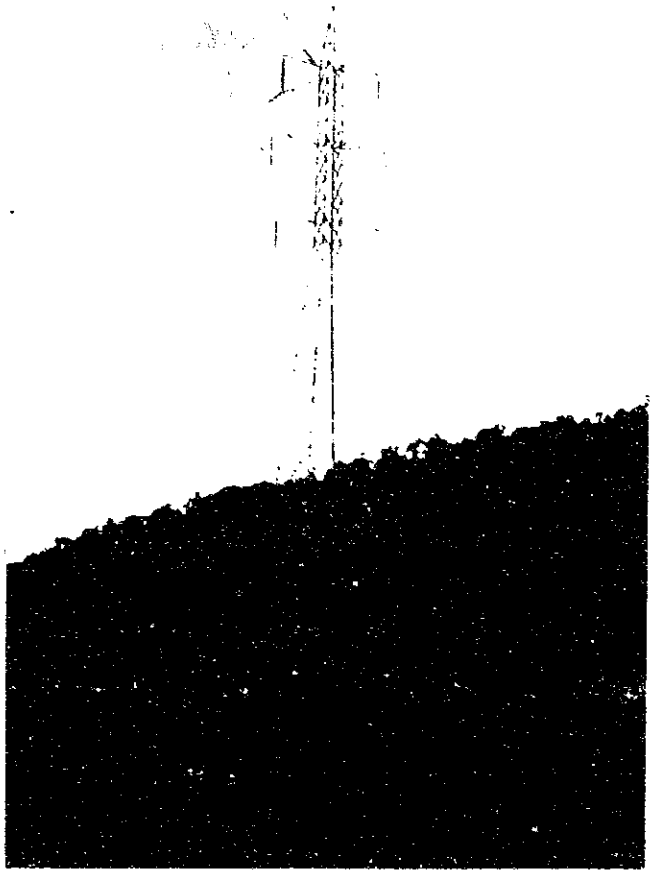

Key and S. N. I. Location map
1 : 2,000,000
ECUADOR
COLOMBIA
PERU
BRAZIL
BOLIVIA
PARAGUAY
CHILE
URGUAY
ARGENTINA
PACIFIC OCEAN
ATLANTIC OCEAN
N
COLOMBIA
PASTO
Pto. San Lorenzo
ESMERALDAS
Esmeraldas 132.5MW
MULSNE
Chespi Project 167MW
TULCAN
IBARRA
Quito
STO DOMINGO DE LOS COLORADOS
SANTO DOMINGO
SANTA ROSA
Guangopolo 32.6MW
Quito Gas 51MW
BAEZA
COCA
BAHIA DE CARAQUEZ
CHONE
Manta Vapor Project 140MW
MANTA
Toachi Project 150MW
LATACUNGA
TENA
PORTOVIEJO
QUEVEDO
Daule Peripa Project 130MW
JIPIJAPA
AMBATO
TOTORAS
Pisayambo 69.2MW
BAÑOS
RUYO
San Francisco Project 230 MW
GUARANDA
RIOBAMBA
Agoyán 156MW
BABAHOYO
DAULE
Pascuales Gas Project 80MW
PASCUALES
SALINAS
STA. ELENA
MILAGRO
GUAYAQUIL
MACAS
TRINITARIA
Trinitaria Vapor Project 125MW
Paute 1075MW
Playas
POSORJA
ISLA PUNA
NARANJAL
AZOGUES
Estero Salado 146MW
CUENCA
PAUTE
LIMON
GUAYAQUIL GULF
Machala Gas Project 80MW
MACHALA
GUALAQUIZA
TUMBEZ
LOJA
ZAMORA
MACARA
AMALUZA
ZUMBA
PERU
Río Esmeraldas
Río Coyaqos
Río Santiago
Río Mira
Río Guayllabamba
Río Blanco
Río Yambi
Río Quinindé
Río COCA
Río Toachi
Río Daule
Río Peripa
Río Quevedo
Río NAPO
Río Zapotal
Río Pastaza
Río Palora
RIO DAULE
Río Babahoyo
Río Chimbo
RIO PASTAZA
Río Jubones
Río Zamora
Río SANTIAGO
Río Morona
Río Nangaritza
Río Génepa
Río Catamayo
Río Quiróz
RIO MARAÑON
LEGEND
International boundary
Railway
Main road
River
City, Town
Hydro power plants
Thermal power plants
Transmission Line (230kV)
Transmission Line (138kV)
Substation (230/138kV)
Substation (138kV/69kV)



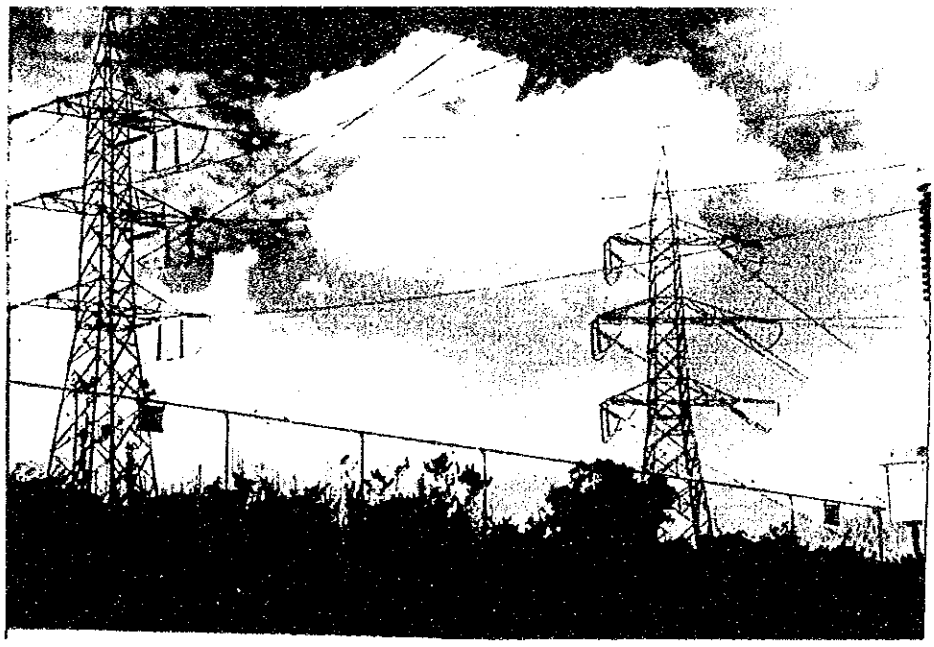
Reservoir of Paute Power Plant of SNI



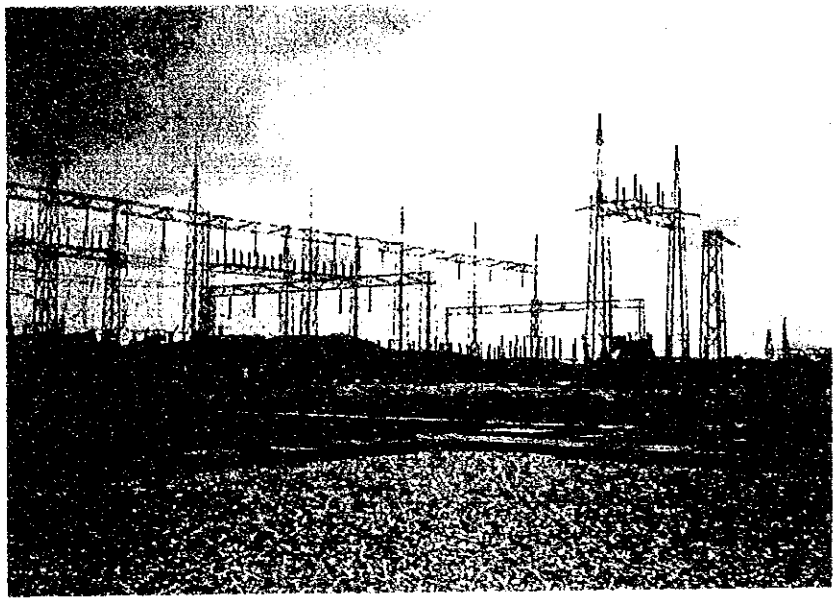
Out door substation of Paute Power Plant of SNI



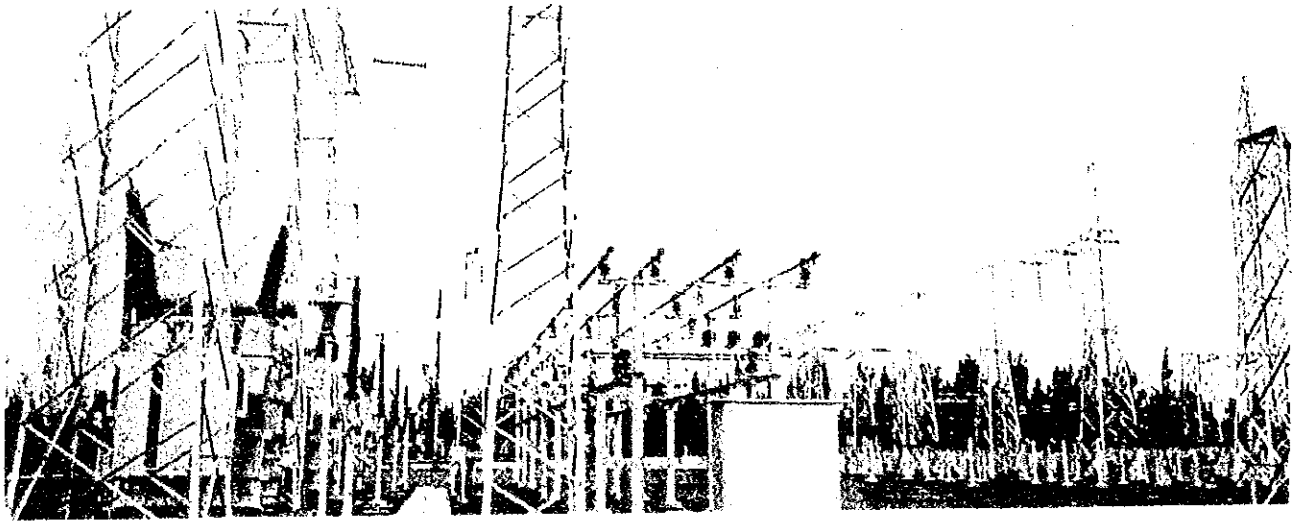
230 kV Transmission Line of SNI



230 kV Transmission Line of SNI
(The suburbs of Quito city)

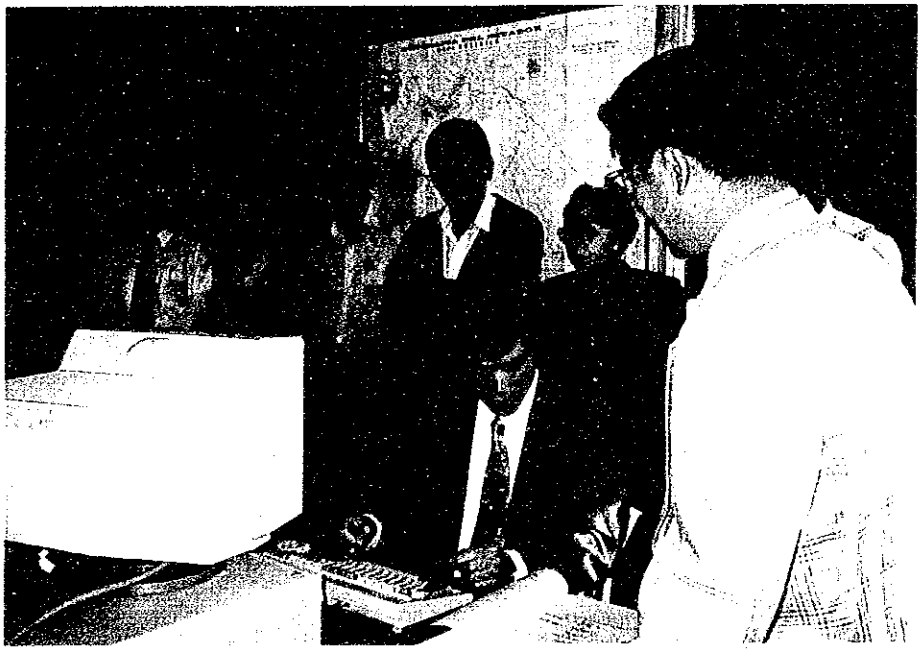


Pascuales Substation (230 kV)
(Guayaquil city)

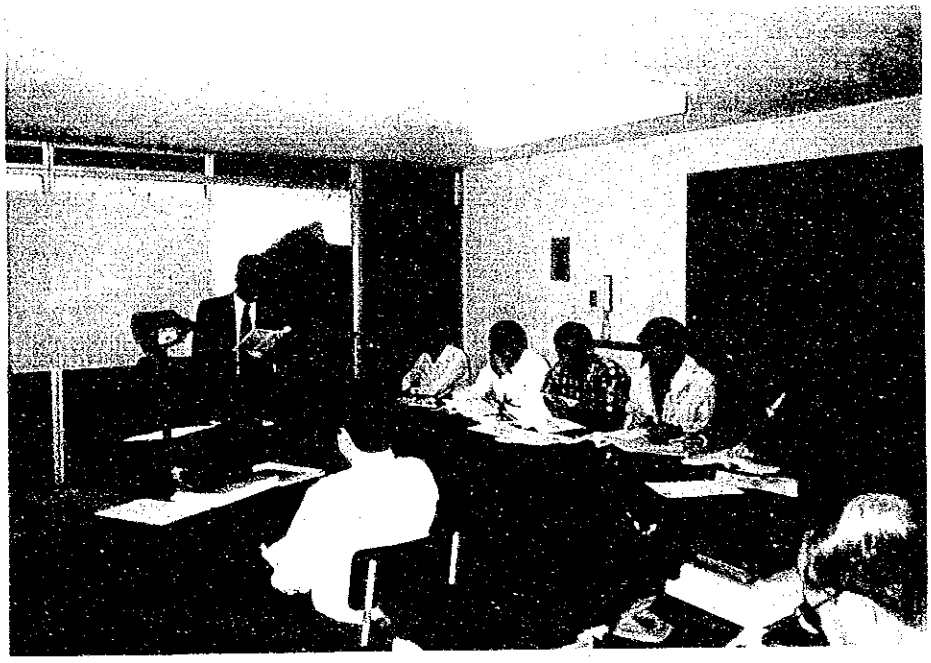


Totoras Substation (230 kV)

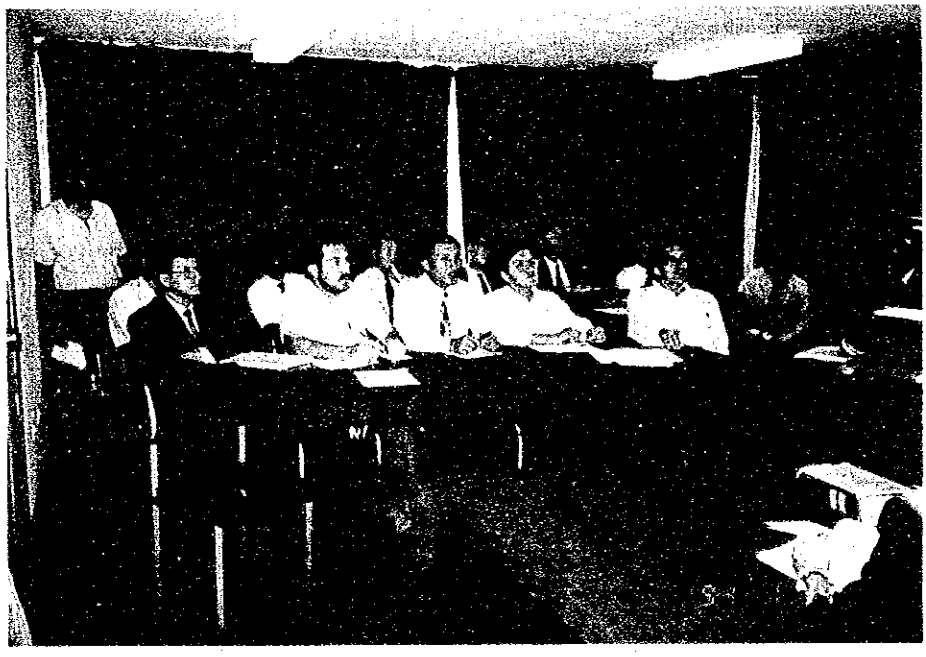
Technical Transfer
(Application of a personal computer and
Software donated by JICA)



Technical Transfer
(Operation of a personal computer and
Software donated by JICA)



Seminar of Technical Transfer



Seminar of Technical Transfer

目　次

頁

結論と勧告

第1章　緒　言

1.1　調査の背景 …… 1－1
1.2　調査の目的 …… 1－2
1.3　調査の範囲 …… 1－2
1.4　現地調査 …… 1－3

第2章　エクアドル共和国の概要

2.1　地　理 …… 2－1
2.2　気　候 …… 2－1
2.3　人　口 …… 2－1
2.4　経済およびエネルギー資源 …… 2－2
2.4.1　経　済 …… 2－2
2.4.2　エネルギー資源 …… 2－2

第3章　電力事情

3.1　電力需要の概況 …… 3－1
3.2　電気事業者 …… 3－1
3.3　電力供給設備の現状 …… 3－2
3.3.1　発電設備 …… 3－2
3.3.2　変電設備 …… 3－2
3.3.3　送電設備 …… 3－3

第4章　電力需要想定および供給計画

4.1　電力需要想定 …… 4－1
4.1.1　電力需要と経済成長の足どり …… 4－1

頁

4.1.2　電力需要想定手法 …… 4－1
4.1.3　需要想定結果 …… 4－1
4.2　供給計画 …… 4－2
4.2.1　電源開発計画 …… 4－2
4.2.2　需要供給バランス …… 4－2

第5章　系統解析

5.1　検討条件 …… 5－1
5.2　1993年 …… 5－1
5.3　1998年 …… 5－2
5.4　2003年 …… 5－2
5.5　解析結果のまとめ …… 5－3
5.6　負荷遮断と周波数低下 …… 5－4
5.6.1　負荷遮断 …… 5－4
5.6.2　周波数特性定数(K) の実測 …… 5－4

第6章　供給信頼度解析

6.1　供給信頼度の解析方法 …… 6－1
6.2　供給信頼度の現状と将来の予想 …… 6－1
6.2.1　1991年12月における供給信頼度 …… 6－1
6.2.2　1998年12月における供給信頼度 …… 6－2
6.2.3　2003年12月における供給信頼度 …… 6－2
6.3　供給信頼度の評価と代替案の検討 …… 6－2
6.3.1　1998年12月における供給信頼度 …… 6－2
6.3.2　2003年12月における供給信頼度 …… 6－2
6.4　定格電圧維持の必要性 …… 6－3
6.5　定格周波数維持の必要性 …… 6－3
6.6　供給信頼度解析からみた推奨案 …… 6－3

頁

第７章　給電指令業務と保護継電設備

7.1　給電指令業務と電力系統運用 …… 7－1

7.1.1　ＳＮＩの現状 …… 7－1

7.1.2　給電指令業務の現状 …… 7－3

7.2　新給電指令設備と給電業務 …… 7－4

7.2.1　新給電指令設備 …… 7－4

7.2.2　給電設備における将来計画 …… 7－5

7.2.3　通信設備の現状と将来計画 …… 7－5

7.2.4　需要予想と発電計画 …… 7－5

7.2.5　事故時の復旧操作 …… 7－6

7.3　保護継電設備 …… 7－7

7.3.1　保護継電設備の現状 …… 7－7

7.3.2　保護継電方式 …… 7－8

第８章　電力系統拡充計画

8.1　発電設備拡充計画 …… 8－1

8.1.1　設備計画の選択 …… 8－1

8.1.2　発電設備拡充計画 …… 8－1

8.2　送変電設備拡充計画 …… 8－3

8.3　建設工程及び工事費 …… 8－5

結論と勧告

1. 結　論

1.1　電力事情

1.1.1　発電設備

1993年1月現在、ＳＮＩには総計 2,278.2MWの発電設備があり、企業体別では、INECELが 74.26%、地方電力会社が 25.74%、発電所形式別では、水力発電所が64.5%、火力発電所が 35.5%の割合となっている。総発電設備出力は1971年から1981年の10年間に約4倍に、1981年から1991年の10年間には約 2.2倍の伸びとなっている。

エクアドルにおける水力発電所は毎年11月から2月までの渇水期に自流が減少するため、ファーム出力が、設備出力 1,470.1MWに対して 1,209.4MWとなる。また火力発電所は保守が十分でないため可能発電出力は設備出力 808.1MWに対して583.2MWに減少し、ＳＮＩ全体で最大可能発生電力は 1,792.6MWとなり、これは総設備出力の78.7%に相当する。また、エクアドルにおける電力消費のピークは12月であり、これが雨量の少ない月と一致しているため電力不足が深刻な問題となっている。

ＳＮＩにおける主要水力発電所はPaute発電所であり、その設備出力は 1,075MWで、これはＳＮＩ全発電設備出力 2,278.2MWの47%に当たり、水力発電設備の73%を占めている。また、可能発電電力量は 5,366.9GWhで全可能発電電力量の約50%,水力可能発電電力量の71%に相当し、ＳＮＩの全供給力（kWおよびkWh）はPaute発電所に依存するところが極めて大きい。

Paute発電所の有効貯水容量は 100,000,000㎥（1992年末現在 90,000,000㎥）であり、全設備出力 1,075MWで運転した場合 122時間（約5日）分の容量しかなく、しかも貯水池では現在年間約300万㎥の堆砂が進行しており、1991年からポンプ浚渫船（年最低排出能力 500,000㎥, 150㎥/h）が稼動して年間約 100万㎥を排砂している状態であり、渇水期における供給力の不足が深刻な問題となっている。また、Paute, Agoyán および Pisayambo発電所に代表される水力発電設備はいずれもAmazón川上流に位置し、立地上偏在していることから、旱魃時の供給力不足、電源設備支障時の供給力確保、定常時および事故時に供給力を確保するための送電設備

増強などを考慮して、ＳＮＩ全体としての適切な発電所の配置が必要と思われる。

一般に火力発電設備は老朽化しているものが多く、予備品の不足により補修が充分に行われていなく、設備出力を充分に保持できない現状である。地方電力会社の保有分については、至近年に修復する計画があり、また、1992年の異常渇水による電力不足に対処するためElectro Quil（25MW×１，50MW×１）やElectro Quito（33MW×１）などのガスタービン発電所が新会社により1993年中に運開の予定で建設されている。

1.1.2　送変電設備

電力系統はINECELによって全国一貫の運営を行うことを目的に、ＳＮＩとして設備されており、230kV送電線がループとなって基幹送電網を形成し、138kV送電線は発電所または地域との連系送電線として設けられている。

ＳＮＩには230kVの拠点変電所が７個所あり、その総設備容量は1992年末現在で1,451MVA、これらに連系する138kV変電所の設備容量は 1,618MVAである。230kV主要３変電所（Pascuales, Santa Rosa, Totoras）の変圧器はそれぞれ単相予備１台、Milagro, Sto. Domingo およびQuevedo変電所については３変電所に対して１相分の共通予備を備えているが、Riobamba変電所は単相変圧器３台で予備は備えてない。138kV変電所は Santa Elena, Ibarra, Loja が３相Autotransformerで３変電所用として１台の共通予備を備えている。138kV変電所では需要が増加してきており予備設備を考慮に入れた新設および増設を考える必要がある。

ＳＮＩを構成する230kVと138kVの送電線のルートは、太平洋沿岸高汚損地域，高温多雨・熱帯性風土の大型農園地帯，山岳地帯などと多様であり、事故にも地域的特色があるので、それぞれに適した保守が要求される。

1.2　電力需要想定および供給計画

1.2.1　需要想定

INECELは2010年までの長期需要想定を作成している。本調査では、「1人当りの消費電力と経済成長率の相関性」からマクロ的に需要想定を行った。この結果、INECELの想定値より全体的に下廻ったものの、比較的一致した。このため、需給バランス計画においては、マージンを見込み、INECELの大きめの需要想定結果を採用した。

この需要想定によれば、1992年の電力需要 1,442MW（7,422GWh）が、1998年に1,991MW（10,462GWh）、2003年には 2,595MW（13,654GWh）になるものと想定される。

1.2.2　供給計画

検討の結果、1992年時点で最大需要 1,442MWに対しファーム出力 1,784MW（設備出力 2,278.2MW）で、kWバランスでは充分な予備力を有している。

然しながら年間のkWhバランスでは、1992年時点で最大需要 7,442GWhに対しファーム電力量は 6,875GWhであり、1995年まではINECELの拡充計画においては供給力の不足が予想される。これに対応するためには Vaper火力の様なベース火力が必要であるが、1995年までについては短期間にて建設可能なGas火力にて対応せざるを得ず、INECELは1993年、1994年にGas火力の建設を計画している。これは時間的に見てやむを得ない計画である。

引き続き1995年以降kWhバランスでの不足が予想される。予想される電力需要に対応するためには、INECELの拡充計画は必要不可欠であり、遅れることなく遂行する必要がある。この計画の他に更に1997年はkWhを稼ぐ125MW程度のベース火力の建設が必要である。

1.3　系統解析

短絡電流レベル、送電線、変圧器の過負荷に関しては、各検討年において特に問題とならないが、1993年の運転電圧に関しては、北部の変電所の幾つかで97～103%の許容範囲に収まっていない。系統安定度についても、1993年は不安定ではないが、安定限界に近くなっている。

1993年は、３月時点での実潮流結果を基に解析しており、特に対策は講じてないが、INECELの計画にあるように、Paute～Pascuales間の送電線が４cctに増強され、Guayaquil近傍および北部における電源開発が進んでいく1998年、2003年には、上記の問題が軽減されてゆき、豊水期である６月断面においては、Paute発電所がほぼ定格出力まで運転可能となる。

Year/month	Paute 発電電力 (MW)	安定度結果	
		1 cct 遮断	2 cct 遮断
1998. 6	1,008	○	×
	954	○	○
1998.12	915	○	○
2003. 6	954	○	×
	897	○	○
2003.12	798	○	○

ただ、北部系の一部の変電所は、常時運転電圧の維持のためには、1998年、2003年時点にはINECELの計画以外に変圧器タップチェンジャー(OLTC)、調相用コンデンサーの設置が必要である。

1.4　供給信頼度解析

(1)　供給信頼度は、2003年までＬＯＬＰ 0.3日/月を確保できる。

(2)　JICA供与のコンピュータソフトを最大限に活用するためには、データの蓄積が十分でない。

(3)　Paute水力発電所はＳＮＩの総設備出力 2,279MWの47％（1,075MW）を占める大規模水力で、供給信頼度に多大な影響力を有し、その概要は次の通りである。

	設備出力 (MW)	ﾕﾆｯﾄ数 (台)	ﾌｧｰﾑ出力&ｴﾈﾙｷﾞｰ (MW)	(GWh)	実績 (GWh)	運開年
Paute (Phase A,B)	500.0	5	438.5	2,456.7	3,481.8	1983
〃 (Phase C)	575.0	5	459.4	-	1,883.0	1992
合　計	1,075.0	10	897.9	2,456.7	5,364.8	—

給電運用上、Pauteの水力発電所がＳＮＩの需給状況で占める割合を1993年のデータで渇水時及び実績で試算すると、次の通りである。

1993年のＳＮＩの需要状況

最大電力 (MW) : 1,532.0

最大ｴﾈﾙｷﾞｰ (GWh) : 7,868.0

渇水時及び実績で需要に占めるPauteの割合	渇水時	実績
最大電力に対して :	59%	70%
最大ｴﾈﾙｷﾞｰ に対して :	31%	68%

これによると実績と渇水時との間に、出力で11%、170MW弱の出力低下、エネルギーで37%、2,900GWhの低下となる。この 2,900GWhのエネルギー出力は約 330MWのベース火力発電所に相当する。

1.5 給電指令業務と保護継電設備

1.5.1 給電指令業務

給電指令業務は、電力系統の計画的かつ効率的な運用に不可欠であり、系統全体の監視業務や設備事故時の迅速な対応は、供給信頼度に大きく影響することとなる。

給電運用面から供給信頼度の向上を図るためには、適切な給電指令組織と給電指令業務を支援する自動給電システムが必要であるが、給電指令組織は現状のＳＮＩの系統規模から判断すれば、Santa Rosa変電所構内にある中央給電指令所を頂点とした指令組織で問題ないものと思われる。一方、自動給電システムは、エクアドルでは初めての大型計算機を導入したシステムを現在工事中で、94年12月に運転を開始する予定であり、これにより今まで以上の効率的な運用が期待されるが、このシステムに取り込む各種の運用情報の伝送路と、給電専用電話回線の確保については、通信方式がＰＬＣを利用した従前の方式のままであり、問題の残るシステムとなっている。

1.5.2 保護継電設備

ＳＮＩでは、電力系統の形態、送電線の電圧階級および適用系統によりそれぞれに適応した保護継電方式を選定している。即ち、230kV送電線系統では、平行２回線を基本としたループ構成で、保護方式には電力線搬送を使用した方向比較継電方式を採用している。

また、138kV送電線系統では、平行２回線や１回線の放射状を基本として構成し一部の区間で１回線のループ構成をとっているが、保護方式には主に距離継電方式を採用しており、一部に後方比較継電方式や過電流継電方式を採用している。

保護継電設備の運用状況を調査した結果、1992年、1993年の系統事故統計から保護継電設備の不具合が原因で系統事故に波及した事例が、数件報告されている。

保護継電設備の不具合による系統事故は、系統事故全体に占める割合は小さいものの、保護継電設備の事故原因の詳細は不明であり、保護継電設備の使命からも原因調査方法を含め再発防止に務める事が重要である。

また、保護継電設備の整定を検討した結果は、特に問題は見当たらない。

1.6 電力設備拡充計画

1.6.1 発電設備

1992年～2005年期間の電力需要に対して供給するための発電設備拡充計画のJICA案として、下記の順次開発計画が推奨される。

プロジェクト名	設備出力	運転開始時期
(1) T. Gas (Estero Salado)	30.9	1993
(2) Rehabilitation - Diesel	62.5	1993
(3) Rehabilitation - Bunker	49.2	1993
(4) T. Gas (Electro Quil) [1]	75.0	1993
(5) T. Gas (Electro Quito) [1]	33.0	1993
(6) T. Gas (Pascuales)	80.0	1993
(7) Rehabilitation (Estero Salado)	146.0	1993
(8) T. Gas (Machala)	80.0	1994
(9) T. Vapor (Trinitaria)	125.0	1995
(10) Daule Peripa [2]	130.0	1996
(11) T. Vapor (Manta)	140.0	1996
(12) T. Vapor	125.0	1997
(13) San Francisco [2]	230.0	1999
(14) T. Gas (Santa Rosa)	80.0	2000
(15) Mazar [2]	180.0	2001
(16) Toachi [2]	150.0	2003
(17) T. Vapor (Santa Elena)	125.0	2004

注： 1）私企業の電力会社設備、 2）水力発電所

1.6.2 送変電設備

1993年～2002年期間の送変電拡充計画JICA案は、発電設備拡充計画に関連して下記の通りである。

プロジェクト名	運転開始年
A. Short Term Plan	
1. SNI Phase C	1994
2. SNI Phase D1	1994
3. SNI Phase D2	1995
4. Cuenca - Limon T/L	1993
5. Portoviejo S/S Expansion	1993
6. SNI S/S Expansion	1995
7. Agoyan S/S 138kV 1 Bay Expansion	1995
8. Puyo - Tena - Coca T/L	1995
9. Pascuales G/T, T/L	1993
10. Machala G/T, T/L	1994
11. Trinitaria V/T, T/L	1995
B. Medium Term Plan	
1. Milagro - Machala 230kV T/L	1997
2. Daule P. - Chone 138kV T/L	1997
3. Cuenca S/S Transformer 40 MVA	1997
4. Guayaquil S/S Transformer 50 MVA	1996
5. Cuenca - Loja T/L 2nd circuit	1998
6. Manta V/T, T/L	1997
C. Long Term Plan	
1. S. Francisco - Totoras T/L	1999
2. Sta. Rosa - Pomasqui T/L	2000
3. Guayaquil S/S Transformer 125 MVA	2000
4. Mulalo S/S Transformer 60 MVA	2000
5. Coca. Tena S/S Expansion	2001
6. G/T 2000 T/L	2000
7. Mazar H/P 138kV 5 Bay	2001
8. Mazar - Cuenca T/L	2001
9. Toachi H/P 230kV 4 Bay	2003
10. Pascuales - Sta. Elena 138kV T/L	2001

1.6.3 工事費

この拡充計画（1994年から2003年迄）には総額 US$ 1,528,442,000（発電設備 US$ 1,417,760,000、送変電設備 US$ 110,682,000）の資金が必要である。

2．勧　告

2.1　電力需要想定および供給計画

(1)　2010年までの長期の需要想定においては、特に後年度において国家開発計画の変更，社会情勢の変化及び、経済動向の変化により、予測値と実績値が大きく異なることが予想される。

このため、今後、需要実績を調査し、予測値と実績値の誤差の要因について分析を行う必要がある。

その結果将来、大きく電力需要が変化すると考えられた場合には、需要想定の見直しが必要である。

(2)　渇水期に、各水力発電所（特にPaute発電所）が定格出力運転出来ない場合には、供給力は需要に対し、余力がほとんどなくなり、特にkWhで供給力不足となることが予想される。この様な事態を防ぐために、常日頃より充分な保守，点検を実施し、常に定格にて運転出来る様にしておく必要がある。特にベース火力については重要である。

(3)　Paute発電所のファーム出力はINECELの資料によると約 890MWとなっている。この考え方はピーク継続時間で３時間として計算されている。然しながら実際の需要のピーク継続時間は６～７時間である。

Paute発電所はＳＮＩの総設備出力の約47％を占めているため、Paute発電所の運用が供給面に大きく影響する。

Paute発電所のファーム出力 890MWは定格出力に対し大きいと考えられる。このため、ＳＮＩにおけるPaute発電所の供給，需要分担の見直しと、ファーム出力の見直しが必要であると考えられる。

2.2 系統解析

(1) INECELの計画の他にIbarra変電所に常時電圧維持のため18MVarの調相用コンデンサを2003年には設置する必要がある。

(2) INECELの計画の他に以下の変電所の変圧器にタップチェンジャー(OLTC)が必要である。

1998年 Selva Alegre, Chillo Gallo, Kennedy, No.18, No.19, Pomasqui

2003年 Tena, Ambato

2.3 供給信頼度

(1) Paute水力発電所貯水池の運用ルールを徹底し、ファーム出力の確保が不可欠である。

(2) 供給信頼度の目安として現状どおりＬＯＬＰ 0.3日/月程度を目標にするのが望ましい。そのためには、既設設備の保守管理を適正に実施して事故率を下げること、新規電源を計画通りに開発していくことが必要である。

(3) データの蓄積とデータ管理の精度を上げることが必要である。

2.4 給電指令業務と保護継電設備

2.4.1 給電指令業務

(1) 給電システムについて

給電指令業務は、時々刻々と変動する電力系統を組織的、統一的に運用するための統率業務であり、どの様な状況下にあっても指令、連絡ができることが原則である。特に、電話回線の使用が輻輳する異常気象時、系統事故時等緊急時には、給電指令も頻繁に行われるのが通例であり、電話の不通による指令業務の停滞、遅れは供給信頼度の低下につながる恐れもあり、直接指令する発・変電所並びに地方給電指令所間の直通給電専用電話の設置は不可欠である。

(2) 情報伝送システムについて

発変電所等の子側にデータロガー的な端末装置を設置し、この装置と中央給電

指令所の計算機とモデム（変復調器）で結合する方式であり、連続的に変化する周波数などのテレメータの伝送用としては適用困難である。

従って、系統周波数、連系線潮流、系統電圧などの運用値を記録計または、指示計器に常時指示させるとともに、計算機システムによるきめ細かな運用監視を行うためには、常時伝送が可能なＣＤＴ（ｻｲｸﾘｯｸ ﾃﾞｨｼﾞﾀﾙ ﾄﾗﾝｽﾐｯﾀｰ）等の情報伝送システムの採用が必要である。

(3) 通信方式について

将来的には電力系統の巨大化、複雑化に伴い中央給電指令所に集中する情報が飛躍的に増加することが予想され、系統信頼度確保のために保護継電方式をマイクロキャリア方式にするなどの必要性が生じるものと思われる。

エクアドルは国の中央部にAndes山脈が南北に走り、東部のAmazon川源流部の大規模電源と、大規模電力消費地が離れているため、長距離伝送が可能で、急峻な山岳地帯にも適用可能なマイクロ波無線通信方式を採用し、既設のＰＬＣ方式と併用することを推奨する。

(4) 給電運用について

ＳＮＩの主要電源は、Paute水力発電所であり、総設備出力の47％を占めているため、Paute発電所の運用が供給信頼度に大きく影響する。

日常の給電運用として、主要電源送電線の事故による供給支障お拡大防止を図るため、Esmeraldes火力発電所、Estero Salado火力発電所などの大規模電源による適正な瞬動予備力を確保することが必要である。

渇水期における供給信頼度を確保するためには、新規電源の開発に頼るだけではなく、過去の流量データから、渇水期における最渇水年、渇水３日平均（Ｌ３）などのデータを分析し、Paute貯水池の最低保有貯留量を設定して運用ルールに折り込むとともに、多少の経済性を無視しても、Paute貯水池の貯留量を温存するために早めにEstero Salado, Esmeraldasなどの火力発電所をベース電源として投入するなどの現有設備の運用方法の改善を検討することも必要である。

2.4.2 保護継電設備

(1) 系統事故現象の把握

系統自動記録装置（OSC）等を利用して系統事故現象の把握に努め、系統事故現象の分析により保護継電設備の設備評価や送電線等の電力設備の事故防止に反映させることが必要である。

(2) 保護継電設備事故の再発防止対策

保護継電設備の不具合による事故は、保護継電設備の使命を脅かすものであるから保護継電設備の事故・障害の原因究明を体系化し、類似事故の再発防止対策を施す必要がある。

(3) 保護継電設備の保守管理

保護継電設備の不具合や運用整定値の不備によりその責務が果たせない場合には電力系統に与える影響は大きい。

そのため、日常巡視により保護継電設備の運用状況を把握することや、定期的に保護継電器の動作特性試験、シーケンス試験などにより保護継電設備の機能確認、機能維持など保守管理のより一層の充実に務め、保護継電設備の不具合による事故を未然に防ぐ必要がある。

2.5 電力設備拡充計画

2.5.1 発電設備

将来の需要増に対応していくため、新規電源を発電設備拡充計画（JICA案）に基づき予定通り建設する必要があるが、建設工事資金調達の現状および工事の進捗状況より考えて運転開始時期の遅延修正を行わねばならず、このため1994年～1998年期間で電力需要増に対する供給電力量の不足が長期に及ぶことが予想される。従って電力部門の各機関および政府は発電開発計画の円滑なる実施を計るため次の様な措置を直ちに取ることが必要である。

(1) 1994年12月運転開始予定のMachalaガスタービン発電所の建設工事の進捗および資金の調達

(2) 1995年12月運転開始予定のTrinitaria蒸気タービン発電所の建設工事資金の調達

(3) 1996年12月運転開始予定のDaule Peripa水力発電プロジェクトの予定期限内に建設を可能にする資金調達の具体化

(4) INECELの拡充計画ではkWhバランスにおいて、将来供給力不足となることが予想されるため、INECELの拡充計画の他に1997年12月運転開始の新規蒸気タービン火力（125MW）の建設。

(5) San Francisco水力発電プロジェクトの建設工事のための資金調達の具体化。（このプロジェクトは1999年12月に、ＳＮＩに編入運転開始するためには、1994年末に着工する必要がある。）

(6) MazarおよびToachi水力プロジェクトの実施設計を行うための資金調達の具体化、実施設計の早期開始。

(7) 乾期に備えて充分な火力発電所を確保しなければならない。

2.5.2 送変電設備

(1) 送変電設備拡充計画のうち、SNI Phase D2. Paute-Pasucuales-Trinitaria 送電系統建設工事は下記の理由から、可及的速やかに完成する必要がある。

a）Paute 発電所は1,075MWの能力を有しているが、送電線容量により定格値近傍での運転はできない。

系統解析結果、現状の送電線では870MW以上の運転は可能である。

このためPaute発電所の能力を有効に活用するためには、Paute～Milagro～Pascuales間の送電線の増設（増容量）が早期に必要である。

b）1995年12月運転開始予定のTrinitaria火力発電所 125MWは Pase D2 で建設されるTrinitaria変電所、および、Pascuales-Trinitaria送電線によって SNI に供給されるので、本送電線が必要である。

(2) 上記以外の送変電設備拡充計画についても、発電設備拡充計画に関連するSNIまたは Subtransmission計画は、その発電計画の工程と完全に協調できるよう、資金計画、施工計画を立案しなければならない。

2.5.3 既設電力設備の保守点検

(1) 発電設備

経年発電設備が年々増える中で、発電プラントの長寿命化は、既存プラントの廃止あるいは新規プラントの設置が容易でないこと、新設よりも既存設備の修理保全のほうが経済的であること、機器の設計寿命を越えても廃止しなければならないほどの技術根拠が乏しいことなどの条件が重複して成り立つため取られる対策であり、老朽設備の保守点検、予防保全を確実に行うことによって信頼性の高い安定した電力供給力を確保できる。

現状において豊水期ではPauteなどの水力発電所が定格出力運転をしておれば供給力に余裕があるが、旱魃時にはベース火力などに故障が起きると、特に供給電力量（kWh）に不足が生ずるので、保守点検を綿密に実施して設備の機能を正常に維持しておくことが大切であり、電力の安定供給を保つためには運転・保守費を充当し予備品の整備を行うことが不可欠と考えられる。

尚発電設備の保守に必要な劣化診断，予防保全，設備の改善方法について Table A-1-1～A-1-5 に示す。

(2) 送変電設備

送変電設備は発電設備とことなり、長期間停止して分解点検が容易にできない環境にある。従って送変電設備の安定運用のためには機器の運転中にその状態を監視し、その情報から事故の未然防止や延命化を進め電力供給信頼度の向上をはかる必要がある。

至近年のINECELの事故統計によれば、電力供給支障事故は、年間平均で送電設備 230kV系統 8.7件，138kV系統 26.3件，変電設備 230/138kV 9件，138/69kV 12件となっている。

更にこれらの送変電設備の電力供給信頼度向上を計るためには、保守点検および修理保全を細密に行い、予防保全の観点から保守管理を徹底することが必要である。

Table A-1-7～A-1-9 に変電設備の信頼度向上対策、Table A-1-10～A-1-14 に送電設備の保守点検表を示す。

(3) 予備変圧器

ＳＮＩの230kV主要変電所の予備変圧器は将来需要の増加に応じてMilagro, Sto, Domingo および Quevedo変電所においてもそれぞれ単相１台分の予備が必要である。138kV 変電所では３相変圧器を採用するものとし各変電所共通の予備が必要である。

(4) 送変電設備の事故統計の分析結果より次の事項が考察される。

ａ）230kV環状幹線では、Paute-Milagra間の事故件数が際立って多いので、この原因を究明し、その対策を行う必要がある。

ｂ）138kV Pascuales-Santa Elena線, Pascuales-Posorja線は、高汚損（塩害）地域で、1990-1991年には点検、手入れの為の計画停止を頻繁に行ったにもかかわらず、高い事故率を示していたが、保守方法の改良により、1992年には事故件数が激減した。

ｃ）138kV Santo Domingo-Esmeraldas線, Milagro-Machala線に代表される高温、多雨の熱帯性風土下で、線下の植物、特に、つる性の雑草の成長が異常に速く、また、大形高収益農園地域の送電線下作物であるバナナ、アバカ（マニラ麻）、パーム椰子、などの作物の成長も速く、且つ、高気温のために電線の伸びによる垂下も大きいため地絡事故が起き易い。また、農薬散布の軽飛行機の接触など、高い事故率を示している。これらについてもその原因を追求するとともに対策をたてる必要がある。

上記のように、保守, 事故の地域的特色があり、今後ＳＮＩの送電線が山岳地方の各変電所から、東部地方の熱帯降雨林に延びて行くにしたがって、動植物接触など、新しい原因による事故対策が必要となるであろう。

第1章　緒　言

目　次

頁

1.1　調査の背景 …… 1－1

1.2　調査の目的 …… 1－2

1.3　調査の範囲 …… 1－2

1.4　現地調査 …… 1－3

1.5　調査団員 …… 1－3

第１章　緒　言

1.1　調査の背景

一般に、電気事業は国の重要なインフラストラクチャーの一つであり、国の社会、経済的発展のためには電力需要に適した、良質で信頼性の高い電力を安価に供給することが必要である。

エクアドル共和国（以下「エクアドル」と言う。）の電気事業は、エネルギー鉱山省の管轄下にあって国営のエクアドル電力庁（INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION、以下「INECEL」と言う。）と19の地方電力会社及び一部地方自治体によって運営されている。（Fig.1-1 参照）

INECELはエクアドルの全国連系電力系統（Sistema Nacional Interconectado,以下「ＳＮＩ」と言う。）を保守・運営し、その主要な発電、送電、変電設備の開発を主業務としている。INECELは1993年１月現在で、総発電設備出力 2,278.2MWの74％、230kV基幹送電線 820kmと138kV基幹送電線 1,170.5kmおよび変電設備 5,833MVA（発電所昇圧用 2,731MVAを含む）を保有して、地方電力会社に電気を供給している。

ＳＮＩを、需給を含めて電力系統的に観察すると、下記の特殊事情が潜在している事が判明する。

(1) 電力消費地が偏在している。（Quito, Guayaquil　両都市で総需要の70％）

(2) 大規模電源が偏在する。　　（Paute 水力発電所のみで、設備出力の47％）

(3) 電力消費地と大規模電源が遠隔化している。（送電線距離で Paute-Quito；約310 km, Paute-Guayaquil ；約180km）

(4) 送電系統が需要規模に比して大きい。（230kV 環状系統で総延長 820km）

(5) 大規模電源のPaute水力発電所出力は、ダムの貯水容量に比べ出力が過大のため、本来の調整能力不足を来たし、河川流況の影響をうける。

上記ＳＮＩの特殊事情を系統技術的にマクロ解析すれば、

(a) 需給バランスの問題（電力供給力の不安定）

(b) 送電容量の限界問題（Paute ～ Milagro ～ Pascuales）

(c) 系統安定度の問題

が潜在していることが判明する。この他、個別の発・変電所及び送電線の運用面も特殊事情に少なからず係わってくることが予想される。

上記ＳＮＩの諸問題は、信頼性の高い良質の電気を供給することに対して阻害要因である。従ってINECELは、より良質な電気の供給を図るため、ＳＮＩの供給信頼度を現在及び将来にわたって、量的・質的に評価する必要に迫られている。

以上の背景により、エクアドルは全国電力系統供給信頼度向上対策計画の調査について、日本政府に対して技術援助協力を要請して来たものである。

1.2 調査の目的

本調査の目的は以下の通りである。

(1) 現地調査及び国内作業を実施して、ＳＮＩの供給信頼度評価方法を確立すること。

(2) 現有設備及び将来計画の信頼度をチェックして、ＳＮＩの供給信頼度向上のための現有設備の改良点、将来計画の見直し、プロジェクトの優先順位等について勧告すること。

(3) 勧告の中で、必要となるプロジェクトのプレリミナリー・デザイン及びコストの算出を行うこと。

また、上記に関し必要な各種報告書を作成し、本調査を通じてエクアドルのカウンターパートに対して技術移転を図ることにある。

1.3 調査の範囲

電気事業者から需要家へ供給される電力の品質の良さを表す要素は、次のものがある。

(1) 電気の供給が停止しないこと（停電をしないこと）

(2) 供給される電気の質がよいこと（電圧、周波数の変動がなく一定で、高調波を含まないこと）

上記(1)は供給の連続性を要求するもので、換言すれば、需要家端で停電が無いことである。需要家端で停電が発生する原因を、マクロ的に列挙すれば以下の通りである。

(a) 需要に対して供給力の絶対値が不足している場合（一部需要家への計画停電）

(b) 供給力は需要をカバーしているが、供給力を構成する電源特性を考慮すると、供給力が不足するケースが発生する場合（一部需要家が停電）

(c) 送電系統の特性から運用制限する場合（送電容量制限、電圧運用制限）

(d) 送電線事故の場合（系統安定度）

(e) その他人災や天災（鉄塔倒壊や洪水等）

信頼度を量的に表現するものに供給信頼度という尺度がある。この尺度には、需要家端での停電の頻度、停電の継続時間等を尺度とする方法と、上記(b)即ち需要に対する供給力を確率論的に処理して表す方法とがある。

本調査は、ＳＮＩを構成する 138kV以上の送電線と、これに連系する発電所及び５MVA以上の発電機を対象としている。従って、本報告書で取り扱う信頼度は、上記(b)の需要に対する供給力を確率論的に処理して表す**「供給力端（発電所送電端）における供給信頼度」**である。

1.4 現地調査

本調査団は、ＳＮＩ信頼度向上対策調査に関する業務を1993年２月に開始し、本計画の現地調査のため下記の調査団をエクアドルに派遣した。

第１回	：	1993年２月17日～３月16日	ｲﾝｾﾌﾟｼｮﾝﾚﾎﾟｰﾄ説明，電力設備調査
第２回	：	1993年７月27日～８月10日	ﾌﾟﾛｸﾞﾚｽﾚﾎﾟｰﾄ提出，説明
第３回	：	1993年10月18日～11月１日	供給信頼度ｿﾌﾄｳｪｱのｼｭﾐﾚｰｼｮﾝ
第４回	：	1994年１月10日～１月27日	ｲﾝﾃﾘﾑﾚﾎﾟｰﾄ提出，説明，ｾﾐﾅｰ開催
第５回	：	1994年３月11日～３月25日	ﾄﾞﾗﾌﾄﾌｧｲﾅﾙﾚﾎﾟｰﾄ提出，説明

1.5 調査団員

調査団は以下の８名により構成され、それぞれの専門分野を担当した。

団長（総括）	山本　克彦
電力計画	藤内　利正
給電運用計画	鈴木　眞己雄
発変電設備計画	須藤　久雄
保護継電システム	長谷部　友好
送電設備計画	勝川　宏
系統解析	加賀美　浩
信頼度解析	阿部　隆一

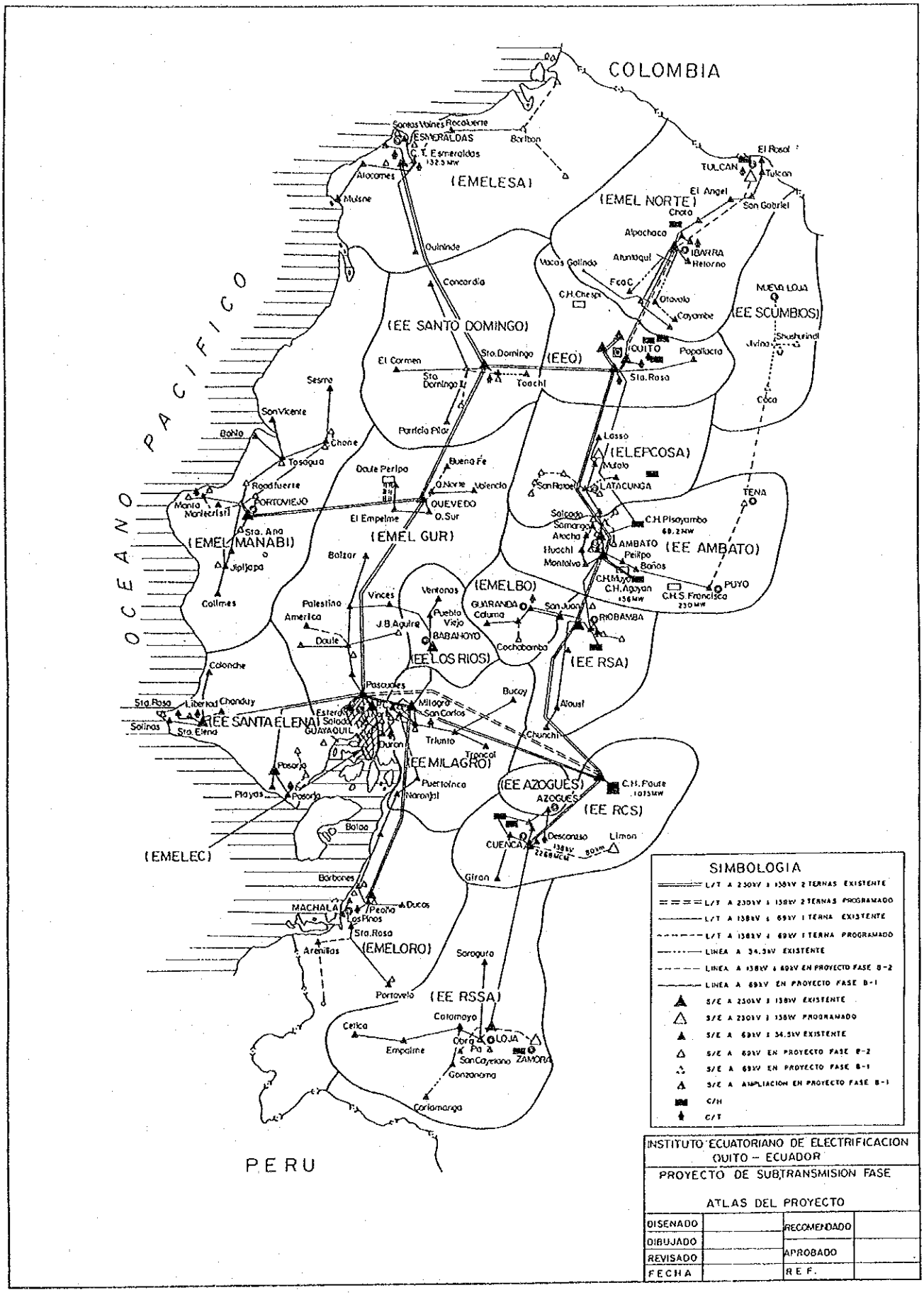


Fig. I.1 Section of Regional Power Companies

第２章　エクアドル共和国の概要

目　次

	頁
2.1　地　理	2－1
2.2　気　候	2－1
2.3　人　口	2－1
2.4　経済およびエネルギー資源	2－2
2.4.1　経　済	2－2
2.4.2　エネルギー資源	2－2

第２章　エクアドル共和国の概要

2.1　地　理

エクアドルは、南米大陸西北部の赤道直下に位置しており、北はコロンビア国、東および南はペルー国、西は太平洋に面しており、太平洋上にはGalapagos諸島を有している。面積は約28万㎢で、南米では仏領ギアナ、ウルグアイ、ガイアナに次ぎ４番目に小さい国である。国の中央を、コロンビア国より続くAndes山脈が南のチリ国まで走り、その山脈が東と西の二つの山系に分かれている。そのため、両山系の間の盆地は標高1,800～3,000mの高原となり、この地域には人口が多い。二つの山系には最高峰Chimborazo山（6,310m）をはじめ、30以上の火山が連なっている。活火山は世界最高峰活火山として知られるCotopaxi山（5,897m）を含め三山ある。

また、エクアドルは地理学的には、太平洋沿いの海岸地帯、Andes山脈に挟まれた高原山岳地帯、それにAmazon川源流地帯に続く東部熱帯樹林地帯の３つに大別される。

2.2　気　候

エクアドルは赤道直下に位置しているにもかかわらず、多様な地勢とフンボルト海流（寒流）や中米海流（暖流）の影響をうけ、地域により様々な気候がみられる。すなわち太平洋側北部の一部とAmazon川流域の西半分にみられる高温多湿気候（平均気温25℃、年間降雨量3,000mm～6,000mm）、太平洋側平地のやや内陸部とAmazon川流域の他の半分にみられる熱帯性高温多湿気候（平均気温14℃～24℃、年間降雨量2,000mm以上）、太平洋の一部の熱帯性高温準乾燥気候（平均気温20℃～26℃、雨は少ないが湿度は80％前後）、標高3,000m前後の高地の赤道温暖気候（乾期と雨期がはっきり分かれている。）、3,000m以上の高地の赤道高山気候（降雨量1,000mm～2,000mm、雨期には毎日雨があり、湿度は60％～80％）等である。

2.3　人　口

エクアドルの総人口は1990年現在で、1,078.2万人と推定され、近年の人口増加率は2.8％である。人口密度は１㎢当たり39人である。Andes山脈の中央高原に位置するQuito、Ambato、Ibarra、Riobamba、CuencaおよびLoja等の主要都市に全体の49％、Guayaquil等の太平洋海岸地方に48％、東部Amazon川地方に３％が居住している。

2.4 経済およびエネルギー資源

2.4.1 経 済

エクアドルはもともと農業国であり、バナナ、カカオ、コーヒー等の熱帯農産品を主要輸出品としていた。しかし、1960年代末に東部地方で発見された油田の生産が軌道にのり、1972年から原油輸出が開始されると、絶対生産量は少ないが石油ブームが発生、年を追って原油輸出は増大し、石油収入をテコに1970年代に目覚ましい経済成長を達成した。この石油収入により政府は1973年から経済開発５ヶ年計画に着手し、インフラストラクチャー整備、電源開発、工業化等に成果を上げた。

しかし1980年代は国際石油市況の悪化で経済成長率は低下し、81年初頭から経済困難が見通され、政府は逐次バータ制導入、不要不急品の輸入制限強化措置をとり、82、83年と平価切下げ、公的債務繰延べ交渉などの対策に追われた。これらの対策が効を奏し、また83年の水害のあと主要輸出農産品の生産が順調に立直ったこと、石油の生産、輸出増などから、84年の貿易収支は約11億ドルの黒字に達し、85年には債務繰り延べ交渉も有利に展開、製油生産も東部地方北部の油田から海岸部への輸送も日量30万バーレルと能力上限を維持、72年の原油生産開始以来最高の生産を記録した。

近年は水産加工業の発展が著しく、1992年の実績では魚類（マグロ、エビ）、花などの非伝統産品の輸出が全体の60％を占めている。

1970年から1990年までの人口、人口増加率、国民総生産、国民１人当りの所得をTable 2-1 に示す。

2.4.2 エネルギー資源

(1) 石　　油：エクアドルは石油輸出国である。1972年に生産を開始し、1985年には日量30万バーレルを生産しているが、生産地のほとんどが東部地方にあり、Andes越えのパイプラインで太平洋岸のEsmeraldas港に運ばねばならないのでコストは比較的高い。確認埋蔵量は1982年で15億バーレルで未確認埋蔵量も含め全体で30億バーレルの埋蔵があると推定されている。

(2) 天然ガス：Guayaquil湾と東部地方のShushufindiに天然ガスが発見されており、Guayaquil湾の埋蔵量は3,770億立方フィートと推定されている。

(3) 水　　力：エクアドルを縦断する東西Andes山系流域河川から西は太平洋へ、東はAmazon川へ流出する水量と高度差から得られる水力資源は豊富である。（現在調査済の技術・経済的開発可能包蔵水力は 21,520MWでうち90%はAmazon川流域、10%が太平洋流域である）

Table 2-1　経 済 指 標

年	人　口（千人）	伸び率（%）	GDP（百万ドル）	国民所得（ドル）
1970	6,060.6	3.17	1,629	269
1971	6,239.5	3.12	1,602	257
1972	6,432.2	3.09	1,874	291
1973	6,628.8	3.06	2,489	375
1974	6,829.5	3.03	3,711	543
1975	7,034.5	3.00	4,310	613
1976	7,242.9	2.96	5,317	734
1977	7,454.5	2.92	6,655	893
1978	7,670.8	2.90	7,654	998
1979	7,893.3	2.90	9,359	1,186
1980	8,123.4	2.92	11,733	1,444
1981	8,361.3	2.93	13,946	1,668
1982	8,606.1	2.93	13,354	1,552
1983	8,857.4	2.92	11,114	1,255
1984	9,114.9	2.91	11,510	1,263
1985	9,377.9	2.89	11,890	1,268
1986	9,647.1	2.87	10,515	1,090
1987	9,922.5	2.85	9,450	952
1988	10,203.7	2.83	9,129	895
1989	10,490.2	2.81	9,972	951
1990	10,781.6	2.78	10,741	996

（出典：中央銀行）

第3章　電力事情

目　次

	頁
3.1　電力需要の概況	3－1
3.2　電気事業者	3－1
3.3　電力供給設備の現状	3－2
3.3.1　発電設備	3－2
3.3.2　変電設備	3－2
3.3.3　送電設備	3－3

第３章　電力事情

3.1　電力需要の概況

首都のQuito及びGuayaquilの両都市に人口の集中が著しく、そのため全電力需要の約70%をこの両都市で占め、需要が２極化している。

全国の消費電力量は1992年で見ると 5,449GWhであったが、消費者のカテゴリー別消費量は家庭用が39.4%，工業用が30.4%，商業用が14.9%，街灯その他が15.3%である。家庭用の比重が大きく、民生中心の電力需要構成と言える。

民生中心とはいえ電化率を見ると、都市部で94%と高いが農村部で52%と低く、全国平均で1992年現在約75%であり、農村電化が今後の課題の一つである。

エクアドルにおける送配電損失率は約24%台で高い数値を示している。

年間の最大負荷は通常12月に発生し、近年の年負荷率は約60%である。日負荷曲線で最大ピークは、夕方の19～20時頃であり、これは民生中心の需要であることを示している。日負荷曲線の例を Fig.3-1 に示す。

電気料金は、1992年現在の平均売電単価が 62.81ｽｰｸﾚ/kWh（3.97 UScents/kWh）で、近隣諸国と比較して相当低額に抑制されている。

過去10年間の需要の年平均伸び率は６%である。経済情勢等に予測出来ない激変がなければ、電力需要は将来も堅調に伸びるものと予想される。

3.2　電気事業者

エクアドルの電気事業は、エネルギー鉱山省の管轄下にあって国営のエクアドル電力庁（INECEL）と19の地方電力会社及び一部地方自治体によって運営されている。

INECELはＳＮＩを保守・運用し、その主要な発電、送電、変電設備の開発を主業務としている。具体的に言えば、INECELはエクアドルを代表するPaute水力発電所、Estero Salado火力発電所等及び230kV基幹送電網、138kV，69kV送電線、更にこれら基幹系統に連系する変電所の保守・運用を行い、各電力会社へ電力の卸売業務を行っている。

地方電力会社のうち、EMELEC（EMPRESA ELECTRICA ECUADOR INC）はアメリカ民間資本に支配される企業体で、エクアドル最大の都市であり、かつ最大の電力消費地であるGuayaquil市の配電業務と一部発電業務とを行っている。EMELECを除く他の地方電力会社は INECEL の資本傘下にあり、INECELの資金及び技術両面での援助と指導に依存している。

3.3 電力供給設備の現状

3.3.1 発電設備

1993年1月現在、ＳＮＩには総計 2,278.2MWの発電設備があり、企業体別では、INECELが74.26%、地方電力会社が25.74%、発電所形式別では、水力発電所が64.5%、火力発電所が35.5%の割合となっている。

企業体 / 発電形式	INECEL		地方電力会社＊）		合　計（SNI）	
	MW	%	MW	%	MW	%
水力発電	1,300.2	76.9	169.9	29	1,470.1	64.5
火力発電	391.6	23.1	416.5	71	808.1	35.5
合　計 MW	1,691.8	100	586.4	100	2,278.2	100
合　計 %	74.26		25.74		100	

注：＊）地方電力会社設備には全国連系に並列できないSucumbios電力会社の設備は含まない。（水力0.4MW、火力11.03MW）東部地方およびGalapagos地方の公営発電設備についても上記理由で含まない。（水力1.69MW、火力11.52MW）

企業体別、発電方式別の設備出力を Table 3-1 に示す。

エクアドルにおいては毎年11月から2月までの渇水期には自流が減少するため、水力発電所のファーム出力は設備出力1,470.1MWに対して1,209.4MWとなる。また火力発電所は保守が十分でないため可能発電出力は設備出力の 808.1MW から 583.2MW に減少しており、ＳＮＩ全体で最大可能発生電力は 1,792.6MWとなり、これは総設備出力の78.7%に相当する。1993年1月現在の水力および火力発電所の設備出力と可能発生電力を Table 3-2 に示す。

3.3.2 変電設備

電力系統はINECELによって全国一貫の運営を行うことを目的に、ＳＮＩとして整備されており、230kV送電線が2重ループとなって基幹送電網を形成し、138kVは地域

との連系送電線として設けられている。

ＳＮＩの230kV環状送電網を構成する７個所の拠点変電所があり、その総設備容量は1992年末現在で1,451MVA、これらに連系する138kV変電所の設備容量は1,618MVAである。変圧器の形式としてはAutotransformerが多く採用されている。

発電所昇圧用変圧器の容量は230kVと138kV用を合わせて2,731MVAであり、Paute発電所に設置されている230kVと138kVの連系用変圧器を除いて３相変圧器が設置されている。Table 3-3 (1/4～4/4) に各変電所の名称、電圧、容量、運転開始年などを示す。

3.3.3 送電設備

(1) 現設備の状況

送電設備の現状は、Paute水力発電所をはじめとするINECELの各水力、火力発電所と、Guayaquil市を中心とする太平洋沿岸平野地方、ならびに、Quito市など山岳地方の各需要地を結ぶ230kV ２回線、亘長約820kmの環状送電線、およびこの送電線上の７箇所に設けられた各一次変電所から放射状に延びた138kV ２回線、または、１回線の送電線合計亘長約1,170kmと、それらの送電線の途中、または、末端に設備された11箇所の変電所、５箇所の発電所によって構成されるＳＮＩがある。(Key and SNI Location Map 参照)

(2) INECELの送電線保守

INECELの送電線保守は、DOSNIのPaute（南東）、Pascuales（南西）、Santa Rosa（北東）、Santo Domingo（北西）の４地方事務所々属の送電所が担当し、定期巡視、定期点検手入れ、事故巡視、復旧、線下伐採などを行っているが、送電線経過地の自然環境の差は、画一的な点検、保守基準の設定を困難にしている模様で、特に、138kVにその傾向が大きく、また、事故発生件数も太平洋沿岸平野地方の線路が際立って多い。

Table 3-4 は1990－1992年間のINECELの各送電線の事故統計、Table 3-5 に同期間における、保修、点検のための停電（計画停電）回数、および、時間を示す。

(3) 送電線事故の統計とその分析

送電線事故統計は、5～10ヵ年程度蓄積されないと、その分析結果を設備改良のスタディに使用することはできないが、例えば、上記データから、送電線事故の頻度を表現するために使用される“100km当たり事故率”を算出し、下記に日本の場合と比較してみる。

Number of Faults/100km

Faults/100km						
Country	Voltage (kV)	1990	1991	1992	Total Length (km)	Notes
ECUADOR	230 kV 138 kV	0.73 2.40	0.85 2.80	1.46 1.62	820 1,167.5	INECEL
JAPAN	More than 7 kV	—	0.48	0.79	82×1,000	10 E.P.Co.

注：1．日本における事故統計データは、9電力会社と、電源開発株式会社の、7kV以上の送電線、配電線の全ての統計であり、電圧別の事故比率は33kV以下：47.47%、44kV～77kV：44.78%、三相再閉路装置を設備している110kV～154kV：7.02%、単相－三相再閉路装置の完備している187kV以上では0.74%と少なくなっている。（1962～1967統計）

ＳＮＩの各送電線の内、事故回数が際だって多い送電線の事故率を下記に示す。

High Faults Rate T/L in S N I

Name of Transmission Line	Voltage (kV)	1990	1991	1992	Length (km)
Riobamba - Totoras	230	4.76	0	2.38	42
Paute - Milagro	230	2.13	2.13	6.38	141
Milagro - Machala	138	3.88	3.10	6.20	129
Pascuales - Posorja	138	6.12	4.08	1.02	98
Pascuales - Sta. Elena	138	5.61	5.61	0	107
Sto. Domingo - Esmeraldas	138	1.95	3.90	2.60	154
Cuenca - Loja	138	2.96	2.22	0.74	135

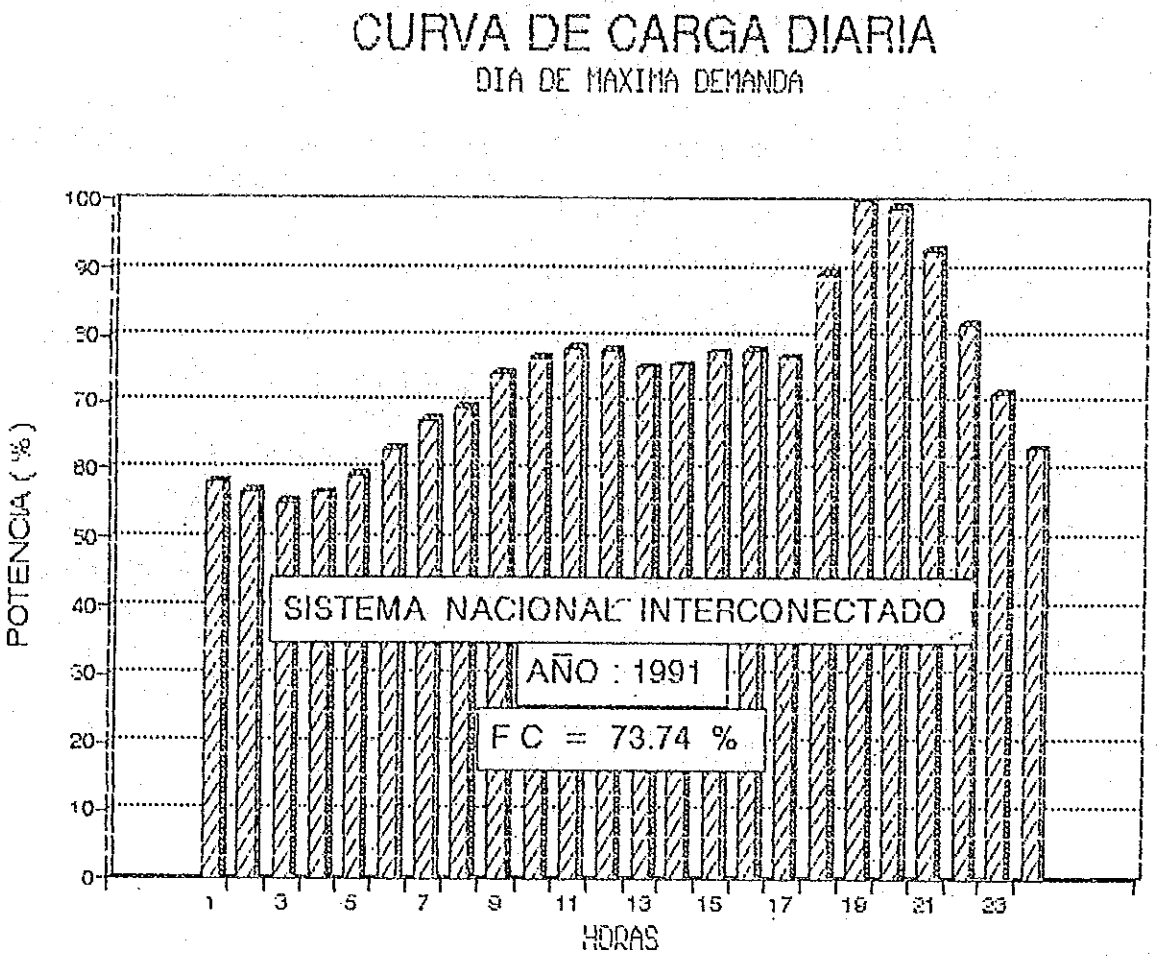
(4) 事故統計と分析結果からの考察

(a) 230kV環状幹線では、Paute-Milagro間の事故件数が際立って多いので、この原因を究明し、その対策を行う必要がある。

(b) 138kV Pascuales-Santa Elena線、Pascuales-Posorja線は、高汚損（塩害）地域で、1990-1991年には点検、手入れの為の計画停止を頻繁に行ったにもかか

わらず、高い事故率を示していたが保守方法の改良により、1992年には事故件数が激減した。

(c) 138kV Santo Domingo-Esmeraldas線、Milagro-Machala線に代表される高温、多雨の熱帯性風土下で、線下の植物、特に、つる性の雑草の成長が異常に速く、また、大形高収益農園地域の送電線下作物であるバナナ、アバカ（マニラ麻）、パーム椰子、などの作物の成長も速く、且つ、高気温のために、電線の伸びによる垂下も大きいため地絡事故が起き易い。また、農薬散布の軽飛行機の接触、架空地線に取り付けられた航空標識（直径70cmの赤色プラスチック球を一径間に2～3個取付）内に雨水が溜まり重量増加のため地線が垂下し、地絡発生（標識改良済み）など、高い事故率を示している。これらについてもその原因を追求するとともに対策をたてる必要がある。



CURVA DE CARGA DIARIA - SNI			
HORA	POTENCIA (%)	HORA	POTENCIA (%)
1	58.04	13	75.50
2	56.64	14	75.89
3	55.25	15	77.78
4	56.41	16	78.07
5	58.92	17	77.03
6	62.80	18	89.53
7	67.39	19	100.00
8	69.27	20	99.03
9	74.65	21	92.89
10	76.91	22	81.84
11	78.38	23	71.41
12	78.01	24	63.01

Fig. 3-1 Daily Load Curve

Table 3 - 1 Installed Capacitry of Power Station
(MW)
As of January, 1993

Enterprise Type of Generation	S.N.I	Regional System	Municipal Corporation	Orient & Galapagos	Total of Public Service	Independent Service	Total of National Service
Hydroelectric	1,300.20	170.27	1.54	0.15	1,472.16	13.30	1,485.46
Thermal-Electric	391.64	428.09	1.23	10.29	831.25	117.15	948.40
- Vapor (Bunker)	278.50	63.00	0.00	0.00	341.50	0.00	341.50
- Diesel (Diesel)	0.00	169.43	1.23	10.29	180.95	117.15	298.10
- Diesel (Bunker)	31.20	115.91	0.00	0.00	147.11	0.00	147.11
- Gas (Diesel)	81.94	79.75	0.00	0.00	161.69	0.00	161.69
Total	1,691.84	598.36	2.77	10.44	2,303.41	130.45	2,433.86
%	69.51	24.59	0.11	0.43	94.64	5.36	100.00

Note: Regional System includes capacity of sucumbios power company which cannot operate in parallel to the national power system and small station with the capacity less than 500 kW.

Table 3 - 2 Power Generation of SNI (As of Jan. 1993)

(1) Thermal Generation				
Enterprise	Installed Capacity (MW)	Rehabilitation Capacity (MW)	Operationable Capacity (MW)	Effective Output (MW)
Electric power Companies*	416.5	111.7	304.8	248.9
INECEL	391.6	30.9	360.7	334.3
SUM	808.1	142.6	665.5	583.2
(2) Hydro Generation				
Enterprise	Installed Capacity (MW)	Rehabilitation Capacity (MW)	Operational Capacity (MW)	Guaranteed Output (MW)
Electric Power Companies*	169.9	0	169.9	91.2
INECEL	1,300.2	0	1,300.2	1,118.2
SUM	1,470.1	-	1,470.1	1,209.4
(3) Total of (1)&(2)	2,278.2	142.6	2,135.6	1,792.6

Note: * mark means electric power companies interconnected to SNI, but not included Orient and Galapagos
Power generation at the terminal of generator is applied

Table 3 - 3 Existing Substation (As of December, 1992)

(1/4)

Name of Sub-station	Voltage (kV)	Transformer Rating									Year of Opera-tion
		Capacity (MVA)			Cooling Method	Cap. of Tertiary (MVA)	Type	Units	Connect-tion	LTC	
		OA	FA	FOA							
(1) 230 kV Substaion											
Pascuales	230/138/13.8	225	300	375	OA/FA/FOA	60/80/100	1ϕ/auto	4	YY△	-	1982
Quevedo	230/138/13.8	100	133	167	OA/FA/FOA	27/36/45	"	4	YY△	-	1982
Sta.Rosa	230/138/13.8	225	300	375	ONAN/ONAF/ OFAF	60/80/100	"	4	YY△	-	1982
Sto.Domingo	230/138/13.8	100	133	167	OA/FA/FOA	27/36/45	"	3	YY△	-	1982
Milagro	230/69/13.8	100	133	167	OA/FA/FOA	27/39/45	"	3	YY△	-	1983
Totoras	230/138/13.8	60	80	100	OA/FA/FA	20/27/33	"	4	YY△	-	1987
Riobamba	230/69/13.8	60	80	100	OA/FA/FOA	20/27/33	1ϕ	3	YY△	Yes	1989
Sum		870	1,159	1,451							
(2) 138 kV Substation											
Vicentina	138/46/13.8	33	44	44	ONAN/ONAF	11/14	3ϕ		YY△	-	1976
	138/46/13.8	33	44	44	ONAN/ONAF	11/14	3ϕ		YY△	-	1976
Ambato	138/69/13.8	33	44	44	ONAN/ONAF	11/14	1ϕ/Auto		YY△	-	1977
Ibarra	138/34.5/13.8	30	40	50	OA/FA/FA	10	3ϕ		YY△	Yes	1979
Salitral	138/69/13.8	90	120	150	OA/FA/FOA	30	1ϕ/Auto	4	YY△	-	1980
Sta.Rosa	138/46/13.8	45	60	75	OA/FA/FA	15/20/25	3ϕ		YY△	Yes	1980
Esmeraldas	138/69/13.8	45	60	75	ONAN/ONAF/ OFAF	15/20/25	3ϕ/Auto		YY△	Yes	1981
Portoviejo	138/69/13.8	45	60	75	ONAN/ONAF/ OFAF	15/20/25	3ϕ/Auto		YY△	Yes	1981

Table 3 - 3 Existing Substation (As of December, 1992)

(2/4)

Name of Sub-station	Voltage (kV)	Transformer Rating									Year of Opera-tion
		Capacity (MVA)			Cooling Method	Cap. of Tertiary (MVA)	Type	Units	Connect-tion	LTC	
		OA	FA	FOA							
Quevedo	138/69/13.8	20	27	33	OA/FA/FOA	20	3ϕ		YY△	Yes	1981
Reserva	138/69/13.8	(20)	(27)	(33)	OA/FA/FOA	-	3ϕ		YY△	Yes	1981
Sto.Domingo	138/69/13.8	60	80	100	OA/FA/FOA	16/22/27	1ϕ/Auto	3	YY△	-	1981
Cuenca	138/69/13.8	60	80	100	OA/FA/FOA	16/22/27	1ϕ/Auto	4	YY△	-	1983
Babahoyo (mobile)	138/69/46	30	30	30	OA	-	3ϕ		-	-	1985
Pascuales	138/69/13.8	90	120	150	OA/FA/FOA	30/40/50	1ϕ/Auto	4	YY△	Yes	1985
Totoras	138/69/13.8	60	80	100	OA/FA/FA	20/27/33	1ϕ/Auto	4	YY△	-	1986
Laja	138/69/13.8	40	53	66	OA/FA/FOA	14/18/22	3ϕ/Auto		YY△	Yes	1987
Machala	138/69/13.8	60	80	100	OA/FA/FOA	20/27/33	1ϕ/Auto	3	YY△	Yes	1987
Milagro	138/69/13.8	60	80	100	OA/FA/FOA	20/27/33	1ϕ/Auto	3	YY△	Yes	1987
Posorja	138/69/13.8	20	27	33	OA/FA/FOA	7/9/11	3ϕ/Auto		YY△	Yes	1987
Sta.Elena	138/69/13.8	40	53	66	OA/FA/FOA	14/18/22	3ϕ/Auto		YY△	Yes	1987
Policentro	138/69/13.8	90	120	150	OA/FA/FOA	30/40/50	1ϕ/Auto	3	YY△	Yes	1990
Ibarra	138/69/13.8	20	27	33	OA/FA/FOA	7/9/11	3ϕ/Auto		YY△	Yes	1991
Sum		1,004 (20)	1,329 (27)	1,618 (33)							
Total(1)+(2)		1,874	2,488	3,069							
		(20)	(27)	(33)							

Table 3 - 3 Existing Substation (As of December, 1992)

(3) Step-up Substation for Power Station

(3/4)

Name of Sub-station	Voltage (kV)	Transformer Rating									Year of Opera-tion
		Capacity (MVA)			Cooling Method	Cap. of Tertiary (MVA)	Type	Units	Connect-tion	LTC	
		OA	FA	FOA							
Guangopolo	6.6/138	15	20	20	ONAN/ONAF	-	3ϕ		ΔY	-	1976
	6.6/138	15	20	20	ONAN/ONAF	-	3ϕ		ΔY	-	1976
Pisayambo	13.8/138	40	40	40	FOA	-	3ϕ		ΔY	-	1977
	13.8/138	40	40	40	FOA	-	3ϕ		ΔY	-	1977
Sta. Rosa	13.8/138	28	28	28	ONAN		3ϕ		ΔY	-	1980
	13.8/138	28	28	28	ONAN		3ϕ		ΔY	-	1980
	13.8/138	28	28	28	ONAN		3ϕ		ΔY	-	1980
E. Salado-V2	13.2/69	52	70	86	OA/FA/FOA		3ϕ		ΔY	-	1980
E. Salado-V3	13.2/69	52	70	86	OA/FA/FOA		3ϕ		ΔY	-	1980
E. Salado-G4	13.8/69	26	35	35	OA/FA		3ϕ		ΔY	-	1980
Esmeraldas	13.8/147.5	90	120	160	ONAN/ONAF/ OFAF		3ϕ		ΔY	-	1981
Paute	13.8/138	114	114	114	OFWF		3ϕ		ΔY	-	1983
	13.8/138	114	114	114	OFWF		3ϕ		ΔY	-	1983
	13.8/138	114	114	114	OFWF		3ϕ		ΔY	-	1983
	13.8/138	114	114	114	OFWF		3ϕ		ΔY	-	1983
	13.8/138	114	114	114	OFWF		3ϕ		ΔY	-	1983
	13.8/230/13.8	225	300	375	OA/FA/FOA	60/80/100	1ϕ/Auto	4	YYΔ	-	1983
		225	300	375	OA/FA/FOA	60/80/100	1ϕ/Auto	4	YYΔ	-	1983

Table 3 - 3 Existing Substation (As of December, 1992)

(4/4)

Name of Sub-station	Voltage (kV)	Transformer Rating									Year of Opera-tion
		Capacity (MVA)			Cooling Method	Cap. of Tertiary (MVA)	Type	Units	Connect-tion	LTC	
		OA	FA	FOA							
Agoyán	13.8/145	85	85	85	FOA	-	3ϕ		ΔY	-	1987
	13.8/145	85	85	85	FOA	-	3ϕ		ΔY	-	1987
Paute C	13.8/246.3	134	134	134	OFWF	-	3ϕ		ΔY	-	1992
	13.8/246.3	134	134	134	OFWF	-	3ϕ		ΔY	-	1992
	13.8/246.3	134	134	134	OFWF	-	3ϕ		ΔY	-	1992
	13.8/246.3	134	134	134	OFWF	-	3ϕ		ΔY	-	1992
	13.8/246.3	134	134	134	OFWF	-	3ϕ		ΔY	-	1992
Sum		2,274	2,509	2,731							
Total (1)+(2)+(3)		4,148 (20)	4,997 (27)	5,800 (33)							

Note: Number inside a parenthesis shows the capacity of stand-by facility, the Number is not included in the total capacity.

Table 3 - 4 Interrupted for Origin of - SNI - Line Faults

Name of Transmission Line	1990		1991		1992	
	Nos.	Hours	Nos.	Hours	Nos.	Hours
230 kV Line						
Sta.Rosa-Sto. Domingo	0	0	0	0	1	0.62
Sto.Domingo-Quevedo	0	0	2	0.76	0	0
Quevedo-Pascuales	0	0	0	0	0	0
Pascuales-Milagro	1	0.77	2	1.71	0	0
Milagro-Paute	3	2.40	3	1.03	9	9.54
Paute-Riobamba	-	-	-	-	1	0.44
Riobamba-Totoras	2	0.33	0	0	1	0.39
Totoras-Sta.Rosa	0	0	1	0.66	0	0
Subtotal	6	3.5	8	4.15	12	10.99
138 kV Line						
Pisayambo-Ambato	0	0	0	0	0	0
Pisayambo-Vicentina	0	0	2	0.24	0	0
Vicentina-Ibarra	3	1.11	2	1.97	1	0.35
Guangopolo-Vicentina	0	0	0	0	0	0
Vicentina-Sta.Rosa	0	0	0	0	1	0.83
S.Domingo-Esmeraldas	3	1.75	6	21.65	4	2.73
Quevedo-Portoviejo	0	0	1	0.27	1	0.13
Pascuales-Salitral	0	0	0	0	0	0
Paute-Cuenca	1	0.17	0	0	1	0
Milagro-Babahoyo	0	0	1	0.13	2	0.32
Agoyán-Totoras	0	0	0	0	0	0
Pascuales-Sta.Elena	6	2.95	6	2.83	0	0
Pascuales-Posorja	6	1.93	4	1.77	1	0.15
Milagro-Machala	5	5.30	4	1.19	8	19.17
Cuenca-Loja	4	1.72	3	0.47	1	0.23
Totoras-Ambato	0	0	1	2.65	0	0
Pascuales-Policentro	1	0.20	2	0.68	1	0.15
Subtotal	28	15.13	32	33.85	19	23.91
Total	34	18.63	40	38.00	31	34.9

Table 3 - 5 Programmed Interruption of - SNI - Transmission Lines

Name of Transmission Line	1990		1991		1992	
	Nos.	Hours	Nos.	Hours	Nos.	Hours
230 kV Line						
Sta.Rosa-Sto. Domingo	0	0	0	0	0	0
Sto.Domingo-Quevedo	0	0	0	0	0	0
Quevedo-Pascuales	0	0	0	0	0	0
Pascuales-Milagro	0	0	0	0	0	0
Milagro-Paute	0	0	0	0	0	0
Paute-Riobamba	-	-	-	-	1	0.55
Riobamba-Totoras	1	6.50	0	0	0	0
Totoras-Sta.Rosa	0	0	0	0	0	0
Subtotal	1	6.50	0	0.00	1	0.55
138 kV Line						
Pisayambo-Ambato	0	0	0	0	0	0
Pisayambo-Vicentina	0	0	0	0	0	0
Vicentina-Ibarra	1	0	2	14.85	0	0
Guangopolo-Vicentina	0	0	0	0	0	0
Vicentina-Sta.Rosa	0	0	0	0	0	0
S.Domingo-Esmeraldas	1	6.97	0	0	2	21.55
Quevedo-Portoviejo	2	37.48	1	1.17	1	1.5
Pascuales-Salitral	0	0	0	0	0	0
Paute-Cuenca	0	0	0	0	1	11.25
Milagro-Babahoyo	0	0	0	0	0	0
Agoyán-Totoras	0	0	0	0	0	0
Pascuales-Sta.Elena	8	65.89	2	16.55	2	14.00
Pascuales-Posorja	6	53.53	8	56.92	2	15.26
Milagro-Machala	0	0	3	5.70	3	16.29
Cuenca-Loja	1	5.05	1	8.75	2	12.40
Totoras-Ambato	2	24.07	0	0	0	0
Pascuales-Policentro	0	0	0	0	0	0
Subtotal	18	168.91	17	103.94	13	92.25
Total	19	175.41	17	103.94	14	92.80

第４章　電力需要想定および供給計画

目　次

頁

4.1　電力需要想定 …… 4－1

4.1.1　電力需要と経済成長の足どり …… 4－1

4.1.2　電力需要想定手法 …… 4－1

4.1.3　需要想定結果 …… 4－1

4.2　供給計画 …… 4－2

4.2.1　電源開発計画 …… 4－2

4.2.2　需要供給バランス …… 4－2

第４章　電力需要想定および供給計画

4.1　電力需要想定

4.1.1　電力需要と経済成長の足どり

一般に電力需要は、GDPの伸びに沿って推移して来ている。エクアドルにおけるGDPと電力需要について調査を実施し、その関係を Table 4-1 に示す。

この Table 4-1 によると最近1990～1992年間においては５～10%での経済成長を示しており、INECELの資料によれば経済成長は1992年以後もこの傾向は引き続き継続するものと思われる。

一方、人口増加率は1980年代前半までは年平均2.7%であったが、1990年代に入ってからは少しずつ減少傾向にあり、1990年には2.4%まで下がっている。

人口は将来2.4%台の増加率で継続して増加して行くものと考えられている。

4.1.2　電力需要想定手法

電力需要想定法としては、中･長期の需要想定として経済・社会の成長テンポ、構造変化等の指数の変化より想定するマクロ手法と、短期の需要想定としては、景気の動向を重視したミクロ手法とがあるが、ここではマクロ手法によって1993～2010年までの長期需要想定を行うものとする。

4.1.3　需要想定結果

本手法によるマクロの需要想定結果を Fig.4-1, Fig.4-2 に示す。

High ケースにおいてはINECELの想定値より全体的に下廻った値となっているが、比較的INECELの需要想定値と一致している。その差は2003年時点に於いて、エネルギー需要で3.5%の差であり、年度展開で考えれば約１年遅れの差である。

この様にINECELとJICAの想定結果の差は小さく、このため需給バランス計画に於いてはマージンを見込んで大きめのINECELの需要想定結果を採用するものとする。

4.2 供給計画

4.2.1 電源開発計画

INECELは今後の電源開発計画もこの豊富な包蔵水力を開発することを基本とし、電化マスタープラン（1993～2002）MARZO－1993作成においても水力発電所の開発をベースにその間に不足する電力については火力発電所で補うという考えとなっている。

4.2.2 需要供給バランス

本計画においては基本的にINECELの電源開発計画を参考に、需要供給バランスの検討を実施した。

需要供給バランスはkWとkWhについて検討を行った。検討期間は1993～2003年とした。

kWバランスについてはピーク発生月で、かつ渇水期であると想定される12月の最大ピーク発生日について検討した。

一方、kWhバランスについては年間総電力需要に対し検討した。

検討結果のまとめ

1993年から2003年までのINECEL及びJICAの電源開発の検討結果を Fig.4-3, Fig.4-4 に示す。

INECELの計画のkW及びkWhバランスにおいては、水力発電所についてはファーム出力及びファームエネルギーでバランスを考えている。

火力発電所については、有効出力及び有効エネルギーでバランスを考えている。この中で、有効エネルギーについてはベース火力（Vapor, Diesel）の年間設備利用率を90％及び85％で計画している。ピーク対応火力（Gas）の利用率は40％で考えている。

JICA計画では、ベース出力（Vapor, Diesel）の年間設備利用率を70％として計画している。この年間設備利用率の70％は、年間点検（15～20％）、負荷調整による出力減（５％）、事故率（2.5～５％）などを長期的に考慮した値である。

その他の考え方はINECELと同じである。

この結果、kWhバランスにおいてJICA案では1995年まで不足が考えられる。

このため、これに対応する新設火力が必要であるが、新設火力の計画準備建設期

間を考慮した場合、時間的に対応が無理であり、この間はPaute発電所が豊水に恵まれることを期待するだけである。

INECELもこの間のkWh不足を解消すべく短期間にて建設可能なGas火力を計画している。これは時間的に見て止むを得ない計画であると考える。

JICA案ではkWhバランスにおいて不足が考えられ、1997年に新設125MW（Vapor）のベース火力がINECEL案に更に必要となっている。

そのかわり、2003年に計画されている30MW（Gas）の火力発電所は不要となる。更に他の火力発電所は１年ずつ運転開始年を早める必要がある。

kWバランスについては、INECEL案でも最大需要日に水力、火力の最大機が同時に事故で停止しても影響がない程の予備力を保有する計画となっており、kWバランスは取れている。

新規水力発電所はＳＮＩにおける大容量水力であり、kW、kWhバランスにおいて最も重要な位置付であり、これ等の運転開始年が遅れた場合には、再び1992年の様な電力不足になることが考えられ、計画通り開発されなければならない。

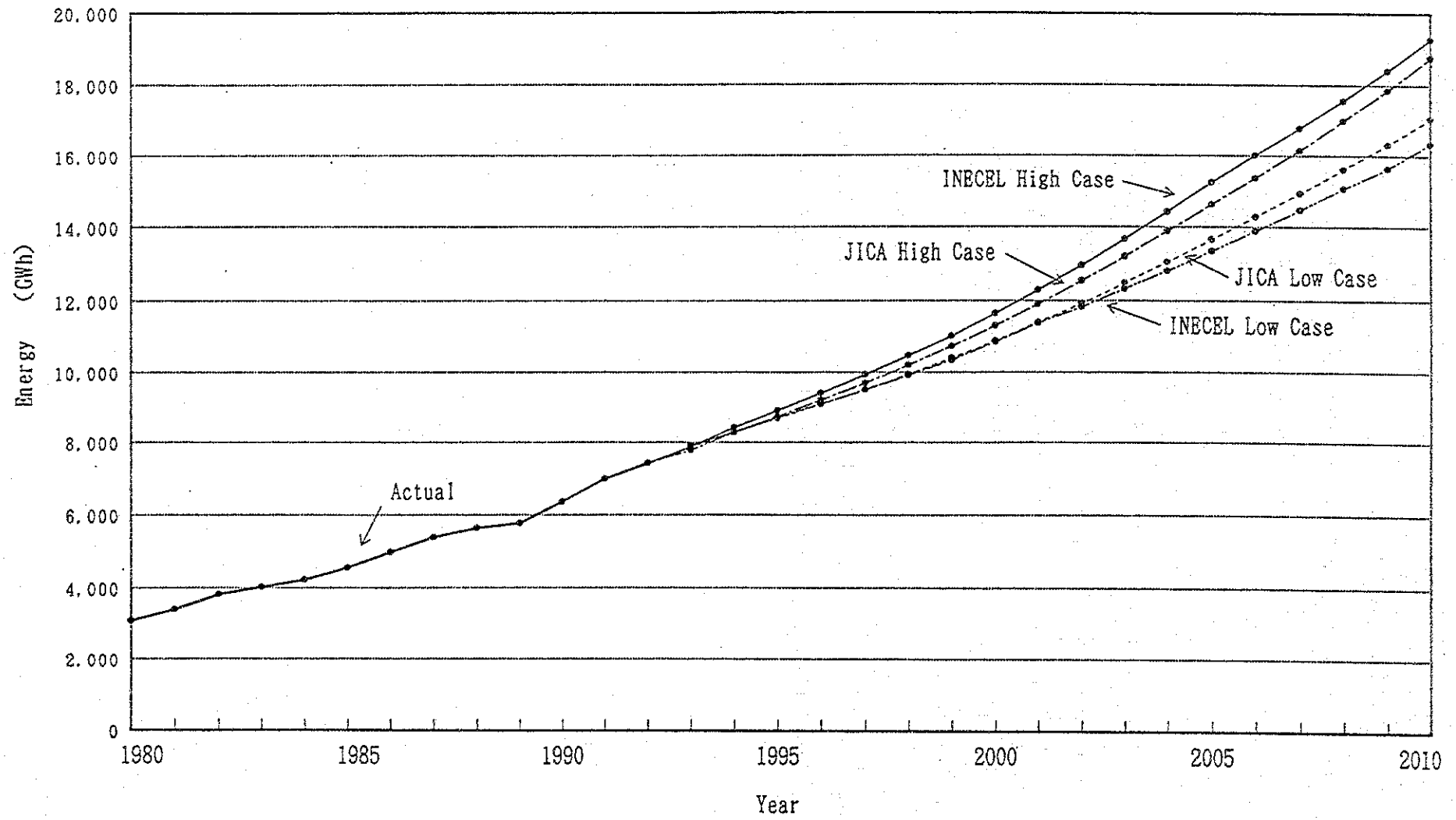


Fig. 4-1 Demand Forecast of Ecuador (1980-2010)

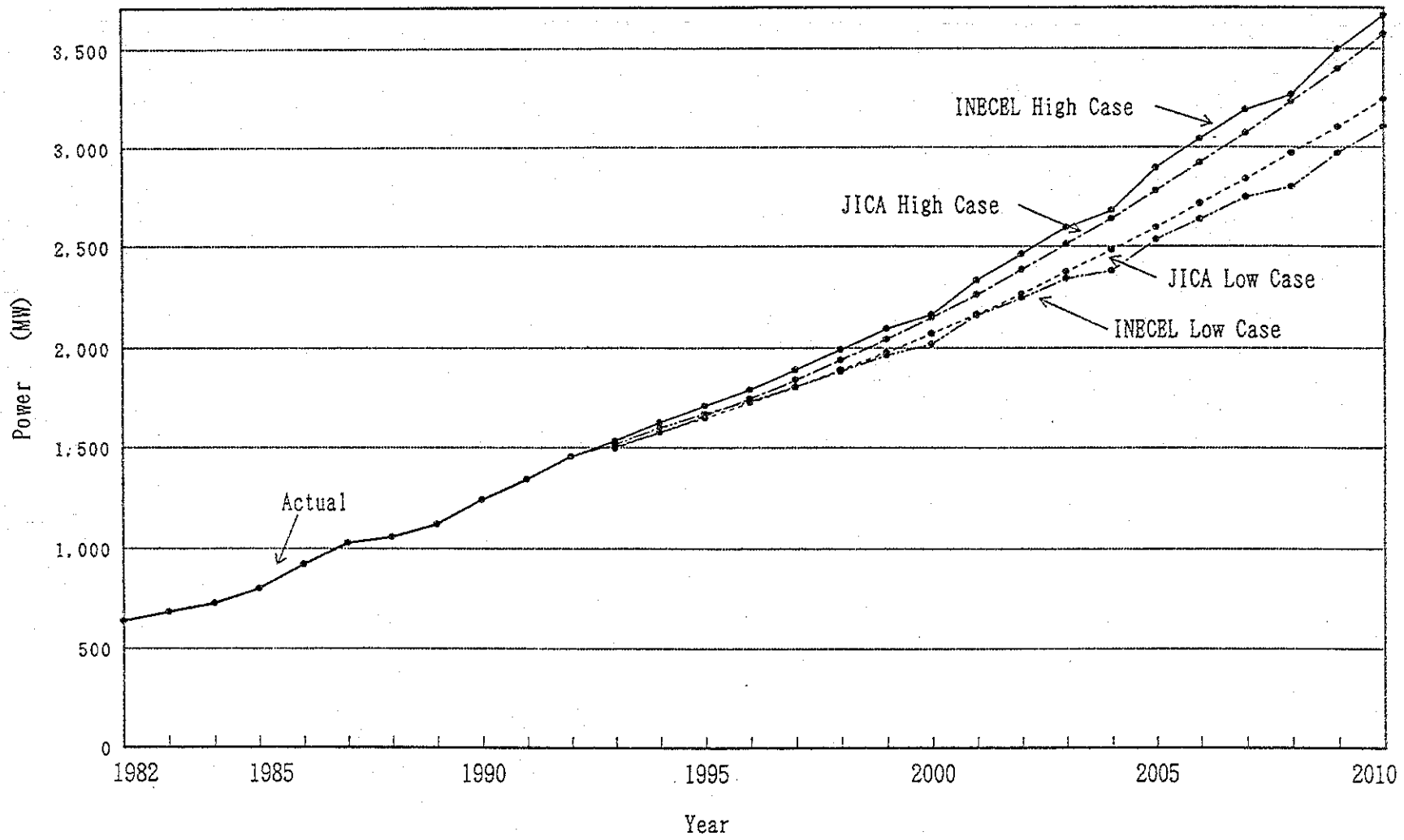


Fig. 4-2 Peak Power Forecast (1982-2010)

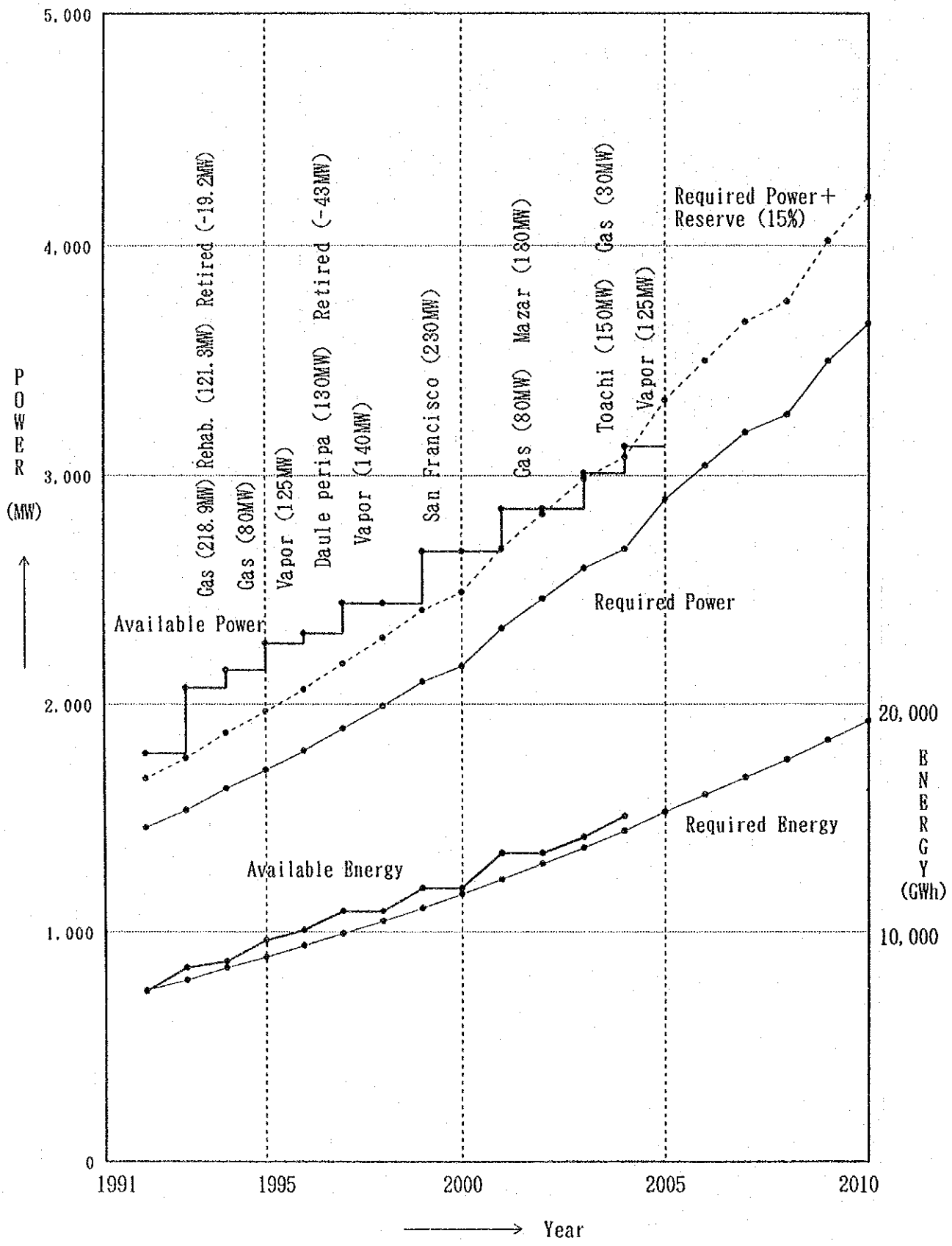


Fig. 4-3 Power Balance and Energy Balance
Alternative 1 (INECEL Plan)

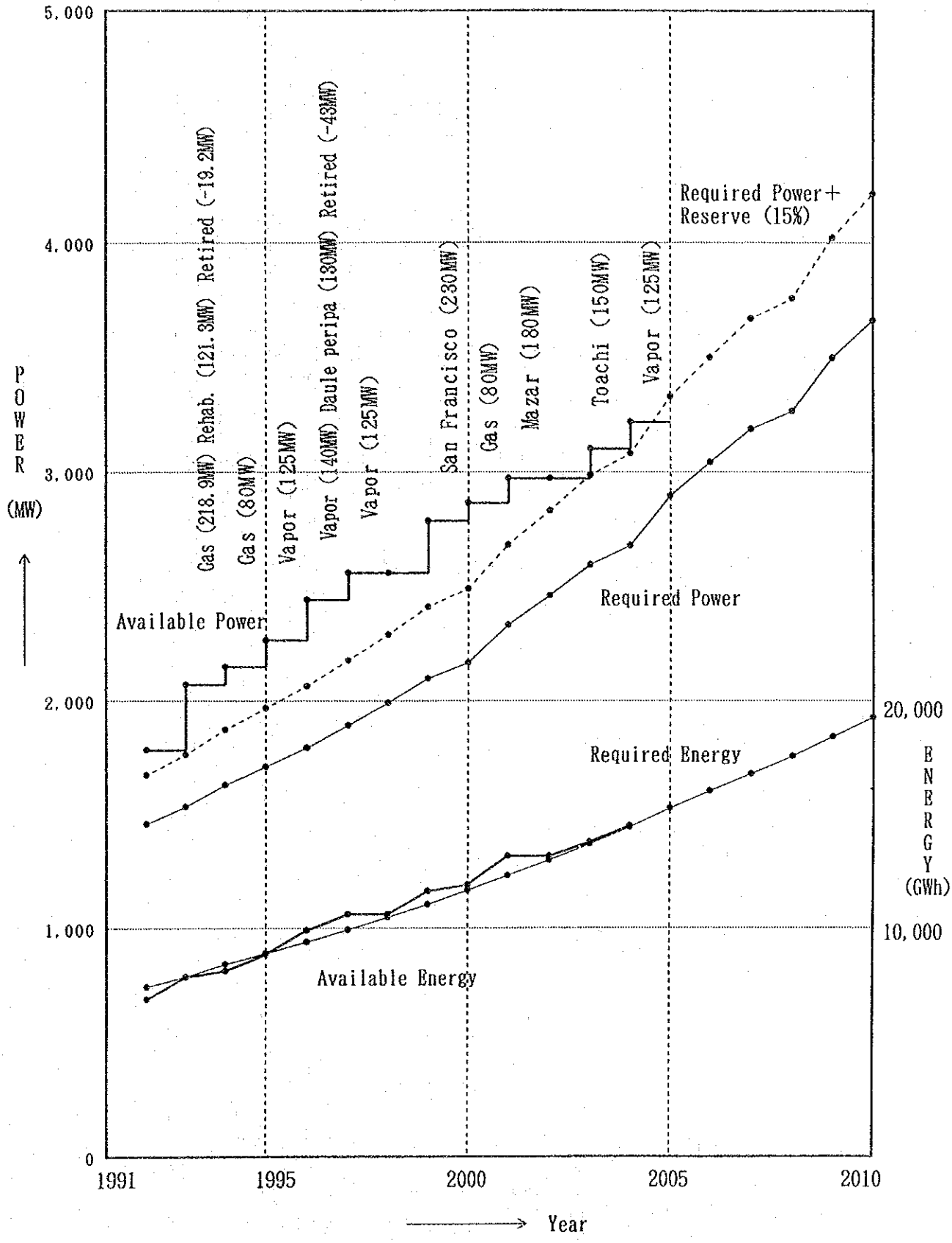


Fig. 4-4 Power Balance and Energy Balance
Alternative 2 (JICA Plan)

Table 4-1 Basic Data for Demand Forecast

(at the price levels and exchange rate of 1980)

	G.D.P (US$)		Energy Demand		Population		G.D.P./Capita		Energy/Capita		Power
Year	(Million)	Rate (%)	(GWh)	Rate (%)	(thousand)	Rate (%)	(US$)	Rate %	(kWh)	rate (%)	(MW)
1970	1,681.2		786		5,969.92		281.6		131,700		
1971	1,586.1	-5.66	865	10.05	6,146.60	2.96	258.0	-1.91	140,700	3.40	
1972	1,855.8	17.00	957	10.64	6,328.51	2.96	293.2	5.75	151,200	3.59	
1973	2,491.2	34.24	1046	9.30	6,515.80	2.96	382.3	11.57	160,500	3.14	
1974	3,718.0	49.25	1221	16.73	6,708.64	2.96	554.2	16.64	182,000	5.65	
1975	4,318.2	16.14	1423	16.54	6,907.19	2.96	625.2	5.45	206,000	5.59	
1976	4,888.3	13.20	1663	16.87	7,106.22	2.88	687.9	4.58	234,000	5.85	
1977	6,155.2	25.92	1977	18.88	7,311.00	2.88	841.9	8.99	270,400	6.55	
1978	7,217.8	17.26	2351	18.92	7,521.67	2.88	959.6	5.99	312,600	6.57	
1979	8,639.7	19.70	2718	15.61	7,738.41	2.88	1,116.5	6.84	351,200	5.42	
1980	10,804.3	25.05	3081	13.36	7,961.40	2.88	1,357.1	8.69	387,000	4.63	
1981	12,505.8	15.75	3393	10.13	8,176.90	2.71	1,529.4	5.82	414,900	3.74	
1982	12,187.5	-2.55	3819	12.56	8,398.24	2.71	1,451.2	-0.94	454,700	4.64	638
1983	6,732.4	-44.76	4015	5.13	8,625.57	2.71	780.5	-16.54	465,500	1.90	684
1984	8,771.0	30.28	4217	5.03	8,859.05	2.71	990.1	11.19	476,000	1.86	726
1985	11,502.0	31.14	4546	7.80	9,098.85	2.71	1,264.1	11.50	499,600	2.88	800
1986	11,207.5	-2.56	4972	9.37	9,320.81	2.44	1,202.4	-1.05	533,400	3.84	922
1987	10,495.4	-6.35	5388	8.37	9,548.18	2.44	1,099.2	-2.60	564,300	3.43	1,027
1988	9,776.4	-6.85	5632	4.53	9,781.11	2.44	999.5	-2.81	575,800	1.86	1,057
1989	9,538.1	-2.44	5770	2.45	10,019.71	2.44	951.9	-1.00	575,900	1.00	1,120
1990	10,522.3	10.32	6360	10.23	10,264.13	2.44	1,025.2	4.23	619,600	4.19	1,240
1991	11,457.0	8.88	6988	9.87	10,514.52	2.44	1,089.6	3.64	664,600	4.05	1,340
1992	12,016.3	4.88	7422	6.21	10,771.01	2.44	1,115.6	2.00	670,300	2.55	1,442

第５章　系統解析

目　次

頁

5.1　検討条件 …… 5－1

5.2　1993年 …… 5－1

5.3　1998年 …… 5－2

5.4　2003年 …… 5－2

5.5　解析結果のまとめ …… 5－3

5.6　負荷遮断と周波数低下 …… 5－4

5.6.1　負荷遮断 …… 5－4

5.6.2　周波数特性定数(K) の実測 …… 5－4

第５章　系統解析

5.1　検討条件

INECELが作成した、エクアドルの電力系統拡充計画を基に検討を実施した。
以下の年を対象に実施した。

検討対象年：　1993, 1998, 2003

尚、1998年, 2003年については、豊水期（６月）、渇水期（12月）の２断面について検討した。

INECELにおける定常時および事故時の負荷端における電圧基準は以下の通りである。

定常時；97～103%　　事故時；90～105%

系統安定度における判定条件は、単一事故（ｎ－１）基準を採用し、事故条件としては送電線の１cctに永久３相短絡が発生し、遮断成功、再閉路は行わないものとした。

事故送電線としてPaute～Milagro 230kV 送電線を選んだ。また事故遮断時間は、INECELの230kV系で適用されている５サイクル遮断とした。さらに、1998年、2003年においては、稀頻度ケースではあるがPaute～Milagro線の２cct事故も検討した。

5.2　1993年

(1)　潮　流

1993年３月の実潮流を基にした潮流計算結果を Fig.5-1 に示す。

結果は、Selva Alegre変電所等数ヶ所を除き、負荷端の運転電圧は基準内に収まっている。また過負荷となる送電線、変圧器はない。

(2)　短絡電流

230kV母線および138kV母線の短絡電流は、定格遮断電流を超えていない。

(3)　系統安定度

(1)項で述べた潮流におけるPaute～Milagro 230kV送電線１cct　３LG－３LO事故の系統安定度計算結果を Fig.5-2 に示す。結果は、安定な動きを示している。

5.3 1998年

(1) 潮 流

潮流計算結果を Fig.5-3 および Fig.5-4 に示す。

Fig.5-3 は、Paute発電所が豊水期に当たる6月断面、Fig.5-4 はPaute発電所が渇水期に当たる12月断面である。Paute発電所の発電々力が 1,008MWから915MWとなり、Paute～Pascuales間の潮流が軽くなっている。

両者とも負荷端の運転電圧はすべて基準内に収まっており、過負荷となる送電線変圧器はない。

(2) 短絡電流

230kV母線および138kV母線の短絡電流は、定格遮断電流を超えていない。

(3) 系統安定度

(a) 6月断面

Fig.5-5、Fig.5-6 にPaute～Milagro 230kV送電線1cct, 3LG～3LO事故および2cct 3LG～3LO事故の系統安定度計算結果をそれぞれ示す。2cct事故の場合、Fig.5-3 の潮流条件では不安定となるため、Paute発電所の発電々力を954MWに減少させた Fig.5-7 の潮流条件とした。結果は、両者とも安定な動きを示している。

(b) 12月断面

Fig.5-8、Fig.5-9 にPaute～Milagro 230kV送電線1cct, 3LG～3LO事故および2cct, 3LG～3LOの事故の安定度計算結果をそれぞれ示す。(a)に比べると動揺は小さくなり、両者とも安定な動きを示している。

5.4 2003年

(1) 潮 流

潮流計算結果を Fig.5-10 および Fig.5-11 に示す。Fig.5-10 は、Paute発電所が豊水期に当たる6月断面、Fig.5-11 はPaute発電所が渇水期に当たる12月断面である。Paute発電所の発電々力が 972MWから 798MWとなり、Paute～Pascuales間の潮流が軽くなっている。

両者とも負荷端の運転電圧はすべて基準内に収まっており、過負荷となる送電線変圧器はない。

(2) 短絡電流

230kV母線および138kV母線の短絡電流は、定格遮断電流を超えていない。

(3) 系統安定度

(a) 6月断面

Fig.5-12、Fig.5-13 に、Paute～Milagro 230kV送電線1cct 3LG－3LO事故および2cct 3LG－3LO事故の系統安定度計算結果をそれぞれ示す。2cct 事故の場合、Fig.5-10 の潮流条件では不安定となるため、Paute発電所の発電々力を 915MWに減少させた Fig.5-14 の潮流条件とした。結果は、両者とも安定な動きを示している。

(b) 12月断面

Fig.5-15、Fig.5-16 にPaute～Milagro 230kV送電線1cct 3LG－3LO事故および2cct 3LG－3LO事故の系統安定度計算結果をそれぞれ示す。(a)に比べると動揺は小さくなり、両者とも安定な動きを示している。

5.5 解析結果のまとめ

短絡電流レベル、送電線、変圧器の過負荷に関しては、各検討年において特に問題とならないが、1993年の運転電圧に関しては、北部変電所の幾つかで97～103%の許容範囲に収まっていない。系統安定度についても、1993年は不安定ではないが、安定限界に近くなっている。

1993年は、3月時点での実潮流結果を基に解析しており、特に対策は講じてないが、INECELの計画にあるように、Paute～Pascuales間の送電線が4cctに増強され、Guayaquil近傍および北部における電源開発が進んでいく1998年、2003年には、上記の問題が軽減されていき、豊水期である6月断面においては、Paute発電所がほぼ定格出力まで運転可能となる。

Year/month	Paute 発電出力 (MW)	安定度結果	
		1cct遮断	2cct遮断
1998. 6	1,008	○	×
	954	○	○
1998.12	915	○	○
2003. 6	954	○	×
	897	○	○
2003.12	798	○	○

ただ、北部系の一部の変電所は、常時運転電圧の維持のためには、1998年、2003年時点にはINECELの計画以外に変圧器タップ、調相用コンデンサの設置が必要である。

5.6　負荷遮断と周波数低下

周波数が0.1Hz変化したときの発電機の出力変化量と負荷の変化量の合計を電力系統の周波数特性定数(K)と呼び、この値は系統を構成している発電機や負荷の性質を表すが、一般に次の範囲内の値を採る。

系統周波数定数K＝1.20～1.55%MW/0.1Hz

5.6.1　負荷遮断

INECELは各電力会社との間の電力需給契約の中で、電源喪失事故時の系統周波数の低下に対し、13.8kV配電線引出口等に周波数継電器を設置し周波数低下の大きさに比例した負荷遮断を行うことをとり決めている。このことにより電力系統の周波数維持を行い、電力系統の安定度保持と、最悪の場合でもEMELECやBEQは最小限度の単独系統が構成されるよう連系地点の遮断器解放が行われるようになっている。

電力系統の周波数が58.5Hz以下に下がった場合には、EMELEC及びBEQ電力系統は単独系統になる。

5.6.2　周波数特性定数(K)の実測

電力系統の周波数特性定数(K)は過去の電源喪失事故時の実績を調査することにより可能である。この場合留意しなければならない点は、電力系統に接続されている発電機の総定格容量とその時点の負荷の大きさ、および周波数の低下である。これらの３点が明らかであればＳＮＩの周波数特性定数(K)を確定することが出来る。

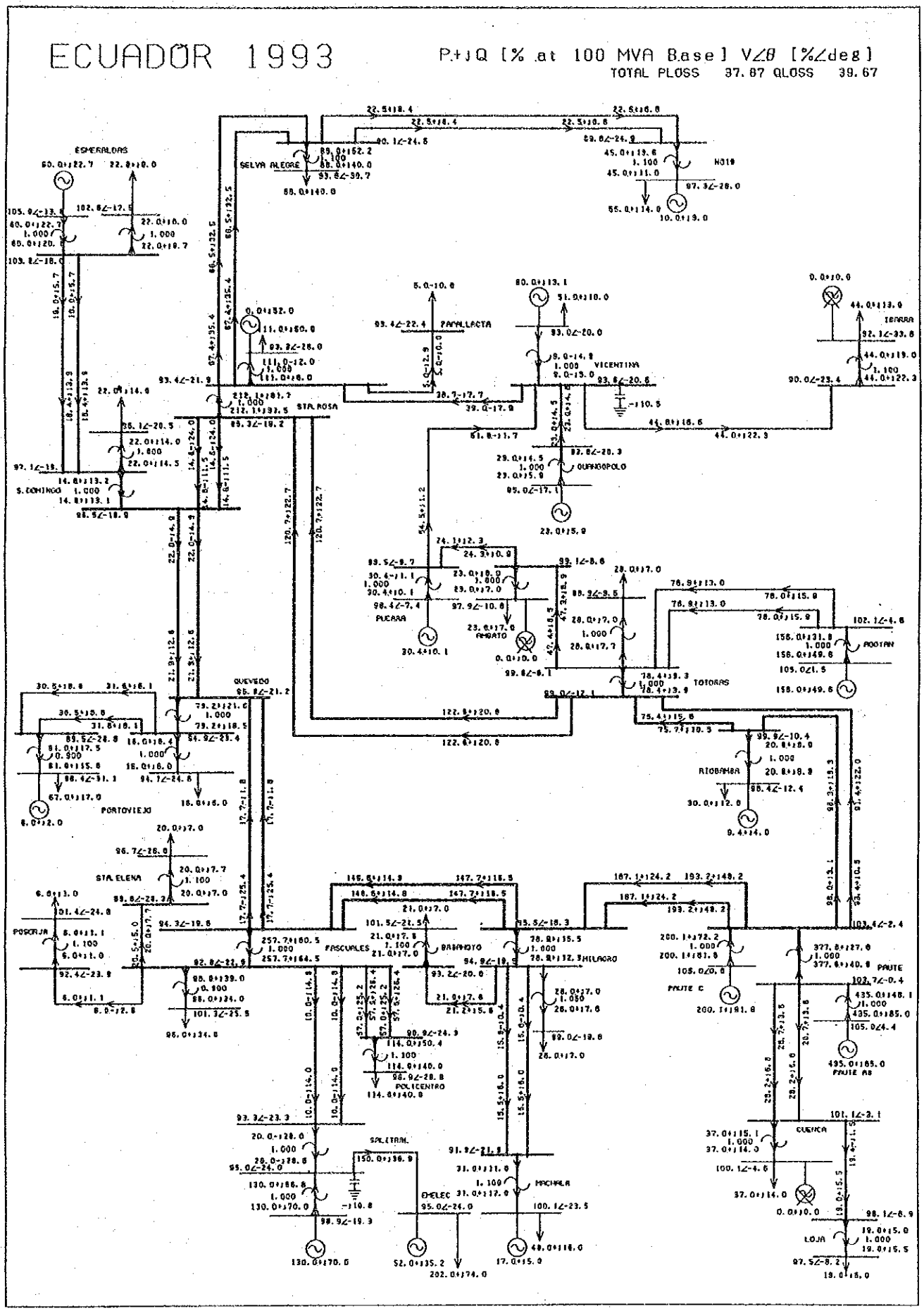
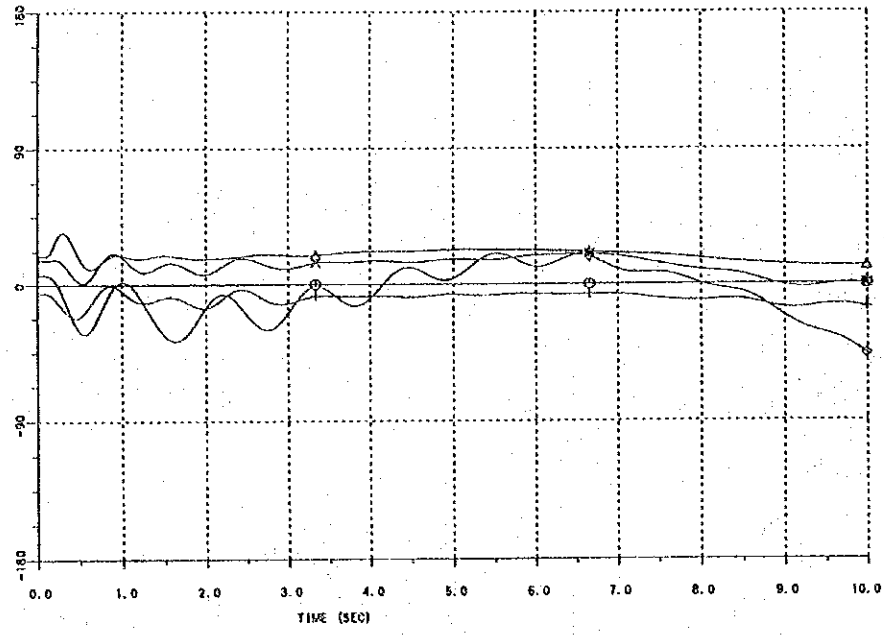


Fig. 5-1 Power Flow 1993

ECUADOR 1993 BR04-1 (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NOG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NOG-09	ANG	PAUTE-AB	34.78	10.51	19.44	12.30
3	NOG-14	ANG	PISAYAMB	-0.48	-22.18	-5.58	-15.92
4	NOG-13	ANG	AGOYAN	21.27	-2.03	16.81	0.41
5	NOG-05	ANG	SALITRAL	20.70	-46.43	6.67	-46.43



ECUADOR 1993 BR04-1 (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NOG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NOG-18	ANG	STA. ROSA	-5.06	-81.01	-36.22	-76.67
3	NOG-07	ANG	MACHALA	-0.82	-47.28	-12.37	-47.28
4	NOG-01	ANG	ESMERALD	30.09	-56.94	-5.57	-50.39

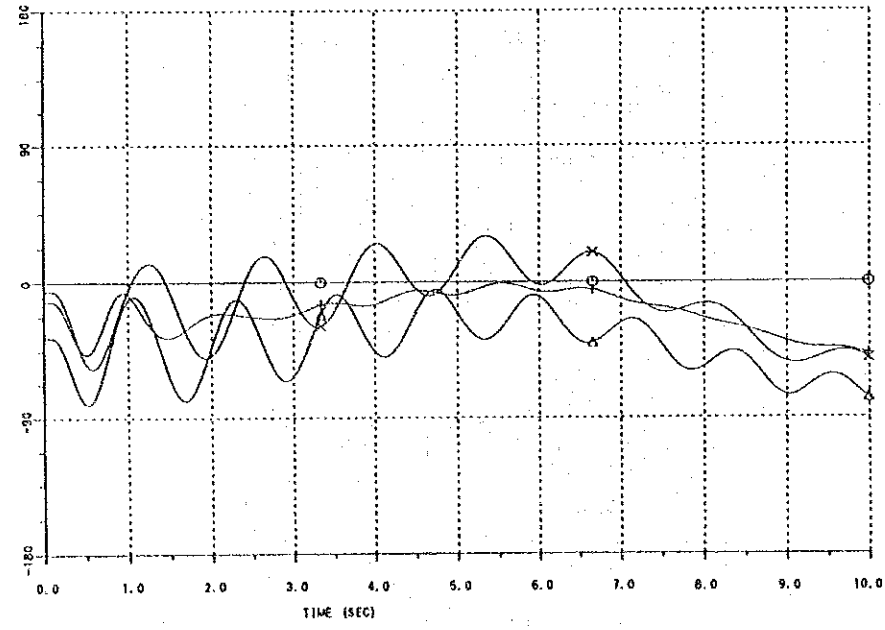


Fig. 5-2 Power System Stability Analisis at 1 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-1)

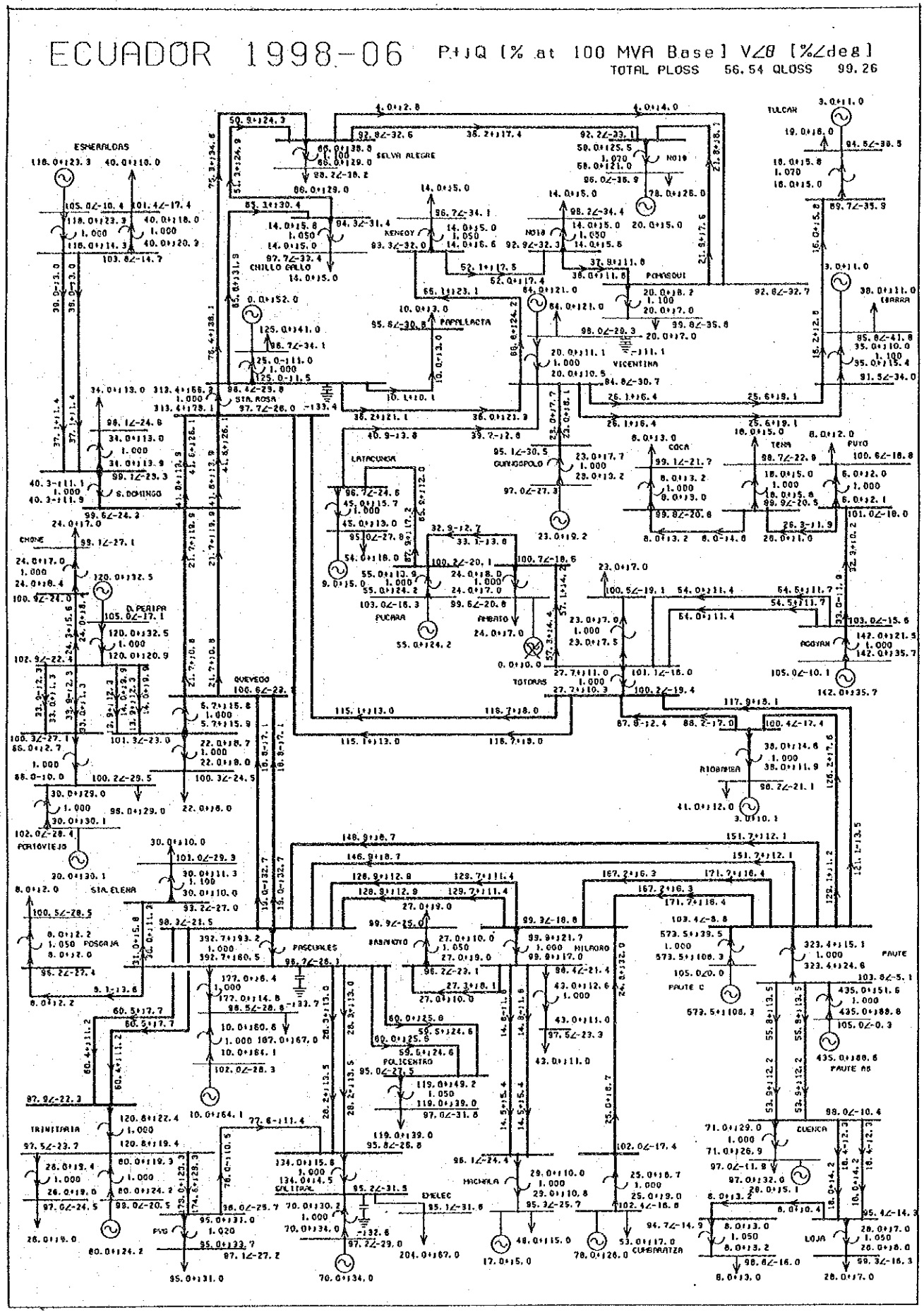


Fig. 5-3 Power Flow in June, 1998

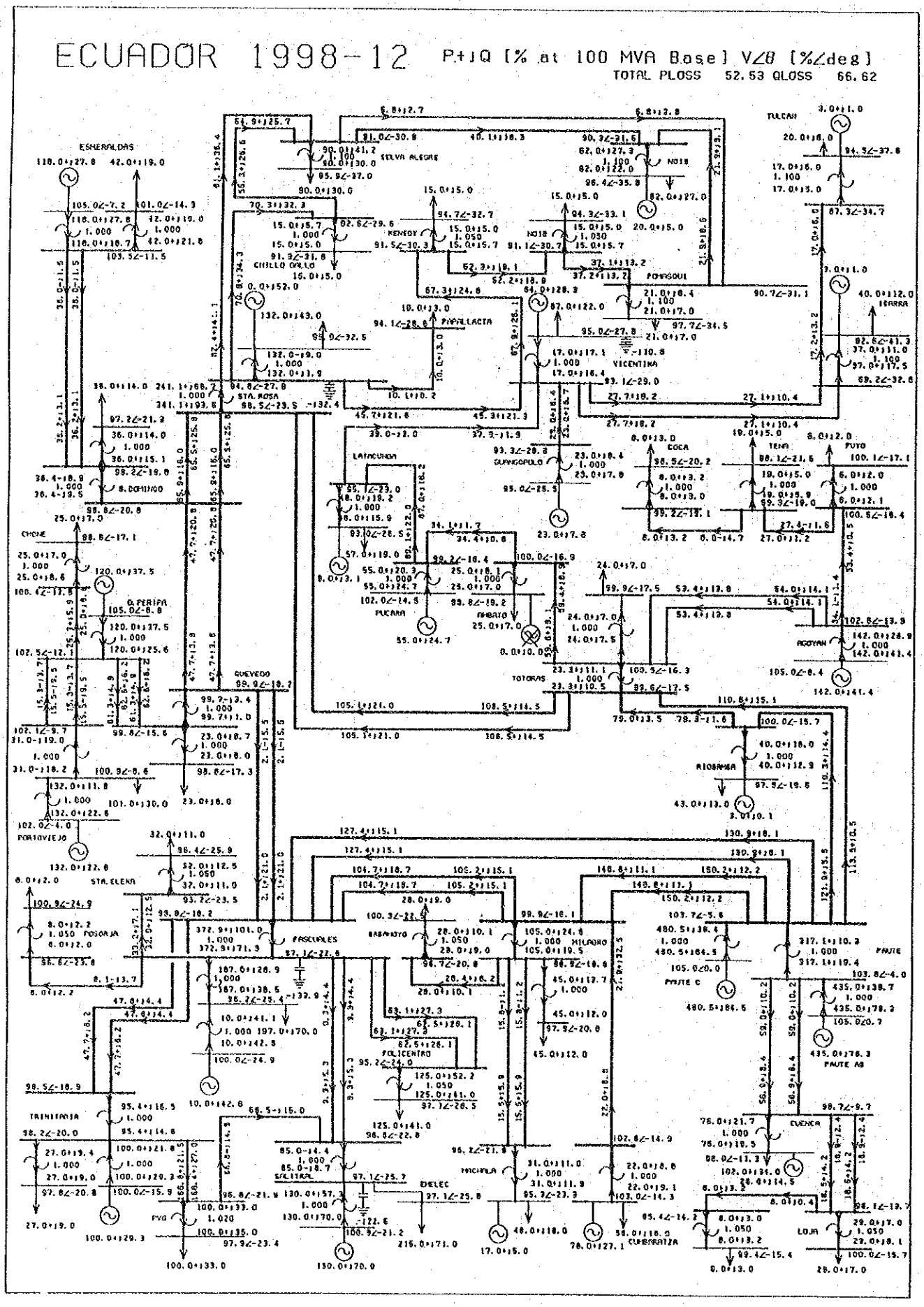
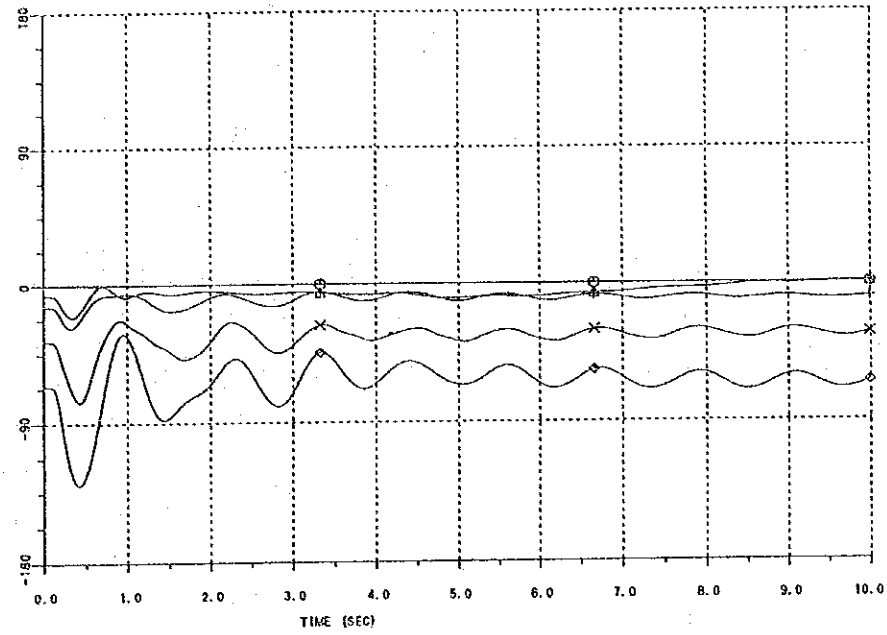


Fig. 5-4 Power Flow in December, 1998

ECUADOR 1998-06 BR04-1 (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-09	ANG	PAUTE-AB	0.68	-20.75	-6.34	0.42
3	NDG-11	ANG	CUENCA	-5.33	-27.73	-13.78	-9.38
4	ND-60	ANG	LATCUNGA	-22.68	-76.49	-35.45	-32.84
5	NDG-16	ANG	IBARRA	-32.02	-129.76	-65.92	-64.74



ECUADOR 1998-05 BR04-1 (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-05	ANG	SALITRAL	3.85	-119.57	-40.37	-31.38
3	ND-45	ANG	RIOBAMBA	-29.77	-80.30	-42.07	-38.71
4	NDG-01	ANG	ESMERALD	44.07	-85.35	-7.92	-6.40
5	NDG-15	ANG	GUANGOPL	-24.98	-78.75	-40.37	-37.69

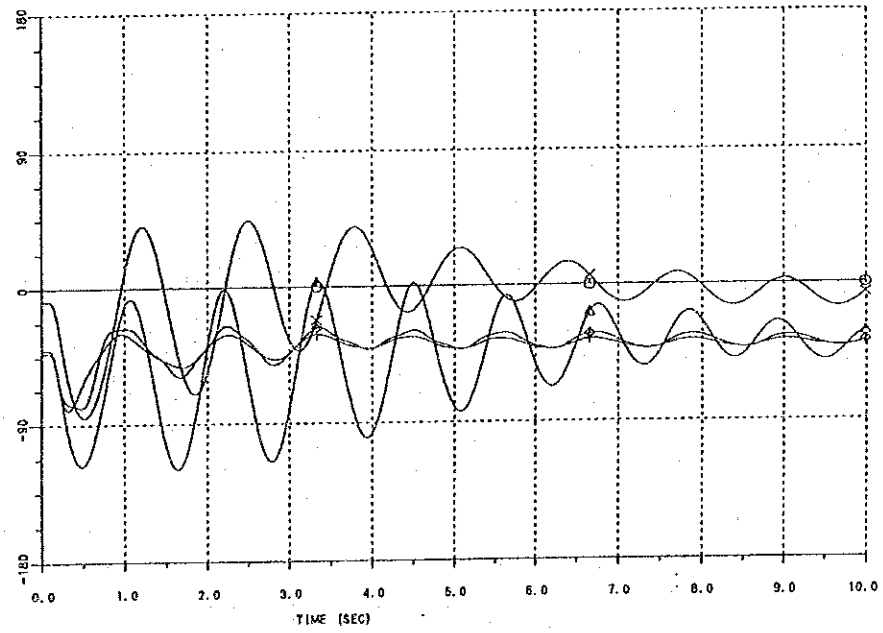
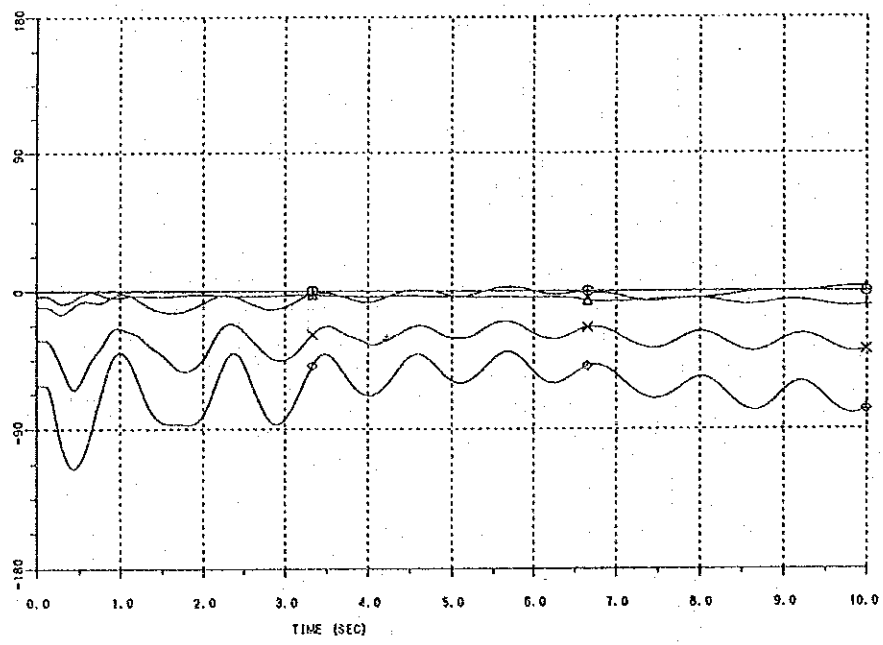


Fig. 5-5 Power System Stability after 1 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-3)

ECUADOR 1998-06 2CCT (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-09	ANG	PAUTE-AB	3.19	-8.10	-3.41	2.93
3	NDG-11	ANG	CUENCA	2.63	-15.22	-10.45	-9.07
4	ND-60	ANG	LATCUNGA	-19.94	-64.49	-31.91	-38.18
5	NDG-16	ANG	IBARRA	-39.53	-115.09	-61.66	-77.00



ECUADOR 1998-06 2CCT (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-05	ANG	SALETRAL	11.99	-136.17	-35.64	-72.61
3	ND-46	ANG	RIOBAMBA	-24.54	-66.14	-38.56	-43.53
4	NDG-01	ANG	ESMERALD	56.12	-85.04	-3.30	-40.80
5	NDG-15	ANG	GUANGOPL	-20.14	-70.08	-36.06	-45.58

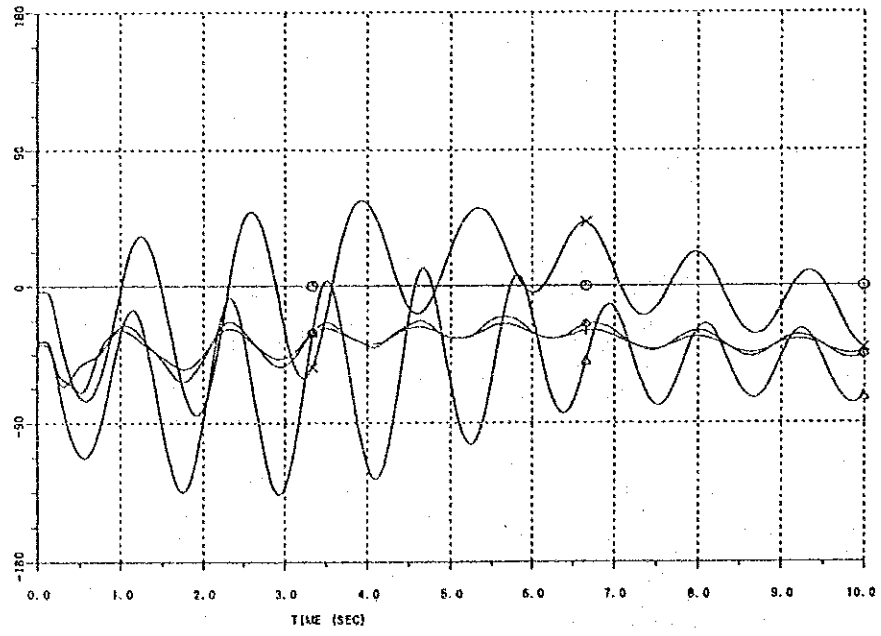


Fig. 5-6 Power System Stability under 2 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-7)

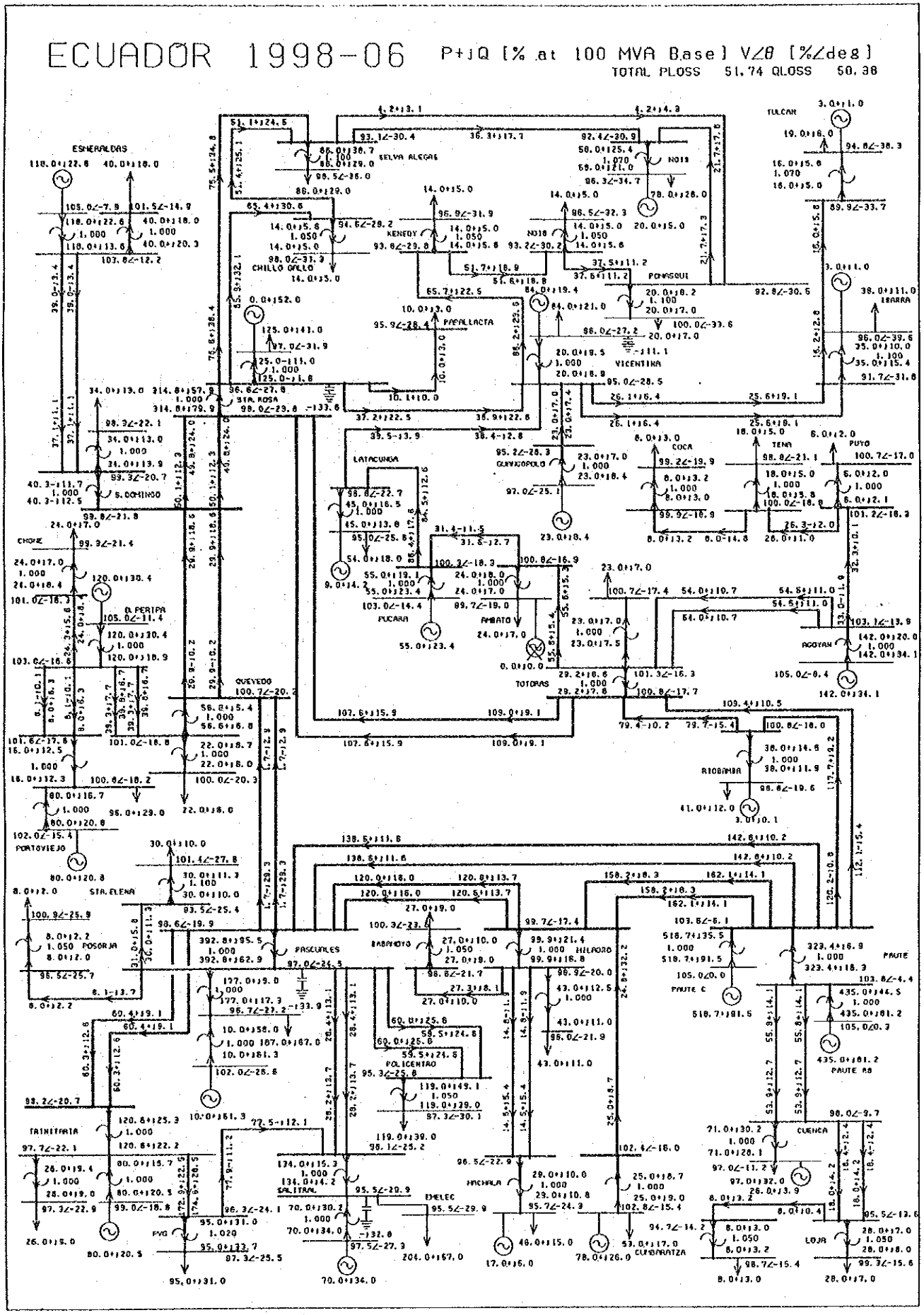
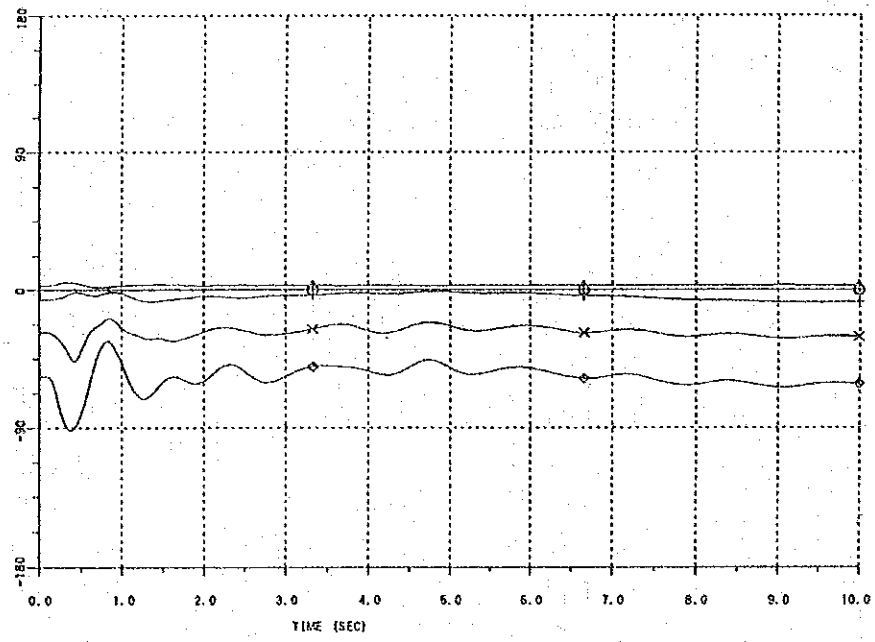


Fig. 5-7 Power Flow in June, 1998 (Case of small output at Paute)

ECUADOR 1998-12 BR04-1 (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NOG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NOG-09	ANG	PAUTE-AB	5.02	1.13	2.93	3.09
3	NOG-11	ANG	CUENCA	-1.05	-8.21	-6.18	-7.97
4	NO-60	ANG	LATCUNGA	-18.56	-46.74	-27.66	-30.61
5	NOG-16	ANG	IBARRA	-33.74	-91.70	-56.56	-61.46



ECUADOR 1998-12 BR04-1 (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NOG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NOG-05	ANG	SALITRAL	5.21	-45.02	-7.70	-20.97
3	NO-46	ANG	RIOBAMBA	-25.78	-50.89	-32.38	-34.91
4	NOG-01	ANG	ESMERALD	33.05	-41.07	3.62	2.65
5	NOG-15	ANG	GUANGOPL	-20.66	-45.47	-30.19	-33.86

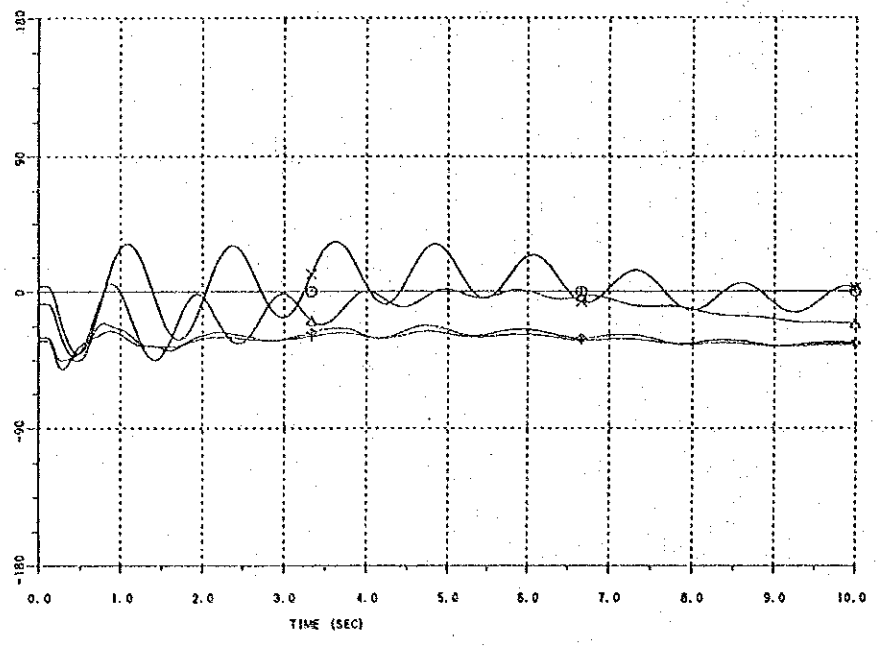
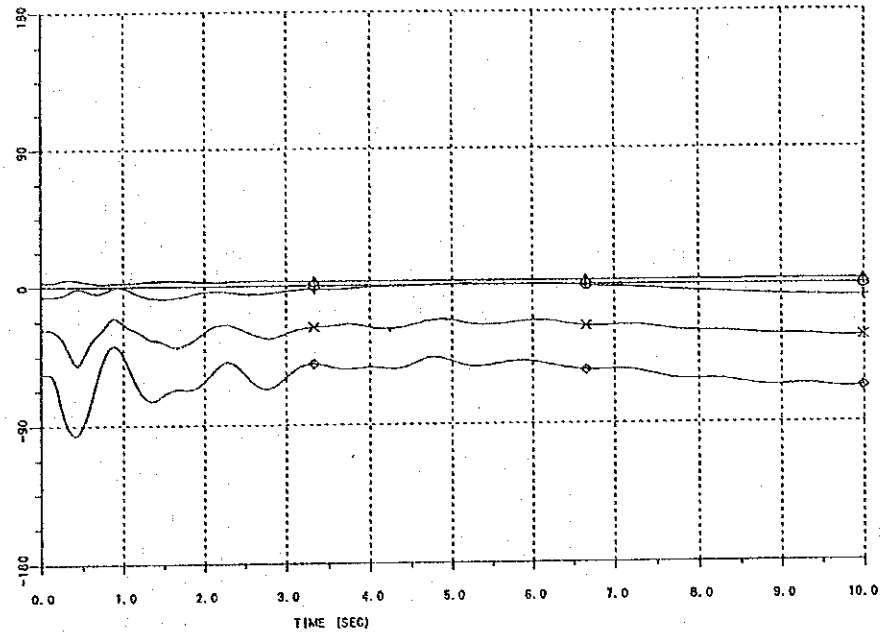


Fig. 5-8 Power System Stability after 1 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-4)

ECUADOR 1998-12 2CCT (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-09	ANG	PAUTE-AB	4.89	2.14	2.93	3.28
3	NDG-11	ANG	CUENCA	1.01	-7.85	-6.18	-7.77
4	ND-60	ANG	LATCUNGA	-20.35	-50.55	-27.66	-33.81
5	NDG-16	ANG	IBARRA	-38.02	-96.11	-55.56	-66.78



ECUADOR 1998-12 2CCT (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-05	ANG	SALITRAL	-0.23	-61.49	-7.70	-33.12
3	ND-46	ANG	RIOBAMBA	-25.60	-51.56	-32.38	-37.09
4	NDG-01	ANG	ESMERALD	37.41	-50.56	3.62	-3.03
5	NDG-15	ANG	GUANGOPL	-23.45	-52.29	-30.19	-37.98

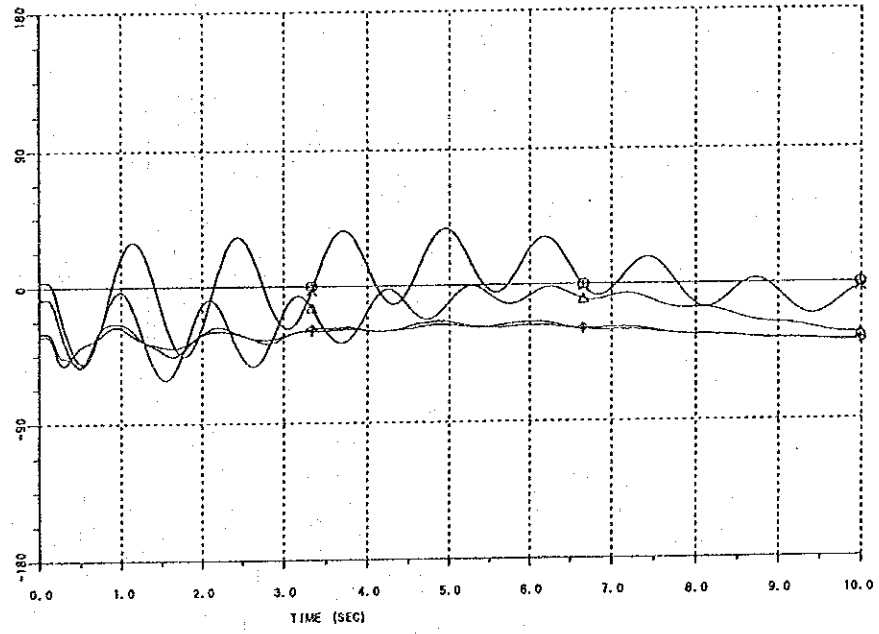


Fig. 5-9 Power System Stability after 2 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-4)

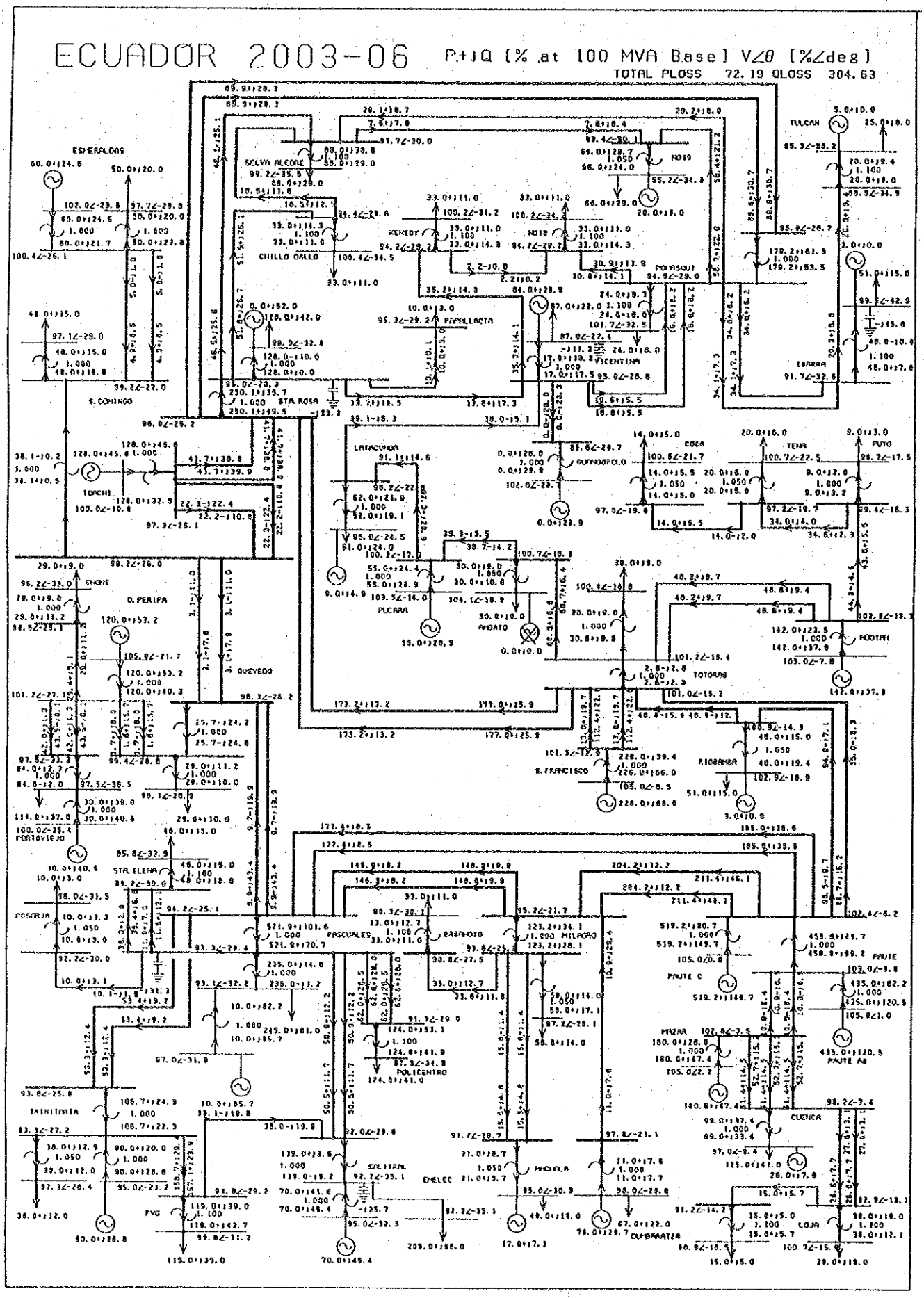


Fig. 5-10 Power Flow in June, 2003

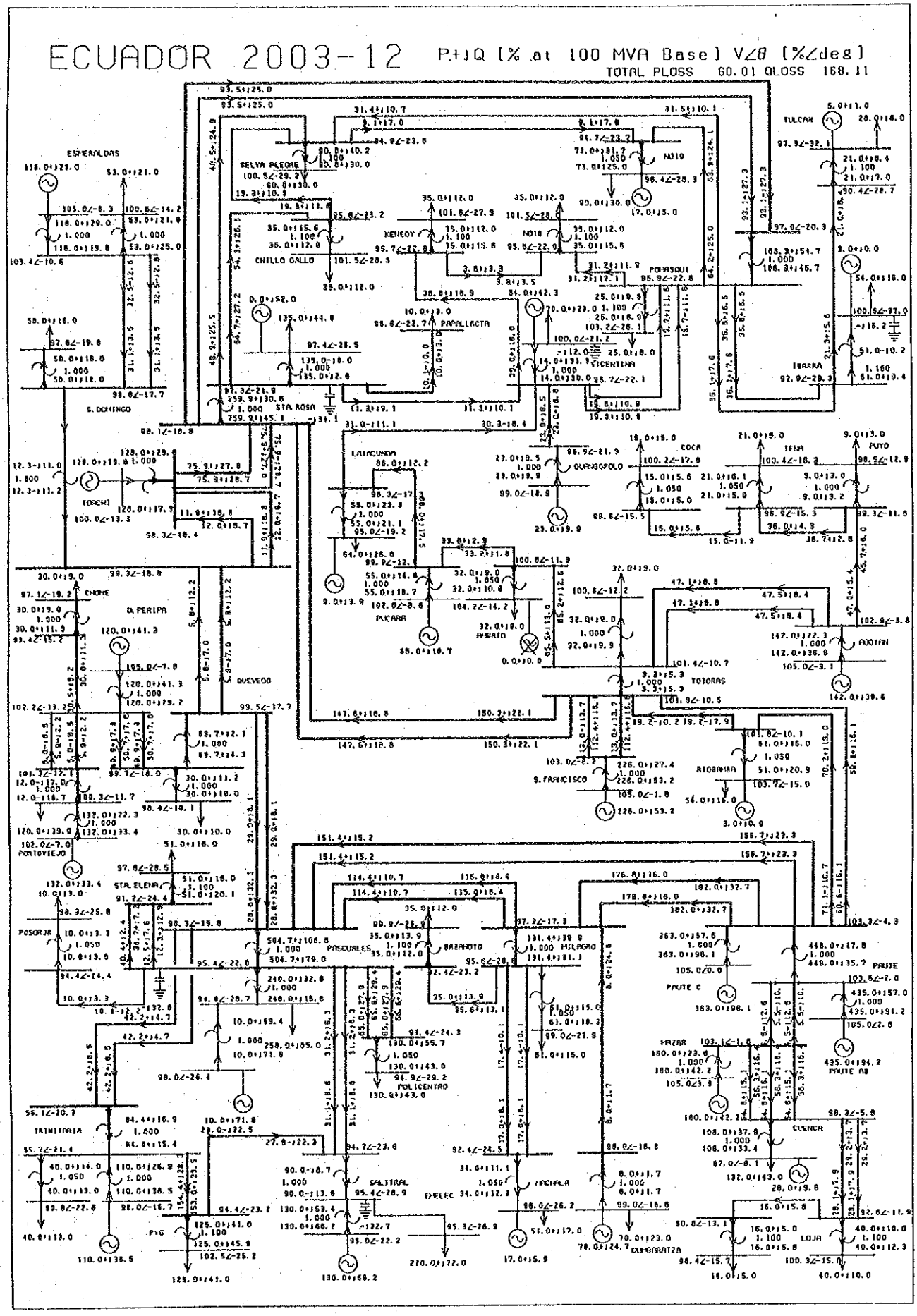
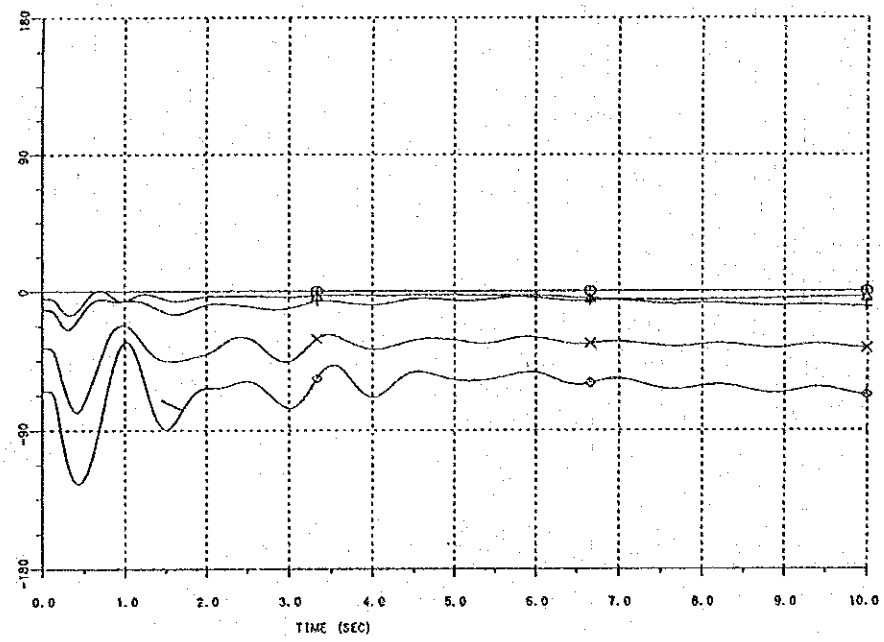


Fig. 5-11 Power Flow in December, 2003

ECUADOR 2003-06 BR04-1 (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-09	ANG	PAUTE-AB	0.78	-15.51	-4.47	-3.46
3	NDG-11	ANG	CUENCA	-3.74	-24.50	-12.10	-9.93
4	ND-60	ANG	LATCUNGA	-22.15	-78.35	-36.74	-36.94
5	NDG-16	ANG	IBARRA	-33.00	-125.13	-64.34	-66.98



ECUADOR 2003-06 BR04-1 (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-05	ANG	SALITRAL	-15.93	-147.09	-68.99	-78.03
3	ND-46	ANG	RIOBAMBA	-25.00	-74.12	-38.75	-36.36
4	NDG-01	ANG	ESMERALD	32.76	-82.49	-9.82	-5.56
5	NDG-15	ANG	GUANGOPL	-39.90	-101.98	-57.69	-59.10

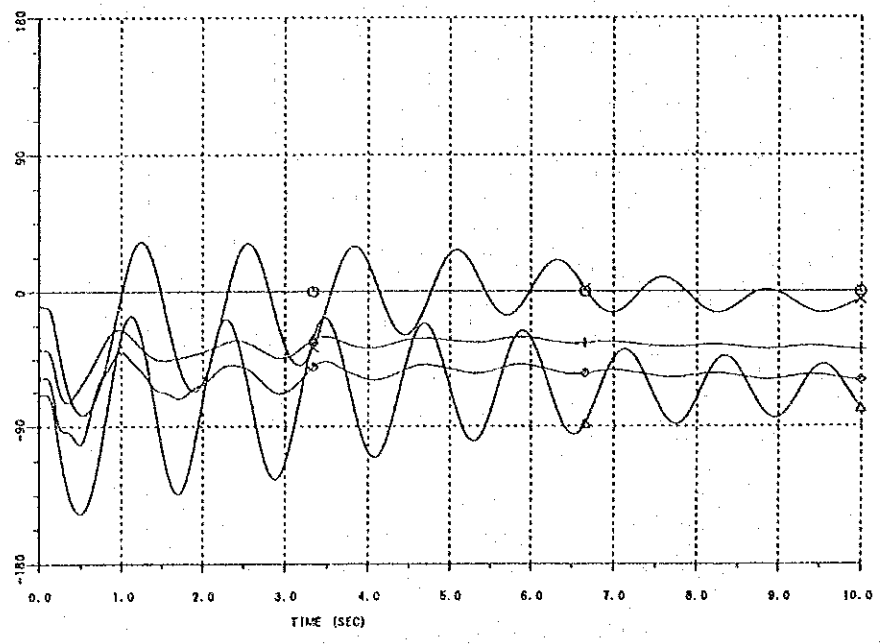
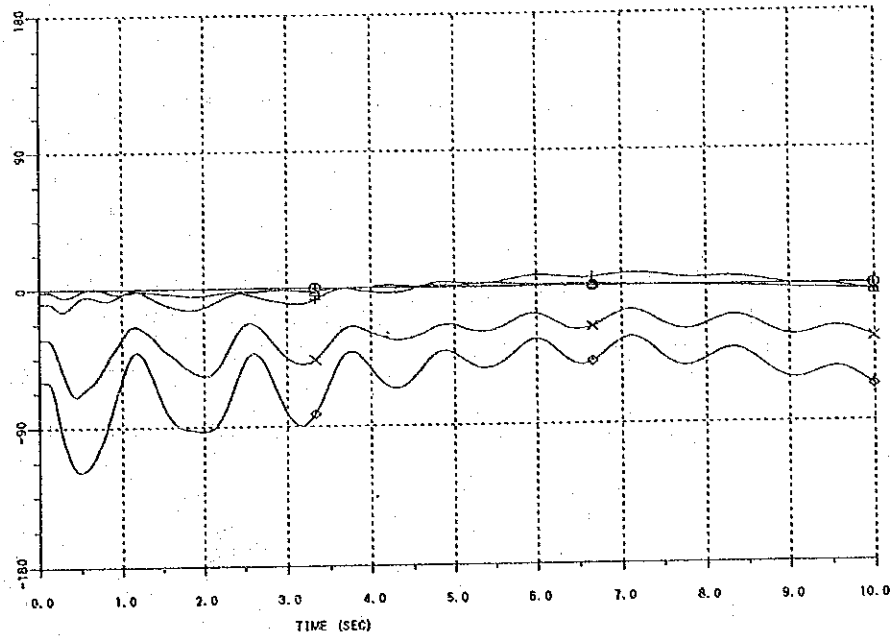


Fig. 5-12 Power System Stability after 1 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-10)

ECUADOR 2003-06 2CCT (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-09	ANG	PAUTE-AB	2.46	-4.91	-1.43	-3.89
3	NDG-11	ANG	CUENCA	8.17	-14.00	-8.72	-4.27
4	ND-60	ANG	LATCUNGA	-15.78	-69.52	-32.41	-35.04
5	NDG-16	ANG	IBARRA	-33.62	-118.63	-59.91	-66.35



ECUADOR 2003-06 2CCT (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-05	ANG	SALITRAL	4.98	-172.21	-65.03	-78.53
3	ND-46	ANG	RIOBAMBA	-16.33	-61.98	-35.07	-35.30
4	NDG-01	ANG	ESMERALD	64.86	-104.92	-4.98	1.42
5	NDG-15	ANG	GUANGOPL	-33.16	-99.57	-53.29	-57.58

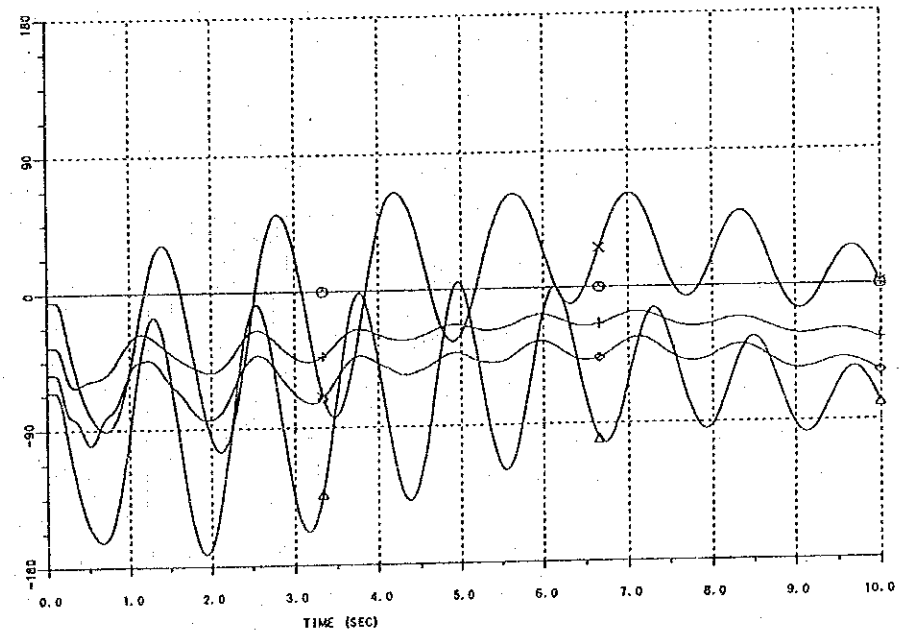


Fig. 5-13 Power System Stability Analysis at 2 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-14)

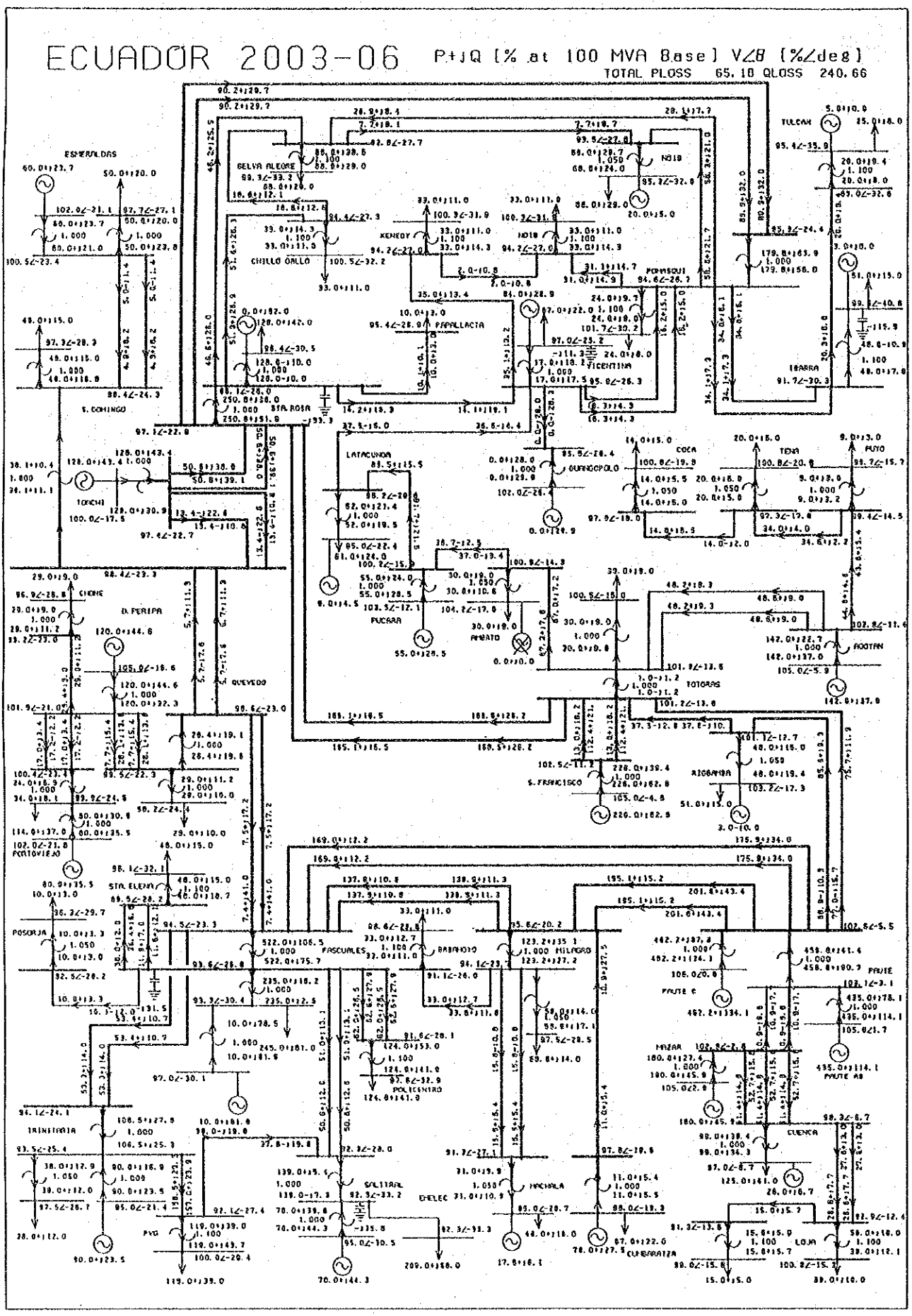
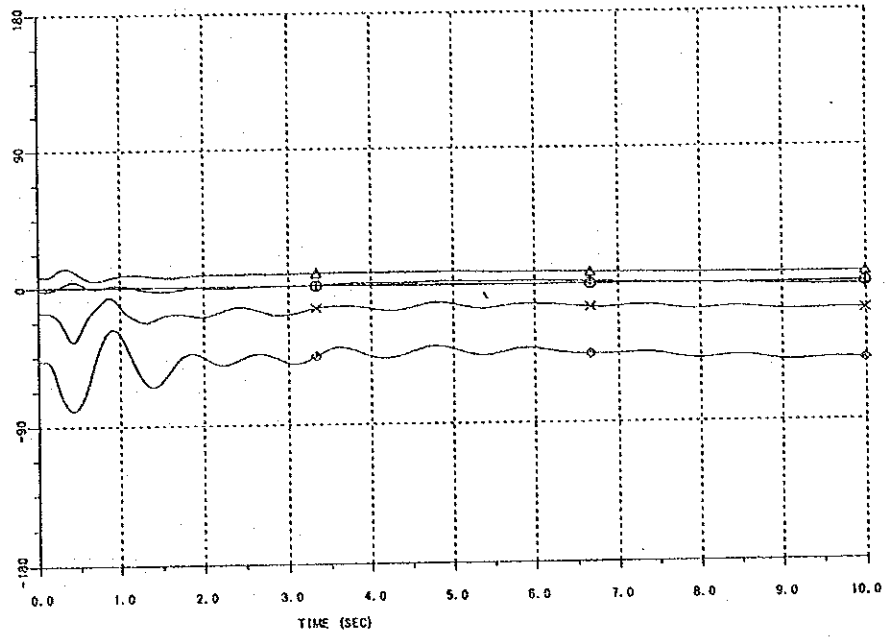


Fig. 5-14 Power Flow in June, 2003 (Case of small output at Paute)

ECUADOR 2003-12 BR04-1 (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-09	ANG	PAUTE-AB	13.21	4.69	7.58	6.82
3	NDG-11	ANG	CUENCA	4.10	-2.71	-1.89	-1.86
4	ND-60	ANG	LATCUNGA	-6.07	-35.32	-16.11	-17.43
5	NDG-16	ANG	IBARRA	-26.92	-79.87	-47.52	-50.17



ECUADOR 2003_12 BR04-1 (PAUTE-MILAGRO) 3LG-0

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-05	ANG	SALITRAL	4.82	-40.61	-6.37	-12.50
3	ND-46	ANG	RIOBAMBA	-18.11	-39.58	-26.09	-26.97
4	NDG-01	ANG	ESMERALD	29.64	-33.56	6.50	6.96
5	NDG-15	ANG	GUANGOPL	-15.40	-41.54	-24.26	-25.83

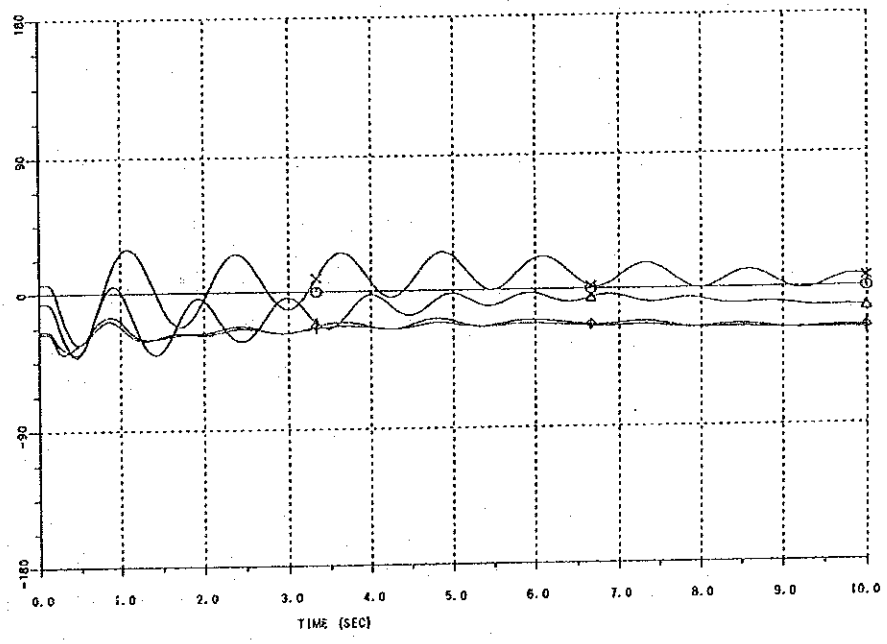
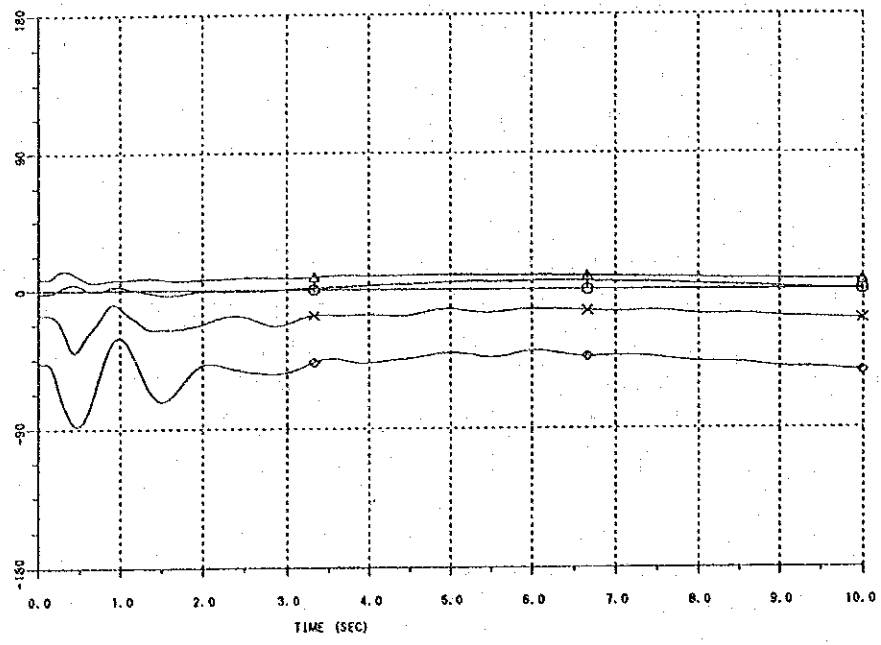


Fig. 5-15 Power System Stability after 1 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-11)

ECUADOR 2003-12 2CCT (PAUTE-MILAGRO) 3LG-O

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-09	ANG	PAUTE-AB	12.97	5.38	7.58	6.49
3	NDG-11	ANG	CUENCA	5.90	-3.26	-1.89	0.03
4	ND-60	ANG	LATCUNGA	-8.85	-40.28	-16.11	-19.19
5	NDG-15	ANG	IBARRA	-30.73	-87.78	-47.52	-53.10



ECUADOR 2003-12 2CCT (PAUTE-MILAGRO) 3LG-O

	Code	Term	Comment	Max	Min	Initial	Final
1	NDG-08	ANG	PAUTE-C	0.00	0.00	0.00	0.00
2	NDG-05	ANG	SALITRAL	-5.39	-54.22	-6.37	-23.41
3	ND-46	ANG	RIOBAMBA	-19.45	-40.26	-26.09	-27.29
4	NDG-01	ANG	ESMERALD	29.00	-46.50	6.50	6.99
5	NDG-15	ANG	GUANGOPL	-17.64	-49.53	-24.26	-27.92

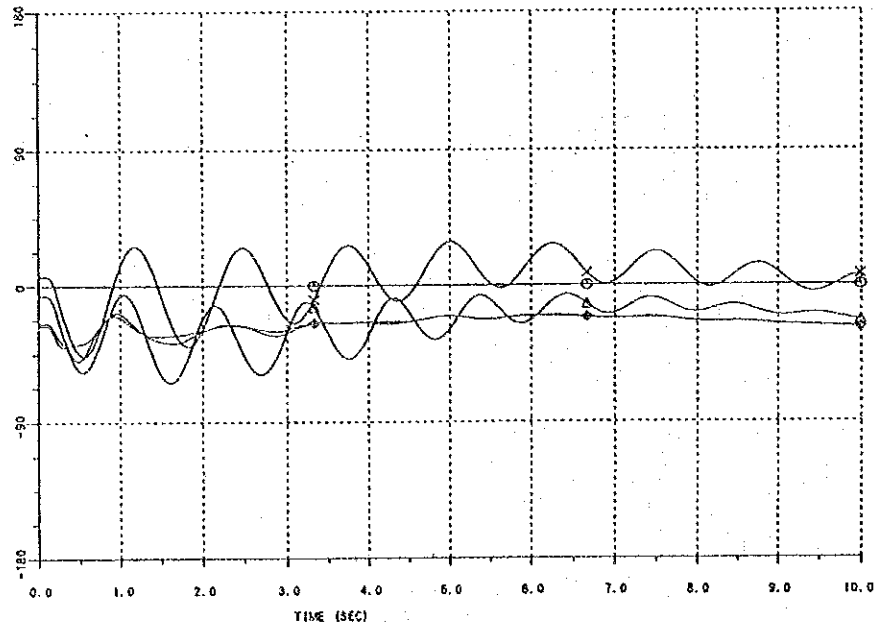


Fig. 5-16 Power System Stability after 2 CCT Line Fault (under power flow condition of Fig. 5-11)

第6章　供給信頼度解析

目　次

頁

6.1　供給信頼度の解析方法 …… 6－1

6.2　供給信頼度の現状と将来の予想 …… 6－1

6.2.1　1991年12月における供給信頼度 …… 6－1

6.2.2　1998年12月における供給信頼度 …… 6－2

6.2.3　2003年12月における供給信頼度 …… 6－2

6.3　供給信頼度の評価と代替案の検討 …… 6－2

6.3.1　1998年12月における供給信頼度 …… 6－2

6.3.2　2003年12月における供給信頼度 …… 6－2

6.4　定格電圧維持の必要性 …… 6－3

6.5　定格周波数維持の必要性 …… 6－3

6.6　供給信頼度解析からみた推奨案 …… 6－3

第６章　供給信頼度解析

第１章 1.3 調査の範囲で述べたとおり、本章で取扱う供給信頼度は電気事業者である供給者側からみた供給信頼度であり、発電所事故、電力需要予測誤差、流れ込み式水力発電所の出水変動等の要素を考慮したＳＮＩ（230kV、138kV系統に加え、69kVに連系されるすべての電源を含む）の供給信頼度（電力供給見込み不足日数、以下「ＬＯＬＰ」という。）である。

6.1　供給信頼度の解析方法

INECELは、Fig.6-1 に示すとおり、ＳＮＩを北部と南部の２つの地域に分け、各々の需給バランスを考慮しながら、全国大における電力系統を構成することにより、供給信頼度を多少犠牲にしても全体で最小コストに抑えることを第一目標に掲げて、電力開発計画を策定してきた。そのため、北部と南部とでは、需給のアンバランスが拡大する傾向が生じてきており、1998年で、北部に、約220MWの供給力不足が、逆に、南部に約670MWの供給力余剰が予想される。

従って、本調査においては、ＳＮＩをQuito市を中心とする北部と、Guayaquil市を中心とする南部の２つの地域に分け、INECELが所有しているデータ及びEMELEC, EEQの２つの地方電力会社が提出したデータに基づいて北部、南部の各単独系統について解析し、その後両者を連系して、信頼度解析を行うこととする。そして、この解析には、Fig.6-2 「連系系統信頼度解析プログラムのフロー図」に示す解析プログラムを使用することとする。

6.2　供給信頼度の現状と将来の予想

INECELと協議して、1991年12月における信頼度を以って現状とし、更に、将来の予想としては、1998年12月と、2003年12月について、検討することとする。

6.2.1　1991年12月における供給信頼度

過去３年間の発電所事故実績及び10年間の電力需要予測誤差等を勘案した、1991年12月における供給信頼度を計算する。

計算の結果、１ヵ月当りのＬＯＬＰは、北部単独系統では20日、南部単独系統では10