

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

1994年7月

電源開発株式会社

JICA

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

94
・
7

国際協力
電源開発

706
64.4
MPN

鉦	調	査
J		R
94	-	103

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

JICA LIBRARY



1119587(2)

1994年7月

電源開発株式会社

国際協力事業団

27642

序 文

日本国政府は、エクアドル共和国の要請に基づき、同国の全国電力系統信頼度向上対策計画調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施いたしました。

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

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

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

終わりに、調査にご協力とご支援を頂いた関係各位に対し、心より感謝申し上げます。

平成6年7月

国際協力事業団

総裁 柳谷 謙介

平成6年7月

国際協力事業団

総裁 柳谷謙介殿

伝 達 状

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の最終報告書を提出いたしますので宜しく御査収願います。

本調査はエクアドル共和国の全国連系電力系統（SNI）について、供給信頼度の評価方法を確立したうえで、現有設備及び将来計画の信頼度をチェックし、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着工順位並びに信頼度向上のために必要となる電力設備計画等について検討したものであります。

本報告書は、5回に亘る現地調査と国内作業により、SNIの現状システムの問題点を把握し、将来の需要増に対しても、十分な信頼度を考慮した設備拡充の長期計画として調査結果を取りまとめたもので、「本文」とこれを簡潔に集約した「要約」の2分冊から構成されております。

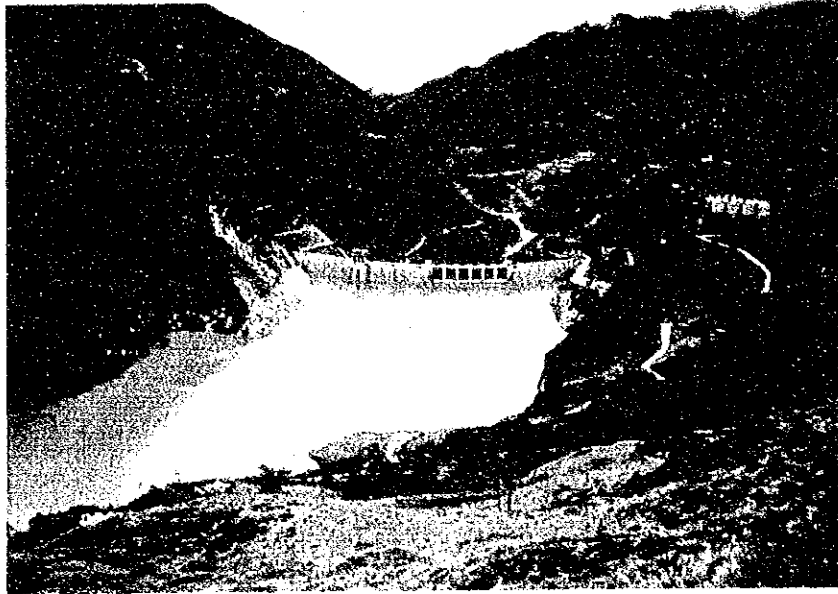
本報告書を提出するにあたり、全調査期間にわたり、多大な支援とご助言を賜った貴事業団、在エクアドル日本大使館、ならびにエクアドル政府関係機関及びエクアドル電力庁の関係者各位に対し、心から感謝の意を表すものであります。

本調査の結果がエクアドルの今後の発展のため些かでも貢献できることを切に願う次第であります。

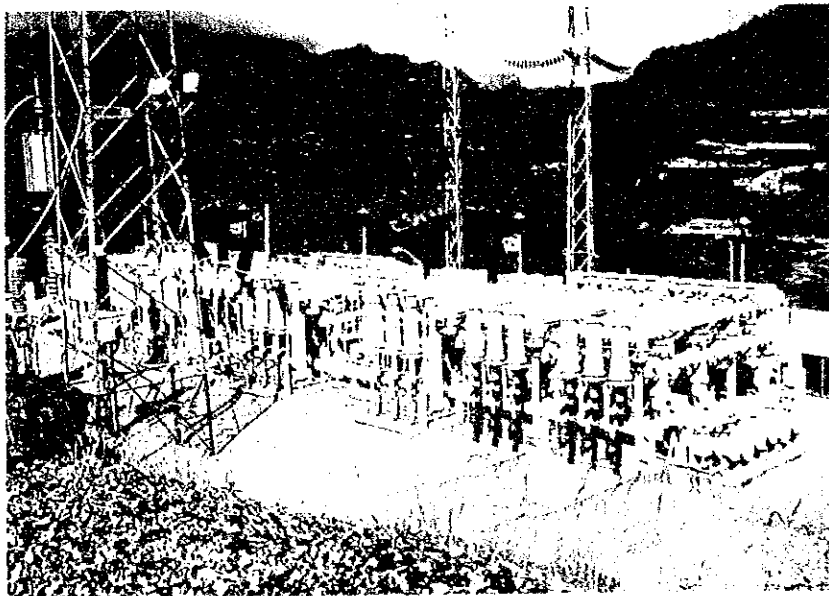
エクアドル共和国

全国電力系統信頼度向上対策計画調査団

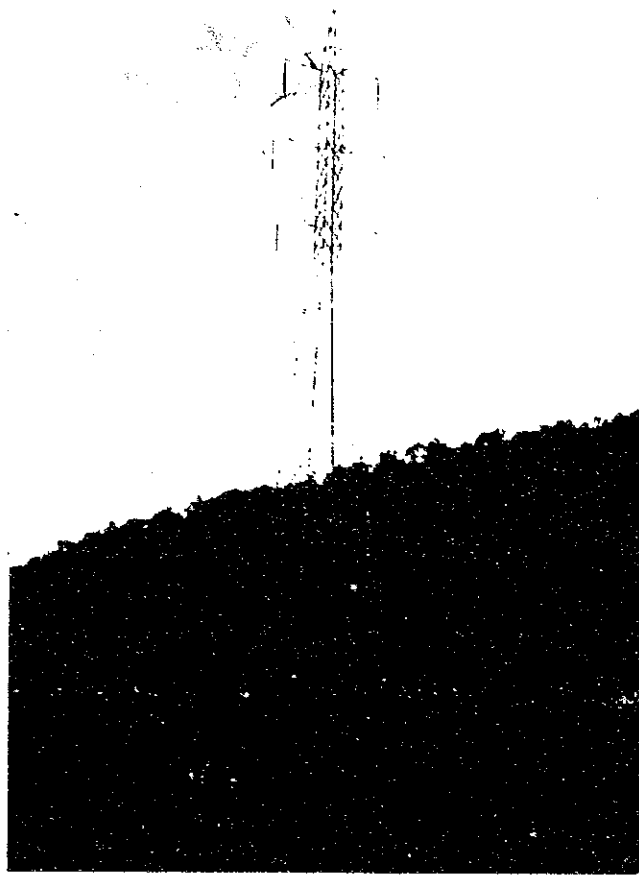
団 長 山 本 克 彦



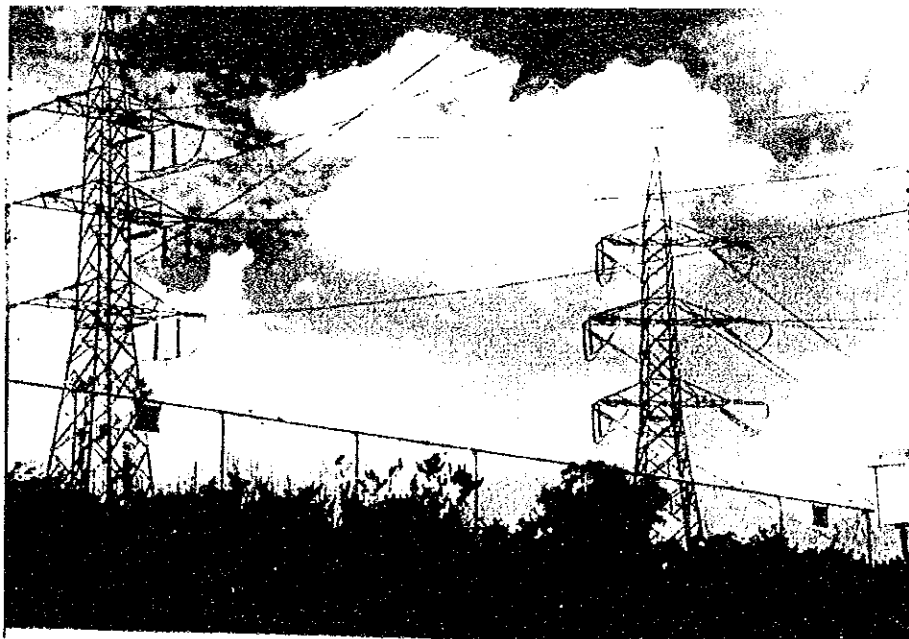
Reservoir of Paute Power Plant of SNI



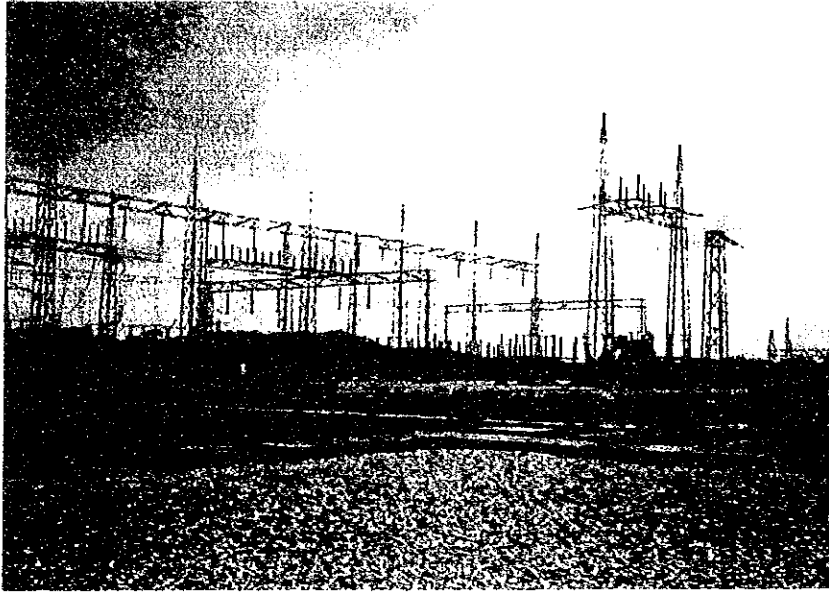
Out door substation of Paute Power Plant of SNI



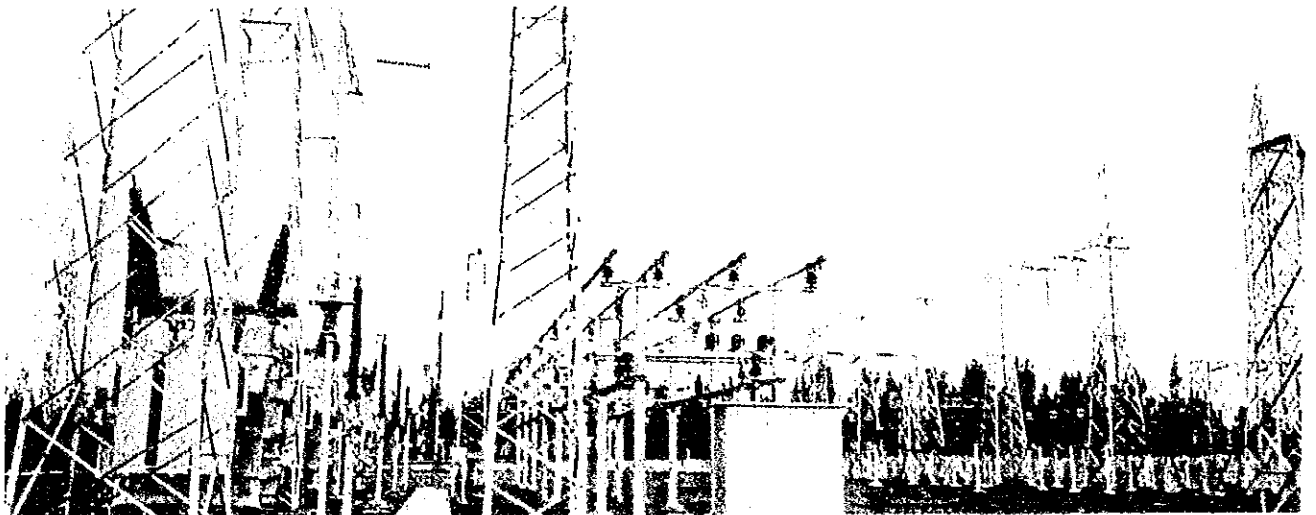
230 kV Transmission Line of SNI



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



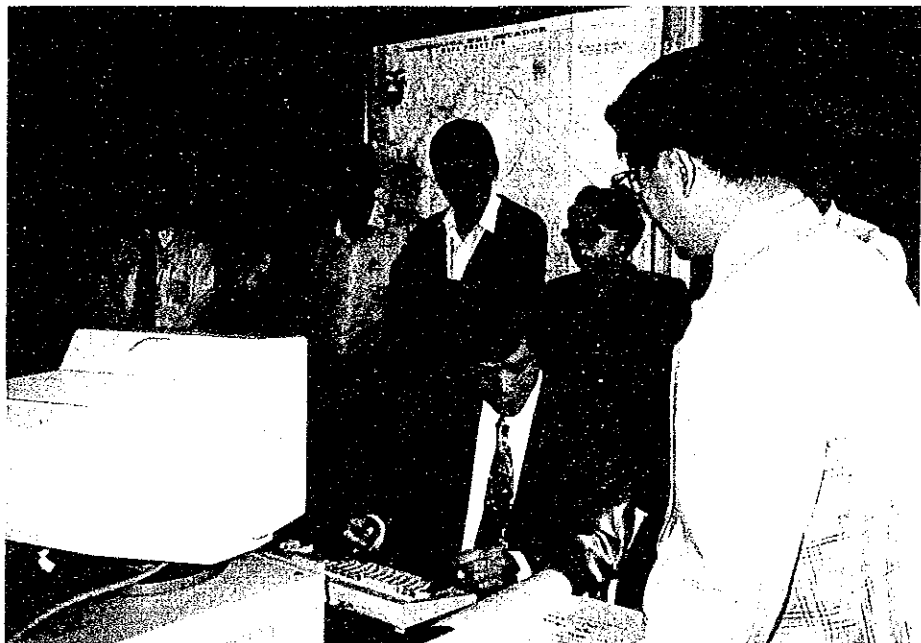
Pascuales Substation (230 kV)
(Guayaquil city)



Totoras Substation (230 kV)



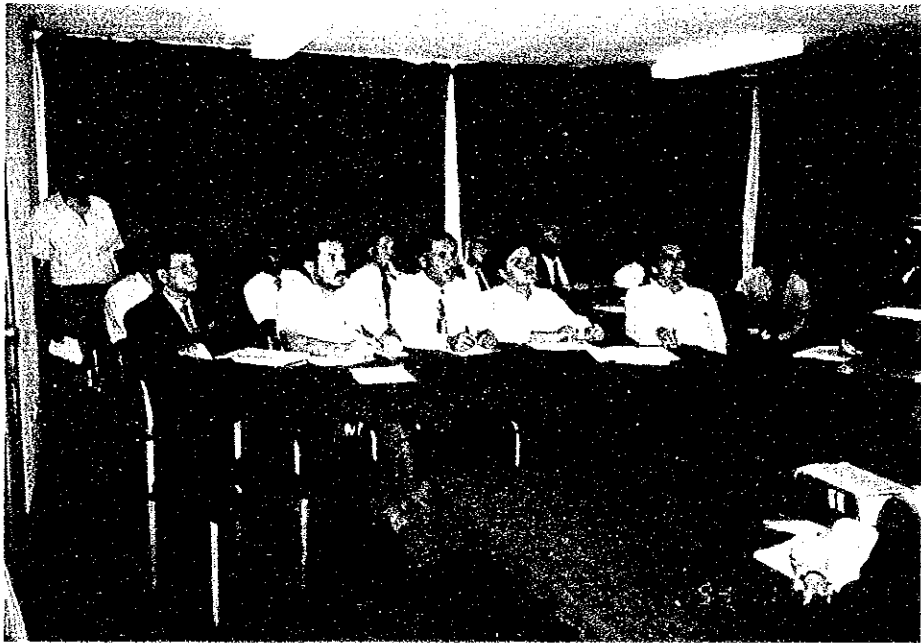
Technical Transfer
(Application of a personal computer and
Software donated by JICA)



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	1-4
1.5 調査団員	1-4

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	3-2
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	3-9
3.3.3 送電設備	3-13

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 需要想定の基本資料	4-2
4.1.4 需要想定結果	4-3
4.2 供給計画	4-4
4.2.1 電源開発計画	4-4
4.2.2 需要供給バランス	4-4

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	5-3
5.5 解析結果のまとめ	5-5
5.6 負荷遮断と周波数低下	5-5
5.6.1 負荷遮断	5-6
5.6.2 周波数特性定数(K)の実測	5-6

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	6-2
6.2.1 1991年12月における供給信頼度	6-3
6.2.2 1998年12月における供給信頼度	6-3
6.2.3 2003年12月における供給信頼度	6-3
6.3 供給信頼度の評価と代替案の検討	6-4
6.3.1 1998年12月における供給信頼度	6-4
6.3.2 2003年12月における供給信頼度	6-4
6.4 定格電圧維持の必要性	6-4
6.5 定格周波数維持の必要性	6-5
6.6 供給信頼度解析からみた推奨案	6-5

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	7-7
7.2.1 新給電指令設備	7-7
7.2.2 給電設備における将来計画	7-9
7.2.3 通信設備の現状と将来計画	7-11
7.2.4 需要予想と発電計画	7-14
7.2.5 事故時の復旧操作	7-15
7.3 保護継電設備	7-16
7.3.1 保護継電設備の現状	7-16
7.3.2 保護継電方式	7-19

第8章 電力設備拡充計画

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	8-3
8.2 送変電設備拡充計画	8-7
8.3 建設工程及び工事費	8-11

Appendix

A-1 発変電設備の保守の例	A-1-1
A-2 火力発電所の年間設備利用率	A-2-1
A-2-1 年間設備利用率の計画値	A-2-1
A-2-2 火力発電所の年間設備利用率の実績	A-2-2
A-2-3 中南米地区における火力発電所の年間設備利用率の考え方	A-2-3

	頁
A-3 1996年系統安定度解析結果	A-3-1
A-3-1 検討条件	A-3-1
A-3-2 検討結果	A-3-1
A-4 SNIの信頼度解析方法	A-4-1
A-4-1 信頼度解析のためのデータ	A-4-1
A-4-2 需要変動分布を作成するためのデータ作成	A-4-11
A-4-3 出水変動分布作成	A-4-20
A-4-4 計算出力データ	A-1-34

結論と勧告

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、S N Iには総計 2,278.2MWの発電設備があり、企業体別では、INCECEL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入が減少するため、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、S N I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。

S N I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S N I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、S N I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 100,000,000m³ (1992年末現在 90,000,000m³) 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m³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 500,000m³, 150m³/h) が稼動して年間約 100万m³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Amazon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、S N I 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、設備出力を十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、S N I 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。

S N I には230kVの拠点変電所が7箇所あり、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。

S N I 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バランスでは十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、安定限界に近づいている。

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、INCECELの計画にあるように、Paute~Pascuales間の送電線が4 cct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INCECEL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&エネルギー (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水力発電所がS N I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S N Iの需要状況

最大電力 (MW) : 1,532.0

最大エネルギー (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%
最大エネルギー 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S N I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P L C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. 勸告

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。このような事態を防ぐために、常日頃より十分な保守、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) INECBL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) INECBL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、どのよう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

発電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 デジタル 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、Esmeraldas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（OSD）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) INECBL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、INECBL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) 乾期に備えて十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~Pasucuales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、Pasucuales-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、予防保全を確実にを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、早夏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INBCBL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

S N I 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、手入れの為に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S N I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

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	1-4
1.5 調査団員	1-4

List of Figure

Fig. 1.1 Section of Regional Power Companies

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、経済的發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おい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。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。またINECELは将来の電力需要の増加にたいして、2005年までに約 1,100MWの電源開発とそれに付帯する送変電設備の拡充計画を立案している。

この事からINECELは、SNIを通して、エクアドルの社会・経済的發展の重要な役割を担っていることが明らかである。

SNIを、需給を含めて電力系統的に観察すると、下記の特種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し、当然ながら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INCECEL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。

上記(c)と(d)は変電所を含む送電系統の特性に起因するもので、現地調査の結果および電力系統の解析結果に基づいて勧告する。

供給される電気の質を示す要素は、電圧の変動、周波数の変動、電圧波形歪みの三つである。これらは、電気エネルギーを利用する全ての電気機器に様々な影響を与える。電圧が変動すると、光源の照度の変化やチラツキ等、動力源に対してはトルクの変動等が生じる。周波数が変動すると、電動機の回転速度が変動したり電気時計が不正確になる等の障害が生じる。計算機等の電子機器に対しては、上記三要素全てが悪影響を与える。これら電気の質の問題に関しては、現地調査の結果および電力系統の解析結果に基づいて、定性的な勧告にとどめる。

1.4 現地調査

本調査団は、S N I 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 | インベションレポート説明，電力設備調査 |
| 第2回 | ： 1993年7月27日～8月10日 | ラゲルレポート提出，説明 |
| 第3回 | ： 1993年10月18日～11月1日 | 供給信頼度ワトウエ7のシミュレーション |
| 第4回 | ： 1994年1月10日～1月27日 | インテリムレポート提出，説明，セミナー開催 |
| 第5回 | ： 1994年3月11日～3月25日 | ドラフトファイルレポート提出，説明 |

1.5 調査団員

調査団は下記の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

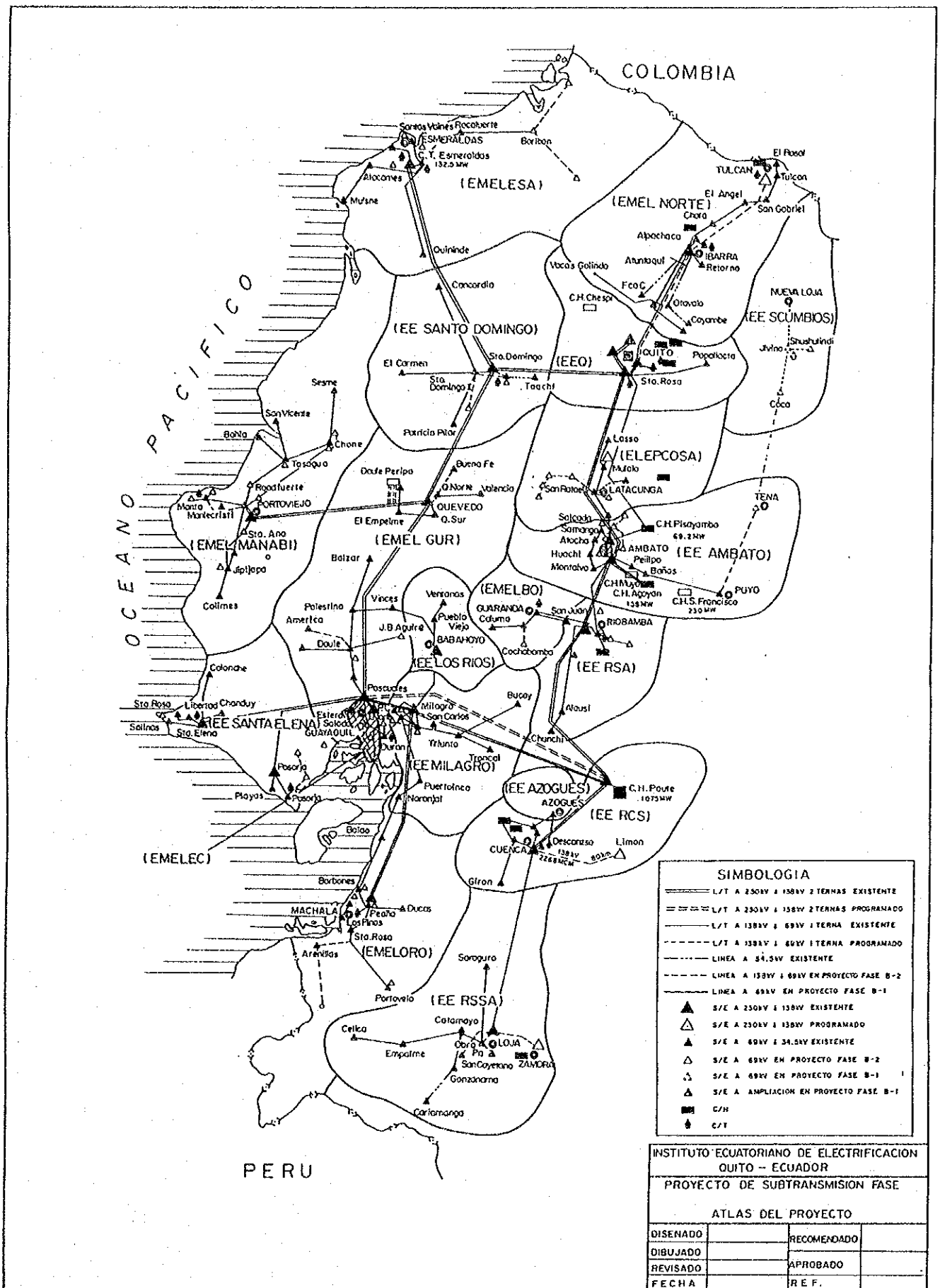


Fig. I.1 Section of Regional Power Companies

第2章 エクアドル共和国の概要

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

List of Table

Table 2-1 Economic indices

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km²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)の影響を受け、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、雨期には毎日雨が降り、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1km²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、政府は逐次バークタ制導入、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15億バレルで未確認埋蔵量も含め全体で30億バ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のうち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

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	3-2
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	3-9
3.3.3 送電設備	3-13

List of Figures

- Fig. 3-1 Daily Load Curve
- Fig. 3-2 Organization Chart of "Agoyán" Hydro Power Station
- Fig. 3-3 Location Map -SNI-
- Fig. 3-4 230 kV Steel Tower
- Fig. 3-5 138 kV concrete Pole and Steel Tower
- Fig. 3-6 Clearance of Right of Way Guide for Deforestation
- Fig. 3-7 Causes of Faults

List of Tables

- Table 3-1 Trend of Domestic Electric Energy Consumption and Maximum Power
- Table 3-2 Percent of Electrification
- Table 3-3 Saled Energy and Generated Energy
- Table 3-4 Installed Capacity of Power Station (MW)
As of January, 1993
- Table 3-5 Annual Electric Power Installed Capacity (MW)
- Table 3-6 Power Generation of SNI (As of Jan. 1993)
- Table 3-7 Existing Hydro Power Station
- Table 3-8 Generation Capability of Hydro Power Stations in Regional System
(As of January, 1993)
- Table 3-9 Existing Thermal Power Station (As of January, 1993)
- Table 3-10 Thermal Power Stations of Regional Electric Power Companies
- Table 3-11 Existing Substation (As of December, 1992)
- Table 3-12 230 kV Transmission Line
- Table 3-13 Characteristics Parameter of SNI's Transmission Lines
- Table 3-14 138 kV Transmission Line
- Table 3-15 Interrupted for Origin of -SNI- Line Faults
- Table 3-16 Programmed Interruption of -SNI- Transmission Lines

第3章 電力事情

3.1 電力需要の概況

電力の需要は、概ね人口の分布と密度に比例する。

エクアドルの人口は1990年現在で約1,078万人、人口密度は1km²当たり39人で、人口の割には国土が広い。人口の分布はQuito, Ambato, Riobamba, Cuenca等の主要都市が位置する中央高原地帯に総人口の49%、Guayaquil等の太平洋海岸地帯に48%、東部地方に3%が居住している。特に首都の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。(Table 3-1 参照)

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。(Table 3-2 参照)

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ヌクル/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。

Table 3-3 の販売電力量と総発生電力量の推移で示すとおり、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おい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。

INECELは、1993年1月現在、約1,692MWの発電設備、総延長820kmの230KV及び1,170.5kmの138kV送電線、並びに69kV以上の総容量3,102MVA（発電所昇圧用除く）の変電所を所有している。

地方電力会社のうち、EMBLEC（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。EMBLECを除く他の地方電力会社はINECELの資本傘下であり、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

エクアドルの発電設備は水力発電所とスチームタービン、ガスタービン、ディーゼルエンジンなどの火力発電所とから構成されている。

事業用発電設備はINECELと19の地方電力会社が保有している。一部の僻地や離島では地方自治体（市町村）の公営設備があり、その他に自家用設備もあるが、これらは小水力やディーゼル発電設備で構成され、地熱、ソーラー、風力発電などは導入されていない。

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 3-4 に、1965年より1991年に至る年次別水・火力発電設備の増加状況を Table 3-5 に示す。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設備出力は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 3-6 に示す。Table 3-7 「水力発電所一覧」は、1993年1月現在稼働中の水力発電所の名称、出力、台数などを表しており、表中の発電所名の“その他”の項目の設備出力169.9MWは、Quito電力、Centro Sur電力など地方電力会社の設備出力合計であるが、水車および発電機の効率低下などの原因によりその可能発生電力はINECELの調査によれば約70MWとなっている。各地方電力会社の水力発電所の設備出力、可能発生電力および発生電力量を Table 3-8 に示す。

Table 3-9 「火力発電所一覧」は、1993年1月現在の火力発電所（ガスタービン、ディーゼルエンジン発電所を含む）の名称、出力、台数などの内訳を示すものである。燃料はすべて石油であり、比較的大型の火力はバンカーオイルを使用し、他はディーゼルオイルを使用している。

Table 3-10 (1/4～4/4) は地方電力会社所有の火力発電所の現在における運転可能出力と改修予定出力を示している。

S N Iにおける主要水力発電所はINECBLの所有するPauteとAgoyán発電所である。

Paute発電所は2段階に分けて建設され、1期(フェーズA・B)は500MW(100MW×5台)で1983年に運転開始、2期(フェーズC)は575MW(115MW×5台)で1992年運転開始となっている。Pauteの設備出力は1,075MWであり、これはS N Iの全発電設備出力2,278.2MWの47%で水力発電設備出力の73%を占めている。また可能発生電力量は1期3,481.9GWh(年平均)、2期1,888GWhで全可能発生電力量の約50%、水力可能発生電力量の71%に相当し、S N Iの全供給力はPaute発電所に依存することが大きい。

Paute発電所の有効貯水容量は100,000,000m³(1992年末現在90,000,000m³)であり、全設備出力1,075MWで稼動した場合122時間、1期計画分500MWで連続運転した場合は250時間(約10日)分の容量しかない。Amaluzaダムでは現在年間約300万m³の堆砂が進行しており、1991年よりポンプ浚渫船(年最低排出能力500,000m³、150m³/h)が稼動しており年間約100万m³を排砂している。現在はダム上流500m範囲を浚渫しているが、2000年までには、更に1隻の浚渫船を投入して2隻で年間250万m³を上流3kmの範囲まで浚渫し、残りの50万m³は洪水時にダム排砂管を用いて排砂する予定である。

Paute発電所の電力はGuayaquilとQuito地区に送電される。PauteよりGuayaquilへは現在230kV送電線2回線が設備されているが、1回線の運用限界をINECBLは250MWとしており、2回線では1回線の事故を考慮に入れて400MWまでを限界としている。エクアドルにおける電力消費量のピークは12月であり、これは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。

Paute発電所とAgoyán発電所の諸元を次頁に示す。

Paute 発電所諸元

1. 流域	Azuary 州 Paute 川 流域面積		5,218.6km ²	
2. 貯水池	総貯水容量		120,000,000 m ³	
	有効貯水容量		100,000,000 m ³	
	最高水位		EL 1,991 m	
	運転最低水位		EL 1,935 m	
3. ダム	型式		重力アーチ式	
	コンクリート量		1,200,000 m ³	
	ダム高さ		170 m	
	堤長		400 m	
4. 導水路	A・B			C
	型式	圧力隧道		全左
	長さ	6,070 m		6,140 m
	直径	5.0 m		7.8~5.1 m
	流量	100 m ³ /s		105 m ³ /s
5. 水圧鉄管	長さ	960 m		920.46 m
	直径/長さ	3.75m		4.4/507.3 m
				4.2/412.2 m
				4.4/4.2/3 m
6. 発電所	型式	地下式		全左
	長さ	123 m		78.5 m
	高さ	42 m		42.5 m
	水車中心	EL 1,323m		全左
7. 水車	台数	5		全左
	型式	立軸ペルトン(6射)		全左
	出力	116 MW		122 MW
	落差	650 m		657 m
	流量	20.16 m ³ /s		20.62 m ³ /s
	回転速度	360 rpm		全左
	製作者	Hydro Art (Italy)		全左
8. 発電機	台数	5		全左
	型式	立軸回転界磁3相交流		全左
	容量	111/127.7 MVA		127.7 MVA
	力率	0.9		全左
	電圧	13.8 kV		全左
	製作者	Siemens (Sweden)		AEG (Germany)
9. 変圧器	台数	5		全左
	容量	111/127.7 MVA		134 MVA
	電圧	13.8/138 kV		13.8/230 kV
10. 開閉所	型式	屋外GIS(SF ₆)		全左
	電圧	245 kV		全左
	電流	2,000 A		全左
11. 発生電力量	年平均	3,481.9 GWh		1,883 GWh
	77-A	2,456.7 GWh		-

Agoyán発電所諸元

1. 流域	Tungurahua州 Pastaza川 流域面積	8,237 km ²
2. 貯水池	総貯水容量 有効貯水容量 利用水深 最高水位	2,000,000 m ³ 760,000 m ³ 6.00 m EL 1,651 m
3. ダム	型式 コンクリート量 高さ 堤長	重力コンクリート式 178,000 m ³ 43 m 300 m
4. 導水路	型式 長さ 直管 直管長さ 直管径	圧力隧道 2,378 m 6.0 m 121.90 m 5.50 m
5. 水圧鉄管	長さ 直管 直管径	121.90 m 5.50 m
6. 発電所	型式 長さ 巾 高さ 水車中心	地下式 50.4 m 18 m 34.1 m EL 1,488 m
7. 水車	台数 型式 出力 落差 流量 回転速度 製作者	2 立軸フランシス 78,000 kW 149 m 60 m ³ /sec 225 rpm 三菱重工
8. 発電機	台数 型式 容量 電圧 力率 製作者	2 立軸回転界磁3相交流 85,000 kVA 13.8 kV 0.9 三菱電機
9. 変圧器	台数 容量 電圧	2 85,000 kVA 13.8/138 ± 5 %kV
10. 発生電力量	年平均 ファーム	1,080 GWh 692 GWh
11. Pastaza川流量	年平均 ファーム 洪水量 20年 1000年	124 m ³ /s 60 m ³ /s 1,700 m ³ /s 6,000 m ³ /s

Agoyán発電所は156MW (78MW×2台) で可能発生電力量は 1,119GWh (年平均) および 724.9GWh (ファーム) であり、1987年に運転を開始した。貯水池の有効貯水量は76万³mであり、通常3時間位のピーク運転が可能である。貯水池のフラッシングは月に平均2回、出水放流によって行っている。4m位の堆砂があると排砂ゲート2門を用いて1～2日で全部排出している。

Agoyán発電所は所長を含め60人で、その内運転員は16人(4直×4人)、保守員は20人である。Fig. 3-2 にAgoyán発電所の組織図を示す。保守点検は年間計画をたてて行っており、停止点検は3～4ヶ月間隔で、細部点検は4～5年に1回の割合で行っている。1993年に1号機のオーバーホールを行う予定であり、主機製作者より指導員(100人日)が派遣される。水車ランナに幾分侵蝕が発生していることと、発電機固定子コイルエンドが多少白色化しているほかは、あまり問題がない。

水車入口弁はパイレンタイプで現在までに止水用ゴムパッキンの取替を2度行っている。予備品は水車ランナ2台分、ガイドベーン1台分、発電機コイル、軸受メタル、変圧器ブッシングなどを保有しており、一般予備品は5年間の運転に支障のないように在庫がある。水力発電所の保守業務はAgoyánのみならず全般に概ね良好に行われている。

Paute、AgoyánおよびPisayambo (69MW) 発電所に代表される水力発電設備はいずれもAmazon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、電源設備の支障時の供給力確保及び定常時および事故時の供給力確保のための送電設備の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。

地方電力会社所有の代表的な水力発電設備としては、北部地方電力会社のEl Ambi (8MW)、QUITO 電力会社のGuangopolo (15.5MW)、Cumbaya (40MW)、Nayón (29.7MW) など太平洋岸に流入する河川に設置された発電所、およびRIOBAMBA電力会社のAlao (10.5MW)、中央南部地方電力会社のSaucay (24MW)、Saymirin (6.4MW) などAmazon川水系に位置する発電所がある。

1993年1月現在の火力発電所の設備出力は 808.1MWであり、INECEL所有の設備は391.6MWで全体の48.4%を占め、その他の電力会社の所有の設備は416.5MW (EMBLEC 187.8MW、EEQ 43.6MW、その他 185.1MW) となっている。主要な火力発電所はINECELの所有するEstero Salado 146MW (ST 73MW×2、GT 30.9MW×1)、Esmeraldas 132.5MW (ST 132.5MW×1)、Quito GT 51MW、Guangopolo DG 31.2MW、

BMBLECの所有するAníbal Santos 144.25MW (ST 33MW×1、GT 21.25MW×1、22.5MW×4)、Planta Vapor 43.5MW (ST 5MW×2、10MW×2、GT 13.5 MW×1) およびEEQの所有するDiesel Bunker Quito (Central G. Hernandez) 34.3MW (Diesel 5.85MW×6) などである。地方電力会社所有の設備出力のうち、現在運転可能なものは304.8MWで残りの設備は老朽化しているか、或いは予備品が不足しているなどの理由で稼動していない。

INECELのEstero Salado (Gonzalo Cevallos)発電所はSteam Turbine 73MW (発電機定格 85.883MVA、0.85Pf, 2 Pole、三菱製) 2台、Gas Turbine 30.9MW (GE製) 1台が設備されている。STは乾期には最大出力運転しているが、雨期には20~30%の出力で運転している。現在STはTurbineの内部圧力が高く圧力蒸気が復水器の方へ漏れる原因により単機出力66MWでしか運転できない。オーバーホールは10~15年に1回の割合で行い、2号機(1980年運開)については1992年に実施したが、予算不足のためにこの部分は直せなかった。1号機については1993年中に行う予定である。定期点検は通常7,000運転時間ごとに行っている。主機以外の補機類は毎年行っている。予備品の補給が予算上まならないために発電機の固定子温度継電器は破損したままで、温度上昇に対する保護がない状態で運転を行っている。GTは朝と夜のピーク負荷時の供給力と異常時の供給予備力として使用されそれ以外は運転されていない。GTの保守については、点検時に空気圧縮機の取替を行ったことはあるが、軽微な故障が多く、あまり問題はない。

BMBLECのAníbal Santos発電所は前記Estero Salado発電所との隣接火力であり、69kV母線用遮断器により区分されている。ST 33MW (GE製) 1台、GT 21MW 5台 (GE製4台、日立製1台)を備えており、STは現在出力低下しており30MWまで運転可能であるが、1993年6月にオーバーホールを行う予定である。GTはEstero Saladoと同様な方法で運用されている。

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、設備出力を十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る。(Table 3-6 参照) 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GT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。

3.3.2 変電設備

電力系統はINECBL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。230kV主要3変電所(Pascuales, Santa Rosa, Totoras)は夫々変圧器は単相3台+予備1台の構成となっており、Autotransformerの1台の停止は考慮しているが、一方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。また、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変電所に1台の共通予備を考えている。138kV変電所では需要が増加してきており移動用変圧器をBabahoyoで使っているが、INECBLは信頼度面から60~100MVAの予備を持つことを考えている。

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 3-11 (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。

INECBLの代表的な変電所としては、北部地域ではQuito近郊に位置するSanta Rosa変電所(1982年運開)がある。主要変圧器は、230/138/13.8kV、375MVA(3×125MVA+1 unit予備)1バンクと138/46/13.8kV、75MVA 1バンクが設置されており、375MVAバンクの3次側にリアクター(10MVA×2台)が設けられている。230kV送電線はTotorasとSanto Domingo変電所へ夫々2回線が引出されSNIの環状送電網を構成している。138kV送電線は2回線がSelva Alegre変電所に1回線が水道局Papallactaポンプ所およびVicentina変電所に夫々引出されている。INECBLより地方電力会社への電力供給は、EMEL NORTEへは138kV Vicentina - Ibarra送電線で、EEQへはVicentina変電所の75MVAバンクおよび138kV配電用変電所を通して46kVで行われる。

230kV用遮断器はSF₆ガス型で三菱電機とMagrine Galileo (Italy)製である。

230kV送電線用保護継電器はTotoras線用はGE製でSanto Domingo 線用はUK製である。

138kVのSelva Alegre線用は三菱製である。

Santa Rosa変電所に隣接してGas Turbine発電所（17MW×3台）があり、3台中2台は調相運転（1台あたり進相容量25MVA、遅相容量10MVA）が可能である。

またこの変電所にはINECBLの中央給電指令所が設けられていて、各電気所よりの給電情報は電話で連絡がなされている。現在変電所構内にコンピュータ・ベースの監視制御装置を導入した新中央給電指令所が建設中である。

南部地域におけるINECBLの230kV系統を代表する変電所は、Guayaquilに位置するPascuales変電所（1982年運開）である。主要変圧器は230/138/13.8kV、375MVA（3×125MVA+1unit予備）が1バンクと138/69/13.8kV、150MVA（3×50MVA+1unit予備）1バンクが設置されており、3次側にはリアクター（10MVA×2台）が設けられている。230kV送電線はMilagroとQuevedo変電所へ夫々2回線が引出され、138kV送電線はSalitralおよびPolicentro変電所へ夫々2回線が引出されている。

INECBLからBMELECやEMBLGURなどの地方電力会社への電力供給は、この変電所の150MVAバンクおよび138kV配電用変電所をとおして69kVで行われる。230kV用遮断器の種類はSF₆ガス型で三菱電機製であり、送電線保護継電器は主保護が搬送継電器、後備保護は距離継電器（いずれもGE製）である。

Pascuales変電所はGuayaquil地区の保守センターであり、この地域の7つの変電所（Pascuales, Salitral, Policentro, Santa Elena, Posorja, Milagro, Machala）の運転保守業務を取りまとめている。運転保守業務は1982年より開始されており、230kV（主要部分）、138kV、69kV（他電力対応）の3分野から成っている。運転直編成は3直4交代制で1直は3名で中央給電指令所対応、配電盤操作、現場機器操作を夫々担当している。保守員は電気機械4名、送電7名で構成されている。

Pascuales変電所管内における変圧器の事故例としては、次の通りである。

(1) Pascuales S/S 230/138/13.8kV, 125MVA単相変圧器（大阪変圧器製）

ブッシング接続用フランジのパッキン部分より、気温の異常変化により予備品を含めた4台とも漏油があった。

- (2) Portoviejo S/S (1978年運開) 138/69/13.8kV, 75MVA 3相変圧器 (Ansaldo, Italy製) 接続電線の張力によるブッシングの碍子の破壊が3相分とも発生した。
- (3) Policentro S/S (1990年運開) 138/69/13.8kV, 50MVA 単相変圧器 (Italy製) ブッシング事故があった。
- (4) Milagro S/S (1978年増設) 138/69/13.8kV, 33MVA 単相変圧器
タンク上部パッキンよりボルトの締め方の不備により水が混入した。
- (5) Salitral S/S (1977年運開) 138/69/13.8kV, 50MVA 単相変圧器 (三菱電機製)
現在に到るまで無事故を継続している。

通常の保守点検業務や事故復旧作業はマニュアル(点検回数、点検項目、所要人数、時間などについて記載)に基づいて変電所保守員により行われるが、保守計画の立案、実施、評価についての全国大での取りまとめはQuitoの全国連系々統運転局(Dereccion de Operacion del Sistema Nacional Interconectado、以下「DOSNI」と言う。)で行っている。運転保守範囲は全国で4地域に分かれており、これらの地域からDOSNIに保守業務に対する要求があがってくる。

DOSNIでは水力、火力および送変電の保守部門と中央給電指令所で停止計画について調整協議して結果を各地域へ連絡する。

発電所昇圧用変電所として代表的なものはPaute発電所の昇圧変電所であり、230/138/13.8kV 375MVA(単相3台×125MVA+予備1台)2バンク、230/13.8kV 3相135MVA 5バンクが設置されており、375MVAバンクの3次側にはリアクター(10MVA×1台)を備えている。230kV送電線はMilagroおよびRiobamba変電所へ夫々2回線が引出され、138kV送電線は2回線がCuenca変電所に引出されており、138kVより69kVに降圧されてINECELから地方電力会社へ電力供給が行われる。

INECELにおける変電設備は海拔1,000m未満(Zone-1)と海拔1,000m以上(Zone-2)に分けて設計の基準化をしており、主要諸元は下記の通りである。

(a) 基準衝撃絶縁強度 (BIL)

定格電圧 (kV)	BIL (kV) Zone-1	BIL (kV) Zone-2
230	750	1,050
138	550	750
69	350	450
13.8	110	150

(b) 短絡容量

定格電圧 (kV)	短絡容量 (kA r. m. s)
230	20
138	20, 40
69	20
13.8	12

(c) 離隔

定格電圧 (kV)	相間離隔 (m)	相対大地間離隔 (m)
230	4.5	4
138	3	3
69	2	2

(d) 母線形式

230kV ; 二重母線方式、ただしTrinitariaは単母線方式

138kVおよび69kV ; 単母線または点検母線方式

34.5kV ; 単母線方式

(e) 遮断器形式

230kVおよび138kV用 ; Dead Tank形、または碍子形SF₆ガス遮断器

69kVおよび34.5kV用 ; 大油量、または小油量形油入遮断器、またはガス遮断器

(f) 断路器形式

230kVおよび138kV用 ; 水平開放形、電動操作

69kVおよび34.5kV用 ; 水平開放形、電動または手動操作

(g) 避雷器形式

230kV, 138kV, 69kVおよび34.5kV ; バルブ形またはZINC-OXIDO形

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INCECEL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、巨長約820kmの環状送電線、およびこの送電線上の8箇所にて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回線の送電線合計巨長約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。

(Fig. 3-3 参照)

SNIの合計19箇所の一次変電所の69kV側（一部例外あり）に接続された各地方電力会社19社の二次送電系統（Sistema de Subtransmission）により、太平洋沿岸平野地方、および、山岳地方の、すべての事業用電力設備は連系運転を行っている。

(2) SNI建設の歴史

SNIの形成の歴史は比較的新しく、1977年にPisayambo水力発電所建設に伴い、その送電系統として138kV 1回線Ambato-Pisayambo (Pucara) ~Vicentina (Quito市)間155kmが建設されたことに始まる。

当時INCECELは、Paute水力発電計画1期フェーズA・Bプロジェクトを実施中で、その一環として、米国のコンサルタント会社であるInternational Engineering Co. を起用してINCECELの技術者とともにSNIの構想を、技術・経済の面から検討し、電圧の選定、設計基準の設定、ルートの子備選定を行った。

その後、INCECELは、これを幾つかのフェーズに分けて、順次工事を進め現在に至っている。

(3) SNI 230kV 環状送電線

SNIの骨格を形成する230kV環状送電線は、地理的に非常に変化に富んだルートをとっている。Table 3-12 および Fig. 3-3 に基づいて各区間ごとにこれを説明する。

(a) Paute-Milagro 間

Paute発電所屋外変電所（標高 1,600m）を起点として西に向かう送電線は、Andes中央高原から西山系（標高 3,420m）を越え、西斜面を一気に下って太平洋沿岸平野の東端に至り、バナナ、カカオ、などの農園地帯、砂糖きび畑をよぎって、Milagro変電所（標高 40m）に至る。この間の巨長は 141kmである。

(b) Milagro-Pascuales間

Milagroからさらに西へ、砂糖きび畑、水田地帯からBabahoyo川、Daule川を越えてPascuales変電所（標高 40m）に至る。この間の巨長は42kmで、この区間の半ばは低湿地帯である。

(c) Pascuales-Quevedo間

Pascualesから、北に向かい、水田、バナナ園、カカオ、アバカ（マニラ麻）などの農園、熱帯樹林を越えてQuevedo変電所（標高 200m）に至る。この間の巨長は 144kmである。

(d) Quevedo-Santo Domingo間

Quevedoから北東に丘陵地帯を経過し、Santo Domingo変電所（標高 600m）に至るこの区間は、アバカ、バナナ、パーム椰子などの大型農園地帯である。この間の巨長は105kmである。

(e) Santo Domingo-Santa Rosa間

Santo Domingoから東へ、急峻なAndes西山系を駆け登り、標高 3,300mを越えてAndes中央高原に位置するSanta Rosa変電所（標高 3,000m）に至る。この間の巨長は78kmである。

(f) Santa Rosa-Totoras間

Santa Rosaから南へ、Cotopaxi山と、Illiniza山の間鞍部のなだらかな丘陵地帯（3,300m）を通り、Andes中央高原を経過してTotoras変電所（標高 2,600m）に至る。この間の巨長は105kmで、線下は一部松林、ユーカリ林、農

耕地であるが、大部分は比較的樹木の少ない山地である。

(g) Totoras-Riobamba間

Totorasから南へ、なだらかな丘陵地帯（標高 3,000m）を越えてRiobamba変電所（標高 2,700m）に至る。この間の巨長は42kmで、線下の状況は一部果樹園、農地、牧草地があるが大部分は植生の少ない山地である。

(h) Riobamba-Paute間

RiobambaからさらにAndes中央高原を南へ向かい、その後、東南に方向を転じてPaute発電所に至る。この間の巨長は163kmで、線下の状況は、農地、牧草地もあるが、大部分は山地である。なお、特筆すべきは、Riobamba変電所には1号線1回線のみが π 引き込みされ、2号線はTotoras変電所から直接Paute発電所に接続されている点である。

(4) Paute-Pascuales間の4回線化とGuayaquil市230kV半外輪線の形成

230kV Paute-Pascuales間の送電容量増加の為の4回線化と、エクアドル最大の都市であるGuayaquil市への電力供給上不可欠な超高压外輪線一期工事として、Pascuales変電所から、市南部の港湾、産業地区であるTrinitariaまでの半外輪線構成の為の計画（SNI Phase D2）は、日本政府の円借款（BC-P5）を得て工事中であり、遅くとも1995年末までには完成し、同市に対する電力供給信頼度は飛躍的に向上することが予想される。この送電線も既設と同仕様で、送電線ルートは下記の通りである。

(a) Paute-Pascuales間

既設230kV Paute-Milagro-Pascuales送電線の北側をほぼ平行するルートをとって、Milagro変電所には引き込まれず、Paute発電所からPascuales変電所に直接接続される。この間の巨長は190kmである。

(b) Pascuales-Trinitaria間

Pascuales変電所から Salitral変電所の北方までは丘陵地帯を經由し、基礎地盤も良いが、SalitralからTrinitaria変電所まではGuayas川三角州の海拔0 m地帯で基礎岩盤深さが30mにも達し、鉄塔基礎工事が困難であるため、Guayaquil環状高速道路敷地内を美化鉄柱を使用して通り、Trinitaria変電所に至る。この間の巨長は25kmである。

(5) 230kV送電線の設計

上記に述べたように、SNIの230kV環状送電線は海拔3,500mの高標高地から、海拔0 mまでの、極めて起伏に富んだ地域に設備されており、画一的な絶縁設計は出来ないので、INECELはこれをZone-1 (海拔 1,000m以下)、Zone-2 (海拔 1,000 m以上) に分けて設計を基準化しており主要諸元は下記の通りである。

(a) 電線地上高さ

電線温度 通常時 ; Zone 1 : 60°C, Zone 2 : 45°Cにおいて

非常時 ; Zone 1, Zone 2共 : 80°Cにおいて

	通常時	非常時
交通量の少ない場所	7.5m	6.0m
二級道路との交差部	Zone 1 : 9.0m	7.7m
	Zone 2 : 8.3m	7.0m
一級道路との交差部	Zone 1 : 10.2m	8.9m
	Zone 2 : 9.5m	8.2m

(b) 鉄塔 (亜鉛鍍山形鋼製自立型鉄構)

1) 面風圧荷重	60kg/m ²
2) 円柱風圧荷重	18kg/m ²
3) 電線 ACSR 1,113MCM Bluejay重量	1.867kg/m
4) 電線 ACSR 1,113MCM Pinch 重量	2.129kg/m
5) 架空地線 3/8" 亜鉛鍍鋼より線重量	0.407kg/m
6) 懸垂碍子連 Zone 1 重量	60kg

7) 懸垂碍子連 Zone 2 重量	92kg
8) 耐張碍子連 Zone 1 重量	64.5kg
9) 耐張碍子連 Zone 2 重量	96.5kg

10) 荷重条件

a) 垂直

最大径間における電線、架空地線、碍子連の重量にメンテナンス時の重量200kgを加える。

b) 垂直過荷重

建設工事、及び、補修工事のため、懸垂、または、耐張点に次の荷重が同時に懸かることを考慮する。

- 電線の2倍の重量
- 電線的一条と架空地線一条の重量
- 架空地線二条の重量

c) 横方向荷重

下記の二つのタイプの荷重を考慮する。

- 最大風速60km/h (Zone 1, Zone 2共、1962~1982の気象データによる)
- 角度による荷重 (線路の角度による横荷重)

d) 線路方向荷重

次のケースを考慮する。

- 線路方向の不均衡
- 引きどめ
- 緊線
- 断線 (架空地線一条、または二条。電線一条、または二条。架空地線一条、電線一条。のいずれかの組合せ)

e) 耐張部における引き上げ荷重を考慮する。

11) 鉄塔概形図

上記設計諸条件により、Zone 1とZone 2では、鉄塔形状も異なる。それぞれのSuspension鉄塔形状の代表例を Fig. 3-4 に示す。

(c) 電線、架空地線

230kV送電線の経済的径間長、および電線サイズの検討を行った結果、下記の結論を得た。

1) 経済的径間長

a) Zone 1: 350m

b) Zone 2: 400m

2) 選定された電線

a) 懸垂部（径間700m以下）: ACSR 1,113 MCM Bluejay単導体

b) 耐張部、及び径間700m以上の懸垂部: ACSR 1,113 MCM Finch単導体

c) 架空地線: 高抗張力鋼線製 3/8"

(d) 碍子連

a) Zone 1: $10" \times 5 \frac{3}{4}"$ 碍子 14個連

b) Zone 2: $10" \times 5 \frac{3}{4}"$ 碍子 15~20個連（海拔 3,500m）

(e) 架空地線数

IKLはZone 1: 30, Zone 2: 50である。そのため地線条数は以下とした。

a) Zone 1: 1条（遮蔽角30°）

b) Zone 2: 2条（遮蔽角20°）

(6) S N I 230kV送電線の電気的パラメータおよび送電容量

(a) 電気的パラメータ

懸垂鉄塔部における電線配置により決まる電気的パラメータを Table 3-13 に示す。

(b) 送電容量

風速0.6m/sec、放射係数0.5として、Zone 1、Zone 2の最高標高（1,000m および3,500m）における、通常時（電線温度 Zone 1:60°C、Zone 2:45°C）ならびに、非常時（電線温度 Zone 1, Zone 2とも80°C）の230kV 1回線の送電容量は下記の通りである。

Zone 1		Zone 2	
温度 (°C)	送電容量(MVA)	温度 (°C)	送電容量(MVA)
60	339	45	297
80	453	80	465

(7) SNI 138kV 送電線

SNIの138kV送電線を Table 3-14 に示す。138kV送電線のほとんどが230kV環状幹線と、INECELの各水力、火力発電所、または遠隔の地にある需要中心地を連系するため建設された放射状送電線で、各送電線の巨長、所要送電容量が異なるため、230kV幹線のようにその設計を標準化することはできない。また、1984年に建設されたMilagro-Babahoyo線以降、太平洋沿岸地方に建設された各送電線は1回線、2回線共、耐張、引き留めのみ鉄塔を使用し、懸垂部には国産の鉄筋コンクリート柱が使用されるようになった。Fig. 3-3 SNI Location Map に示す138kV送電線のうち、主要なものについて、以下にその経過地を略述する。

(a) Vicentina-Ibarra-Tulcan線

Quito市内のVicentina変電所から、街の東側の丘陵沿いに北上し、赤道の北でGuayllabamba峡谷を越え、植生の少ない火山灰台地を経てCayambe付近から北部地方の肥沃な農地を通りIbarra市南部に位置するSNIのIbarra変電所に至る。この間の巨長は80km、当初2回線鉄塔1回線架設であったが、現在1回線増架工事中で、1993年中に2回線化する。

Ibarra変電所から北へ、コロンビア共和国との国境の街Tulcan市に建設されるSNIのTulcan変電所までは、Andes中央高原の丘陵、農地を経過する。この間の巨長70kmで樹木等大形の植生は少ない、この区間は現在工事中で1994年竣工する。電線はACSR 477MCMである。

(b) Agoyan-Totoras線

Andes中央高原から東へ流れるPastaza川の海拔1,620mに設けられた、Agoyan発電所の屋外変電所からPastaza峡谷を西へ、Agoyanダム下流で右岸斜面を登り、Baños町背面の丘陵に続く高台を経てPatate川岸に降り、その後、急角

度で斜面を引き上げられ再度丘陵上を通りAmbato市東方に位置するSNIのTotoras変電所(海拔2,600m)に至る。この間の巨長32.9kmで、線下にはユウカリ樹以外の大形植生は無い、設備は2回線鉄塔2回線設備で、電線はACSR 636MCMである。なお、近い将来Agoyan変電所から1回線引き出され、既設Baños-Puyo線(巨長53km)を138kVに昇圧し、さらにTena-Cocaまで延長し東部地方北部のPastaza州、Napó州、およびSucumbios州の主な電力需要地をSNI傘下に収めることが計画されている。

(c) Paute-Cuenca-Loja線

Paute発電所(海拔1,600m)から南西にPaute川沿いに、または丘陵地帯、農地などを経過してCuenca市郊外のSNIのCuenca変電所(海拔2,400m)まで巨長70km区間は起伏に富むルートではあるが、線下にはユウカリ樹以外の大形の植生は少ない。設備は2回線鉄塔2回線設備で、使用電線はACSR 397.5MCMである。Cuenca変電所からLojaまではAndes中央高原地帯の平原、丘陵を南下する。この区間も他のAndes中央高原地域と同様線下支障を起こす原因となるような大形植生は少ない。設備は2回線鉄塔1回線設備で、使用電線はACSR 397.5MCM、巨長135kmである。なお、Cuencaから東部地方(Amazon地方)中央部のMorona Santiago州のLimón迄138kV 1回線鉄塔、使用電線ACSR 266.8MCM、巨長70kmの送電線が1993年内には竣工し、当面69kV運用を行う。また、Loja変電所から東部地方(Amazon地方)南部Zamora Chinchipe州Cubaratzaまで138kV 1回線鉄塔1回線設備、使用電線ACSR 266.8MCM、巨長52kmを建設工事中で、1994年には竣工し、当面69kVで運用する。

(d) Santo Domingo-Esmeraldas線

SNIのSanto Domingo変電所(海拔600m)から北北西に、太平洋沿岸平野のパーム椰子、アバカ、バナナなどの大形農園、熱帯樹林地帯を経過しEsmeraldas市南郊の火力発電所に至る。この地域の線下の植生は熱帯性で比較的に発育が早く、高温時の電線垂下も考慮し、垂直離隔を監視しなければならない。この線路は2回線鉄塔2回線設備で、使用電線はACSR 397.5MCM、巨長154kmである。

(e) Quevedo-Portoviejo線

S N I のQuevedo変電所から西へバナナ、カカオ、椰子などの農園、熱帯樹林地帯を通過し、Daule川を越えてManabi州東部の丘陵地帯を通過すると、比較的大形植生の少ない地域に入りPortoviejo変電所に至る。この送電線は2回線鉄塔2回線設備で、使用電線はACSR 397.5MCM、巨長は107kmである。なお、将来Daule Peripa水力発電所が建設されると、この送電線は同発電所に π 引き込みされる。

(f) Pascuales-Salitral線

S N I のPascuales変電所から西側の丘陵地帯（標高 100~300m）を南下してSalitral変電所に至る。巨長17.2km、2回線鉄塔2回線設備で、電線はACSR 477MCM。この送電線が通過する丘陵地帯の地質は石灰岩が主体で、大形樹木の少ない熱帯性樹林である。なお、この丘陵地帯の西側はRocafuerteセメント工場と、その石灰岩採掘場があり、その粉塵による碍子汚損に注意しなければならない。

この送電線はBstero Salado火力発電所の連系線であるとともに、Guayaquil市の西部への外輸線でもある。

(g) Pascuales-Santa Elena, Pascuales-Posorja線

この送電線はPascuales変電所から西へ45kmのLas Juntas地点迄はSanta Elena線とPosorja線が共架されており、Las Juntasから1回線は、さらに西へ62kmの地点のSanta Elena変電所に引き込まれ、他の1回線は南へ53kmのPosorja変電所に接続される。

この送電線は耐張および引き留めのみ鉄塔を使用し、懸垂部は国産の鉄筋コンクリート柱を使用し、電線はACSR 397.5MCMで、碍子はフォグ碍子8個連を使用している。

これら2送電線が通過するSanta Elena半島地方は雨量が極めて少なく、海からの風による塩害で砂漠化している状態で、送電線の碍子汚損が激しく、定期的に碍子交換を行い洗浄しているという。

(h) Milagro-Machala線

S N I のMilagro変電所から南へ、砂糖きび畑、水田などの農園、牧場、カカオ、果樹園などの大形農園地帯から、エクアドル最大のバナナ園地帯を經過してMachala変電所に至る。この送電線は2回線で、支持物はSanta Elena線と同様鉄筋コンクリート柱が多く使用されており、使用電線はACSR 397.5MCMである。この地方は全般に熱帯性気候で、線下の植生は大形で、発育も早く、バナナ園など生産性の高い農地の線下伐採は困難なものがあり、また、軽飛行機による農業散布中の接触事故も発生している。

(8) 138kV送電線の設計

138kV送電線についても、その経過地の環境はそれぞれ極めて変化に富んでおり、画一的な設計の基準は設定できないので、230kV送電線同様Zone 1, Zone 2 に分けて下記のように基準化している。

(a) 電線の地上高さ

電線温度 通常時； Zone 1：60℃ Zone 2：45℃において、
非常時； Zone 1, Zone 2共：80℃において、

		通常時	非常時
交通量の少ない場所		6.80m	5.50m
二級道路との交差部	Zone 1：	7.80m	6.50m
	Zone 2：	8.30m	7.00m
一級道路との交差部	Zone 1：	9.00m	7.70m
	Zone 2：	9.50m	8.20m

(b) 138kV送電線の支持物

さきに述べたように、138kV送電線の支持物は、Zone 2の地域では亜鉛鍍鋼製鉄構が使用されているが、Zone 1の地域では、近年、Suspension用支持物に限り、INBCBL技術指導のもとで国内生産されている鉄筋コンクリート柱を使用するようになった。Fig. 3-5 に、138kV Suspension用支持物を示す。

(c) 138kVの経済的径間長

138kV送電線の経済的径間（柱間隔）は以下とする。

Zone 1 : 320m

Zone 2 : 330m

(d) 使用電線および架空地線

電線 : ACSR 266.8 MCM "Partridge "

ACSR 397.6 MCM "Brant "

ACSR 477 MCM "Flicker "

ACSR 636 MCM "Rock "

架空地線 : 亜鉛鍍抗張力鋼より線 3/8 "

(e) 碍子連

a) Zone 1 : $10" \times 5\frac{3}{4}"$ 碍子 9個連

b) Zone 2 : $10" \times 5\frac{3}{4}"$ 碍子 13個連

c) Zone 1 : Fog type 碍子 8個連 (高塩害地域)

(9) 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 3-15は1990-1992年間のINECELの各送電線の事故統計、Table 3-16 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。

(10) 送電線事故の統計とその分析

送電線事故のうち、再開路成功を除く、いわゆる供給支障事故について、長期間

漏れなく統計をとり、その結果を分析し、今後設計基準の見直し、設備の改良計画、点検保守基準の改正の目安とすることは、供給信頼度向上のため極めて重要である。

DOSNIに事故統計資料を要求したが、入手出来たのは1990年、1991年、および1992年の3ヵ年分で、うち、送電線事故の原因を分類したデータは1991年と1992年の2ヵ年分のみ (Table 7-2 参照) であった。また、このデータの内、1991年分の40%、1992年分の31%が無報告とされている。

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	0.73	0.85	1.46	820	INBCEL
	138 kV	2.40	2.80	1.62	1,167.5	
JAPAN	More than 7 kV	—	0.48	0.79	820×100	10 B. 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、7 kV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 SNI

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

事故原因の分析結果をFig. 3-7 に示す。この図が示すように、無報告が43件（全体の27%以上）も占めているのは、統計の精度を著しく低下させることになるので、正しい報告をする点で改善を要する。

(1) 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、さきに述べた如く、高汚損地域で、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。一方、1992年には、計画停電時間が著しく減少したにもかかわらず、事故件数も激減している。これは、保守方法の改良が行われた結果と思われる。
- (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、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、農業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。

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。

送電線事故のうち、もっとも多い1線地絡事故の原因となる送電線下の支障植物の伐採は、線下の農作物によっては、伐採補償交渉が難しい模様であるが、Fig. 3-6および、下記にINCBELの線下伐採指針を示す。この指針は三つの地上植生のタイプに分け、そのタイプ別に実施する。：

Type A : 果樹園など、生産林の破壊を伴う伐採は極めて高価な補償となるので、伐採のディメンションを最小にするため、下表の“Z”の高さに達した幹、枝、のみを伐採する。

Type B : 送電線が栽培地（バナナ、砂糖黍など）を経過するとき、栽培従事者の安全のため、または、線路の保安上指示された最小ディメンションの範囲の全ての植物を伐採する。

Type C : 送電線が、森林、雑木林、樹木など、高さを配慮しなければならない場所を経過するときは、幅 $2h+XA$ の地帯の樹木を伐採する。

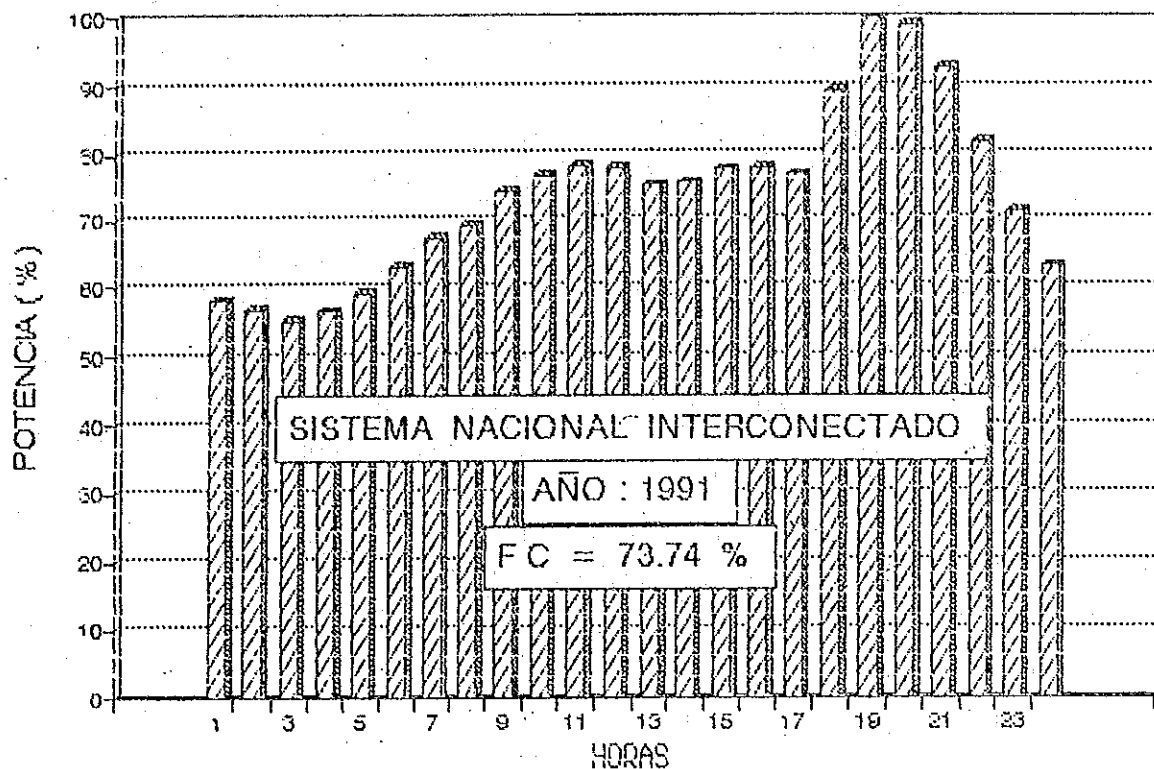
隔 離	138kV			230kV	
	Zone 1	Zone 1*	Zone 2	Zone 1	Zone 2
X	6.80m	8.30m	7.0m	7.50m	7.50m
Y	3.30m	3.30m	4.0m	4.0m	4.0m
Z	3.50m	5.0m	3.50m	3.50m	3.50m

* 印はバナナ栽培地帯 (Milagro-Machala 線)

(12) S N I 138kV送電線の電気的特性パラメータは Table 3-13 に示す。

CURVA DE CARGA DIARIA

DIA DE MAXIMA DEMANDA



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