

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**PROPUESTA DE SOLUCIÓN A LOS PROBLEMAS
OPERATIVOS DEL PRIMARIO "D" DE LA SUBESTACIÓN 19
PERTENECIENTE A LA E.E.Q.S.A**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

**PABLO PATRICIO RAMOS VILLAGRAN
ANGEL GEOVANNY VILLACIS ESCOBAR**

DIRECTOR: ING. MENTOR POVEDA

Quito, Noviembre 2000

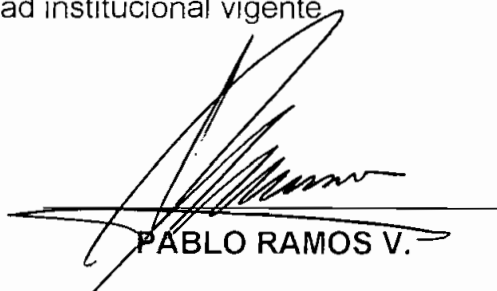
DECLARACIÓN

Nosotros, Angel Geovanny Villacís Escobar Pablo Patricio Ramos Villagrán, declaramos que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley, Reglamento de Propiedad Intelectual y por la normatividad institucional vigente.



GEOVANNY VILLACIS E.



PABLO RAMOS V.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Angel Geovanny Villacís Escobar y Pablo Patricio Ramos Villagrán, bajo mi supervisión.



Ing. Mentor Poveda
DIRECTOR DE PROYECTO

DEDICATORIA

A MIS PADRES PABLO Y MERCEDES QUE
SIEMPRE SE ESFORZARON POR EDUCARME

A MI ESPOSA LORE POR TODA SU COMPRENSION
Y APOYO PERMANENTE

A MIS HIJOS PABLO, MARIAPAZ Y JUAN ANDRÉS
QUE FUERON EL ESTÍMULO PARA TERMINAR
ESTE TRABAJO

PABLO PATRICIO RAMOS V.

DEDICATORIA

A MIS PADRES
A MI ESPOSA LILIA
A MI HIJO KEVIN

GEOVANNY VILLACIS

CONTENIDO

CONTENIDO.....	1
RESUMEN.....	3
CAPÍTULO 1.....	4
CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	4
1.1 DATOS GENERALES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.....	4
1.2 SUBESTACIÓN 19 Y PRIMARIO “D”.....	5
1.2.1 <i>CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN 19.....</i>	<i>5</i>
1.2.2 <i>DESCRIPCIÓN DEL PRIMARIO D, A 13.2 kV.....</i>	<i>6</i>
1.3 CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA.....	7
1.4 PROBLEMAS ACTUALES EN EL SERVICIO ELÉCTRICO.....	9
1.5 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.....	10
1.6 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DEL TRABAJO.....	11
CAPÍTULO 2.....	12
ESTADO ACTUAL DEL PRIMARIO A 13.2 KV.....	12
2.1 DATOS TÉCNICOS DEL PRIMARIO.....	12
2.1.1 <i>LEVANTAMIENTO DEL PRIMARIO SOBRE LA BASE GEOGRÁFICA.....</i>	<i>12</i>
2.1.2 <i>DATOS PARA MODELACIÓN DEL PRIMARIO UTILIZANDO EL DPA.....</i>	<i>12</i>
2.1.3 <i>TOMA DE LECTURAS EN LA BARRA DE LA SUBESTACION.....</i>	<i>12</i>
2.2 FLUJO DE POTENCIA CON UNA DEMANDA DE 2 MVA.....	14
2.3 PROBLEMAS DEL PROGRAMA DPA PARA CONVERGENCIA Y APROXIMACIONES	16
2.4 PROYECCIÓN DE LOS RESULTADOS CON LA CARGA MEDIDA ACTUAL DE 3.1MVA.	16
2.5 ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS PRESENTADOS.....	17
CAPÍTULO 3.....	19
PRIMARIO A 22.8 KV DESDE LA SUBESTACIÓN 19 CON LA CONFIGURACIÓN ACTUAL.....	19
3.1 ANTECEDENTES.....	19
3.2 FLUJO DE POTENCIA CON LA CONFIGURACIÓN ACTUAL 22.8 kV CON UNA DEMANDA 3.1 MVA.....	20
CAPÍTULO 4.....	23
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	23
4.1 INTRODUCCIÓN.....	23
4.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA SEGÚN LA EEQSA.....	23
4.3 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA PROYECTADA A TRAVÉS DE LA ENERGÍA.....	25
CAPÍTULO 5.....	27
SUBESTACIÓN UBICADA EN EL BARICENTRO DE CARGA.....	27
5.1 ANTECEDENTES.....	27
5.2 UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....	27
5.3 DIAGRAMA TOPOLÓGICO CON DOS PRIMARIOS Y S/E EN SALOYA.....	28
5.3.1 <i>FLUJO DE POTENCIA CON DOS PRIMARIOS A 13.2 kV, Y DEMANDA ACTUAL.....</i>	<i>28</i>
5.3.2 <i>FLUJO DE POTENCIA CON DOS PRIMARIOS A 22.8 kV, CON S/E EN SALOYA DEMANDA ACTUAL.....</i>	<i>32</i>
5.4 DIAGRAMA TOPOLÓGICO CON CUATRO PRIMARIOS Y S/E EN SALOYA.....	34
5.4.2 <i>FLUJO DE POTENCIA CON CUATRO PRIMARIOS A 13.2 kV, Y DEMANDA ACTUAL.....</i>	<i>36</i>
5.4.3 <i>FLUJO DE POTENCIA CON CUATRO PRIMARIOS A 13.2 kV, Y DEMANDA PROYECTADA A 5 AÑOS.....</i>	<i>38</i>

5.4.4	FLUJO DE POTENCIA CON CUATRO PRIMARIOS A 22.8 kV, CON S/E EN SALOYA, DEMANDA ACTUAL.....	41
5.4.5	FLUJO DE POTENCIA CON CUATRO PRIMARIOS A 22.8 kV, CON S/E EN SALOYA DEMANDA 5 AÑOS.....	43
5.4.6	FLUJO DE POTENCIA CON CUATRO PRIMARIOS A 22.8 kV, CON S/E EN SALOYA DEMANDA PROYECTADA A 10 AÑOS.....	45
5.4.7	FLUJO DE POTENCIA CON CUATRO PRIMARIOS A 22.8 kV, CON S/E EN SALOYA DEMANDA 15 AÑOS.....	47
5.4.8	FLUJO DE POTENCIA CON CUATRO PRIMARIOS A 22.8 kV, CON S/E EN SALOYA DEMANDA PROYECTADA A 15 AÑOS, CON CAMBIO EN LA CONFIGURACIÓN Y LA INCLUSIÓN DE CAPACITORES.....	48
CAPÍTULO 6.....		53
DOS SUBESTACIONES		53
6.1.-	ANTECEDENTES.....	53
6.2	DIAGRAMA TOPOLÓGICO CON DOS SUBESTACIONES	53
6.2.1	SUBESTACIÓN LA ARMENIA	54
6.2.2	SUBESTACIÓN PEDRO VICENTE MALDONADO.....	56
6.3	FLUJOS DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 13.2 kV.....	56
6.3.1	FLUJO DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 13.2 kV, DEMANDA ACTUAL.....	57
6.3.2	FLUJO DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 13.2 kV, DEMANDA 5 AÑOS.....	60
6.4	FLUJOS DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 22.8 kV.....	63
6.4.1	FLUJO DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 22.8 kV, DEMANDA ACTUAL.....	63
6.4.2	FLUJO DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 22.8 kV, DEMANDA 5 AÑOS.....	65
6.4.3	FLUJO DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 22.8 kV, DEMANDA PROYECTADA A 10 AÑOS.....	67
6.4.4	FLUJO DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 22.8 KV, DEMANDA PROYECTADA DE 15 AÑOS	69
6.4.5	FLUJO DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 22.8 KV, DEMANDA PROYECTADA DE 15 AÑOS Y CAMBIO DE CONFIGURACION EN LOS PRIMARIOS.....	71
CAPÍTULO 7		75
IMPLANTACION DE LA PROPUESTA.....		75
7.1	ANTECEDENTES	75
7.2	CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES.....	75
7.3	PRESUPUESTO.....	76
7.4	TENENCIA DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	77
7.5	RECOMENDACIONES PARA LA IMPLANTACIÓN	77
CONCLUSIONES.....		79
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....		80
ANEXOS		81

RESUMEN

Este trabajo analiza el problema operativo del primario D de la subestación 19. Mediante una modelación digital del sistema primario, se determina que las condiciones de operación actuales distan mucho de ser satisfactorias. Dadas las condiciones existentes, el trabajo realizado considera varias soluciones que van desde el mantener el voltaje primario actual, incorporando nuevas subestaciones, seguido por un cambio de voltaje sobre la configuración actual, como ni esta condición es suficiente, se pasa a considerar nuevas subestaciones hasta determinar que la mejor alternativa consiste en incrementar el voltaje primario a 22.8 kV e incorporar dos subestaciones.

Una vez que se determina que la solución para lograr una operación satisfactoria a lo largo de todo el período de estudio, es la implantación de dos subestaciones a 22.8 kV, se revisa la configuración hasta lograr la mejor opción para la demanda máxima proyectada a 15 años.

CAPITULO 1

CARACTERISTICAS GENERALES.

1.1 DATOS GENERALES DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A

La Empresa Eléctrica Quito S.A. se fundó el 19 de Noviembre de 1955. Sus accionistas en el año 1998 son: El Fondo de solidaridad con el 55%, I. Municipio del Distrito Metropolitano de Quito con el 43% y los Industriales con el 2%

El área de servicio de Empresa Eléctrica "Quito" S.A., comprende en la provincia de Pichincha los cantones: Quito, Mejía, Rumiñahui, San Miguel de Los Bancos, Pedro Vicente Maldonado en su totalidad y parte de los cantones: Cayambe y Puerto Quito. En la provincia de Imbabura: el Cantón García Moreno. En la provincia de Napo: Quijos y Chaco. En la provincia de Cotopaxi: CLIRSEN.

Los datos técnicos relevantes de la Empresa Eléctrica Quito, desde el año 1992 hasta el año 1998, se muestran en la tabla 1.2¹

1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Capacidad instalada en centrales térmicas propias KW						
43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4
Energía generada (propia más comprada) GWh						
1.650	1.658	1.804	1.812	2.021	2.133	2.336
Abonados #						
334.649	358.075	378.376	407.197	429.415	454.450	473.367
Precio medio de venta sucres / KWh						
61,41	123,50	134,87	135,19	137,69	284,42	323,70

Población electrificada #						
1970	1571094	1639714	1689834	1722222	1818057	1857699
Grado de electrificación %						
94,0	94,4	94,8	95,2	95,6	95,9	96,2
Pérdidas %						
7	16,0	11,7	15,1	16,2	1	1,2

* Los valores a 1998 son estimados

Tabla 1.2. – Aspectos Técnicos Relevantes de la EEQSA

La energía facturada en el año 1998 fue de 2 003 250 MWh, con la cual se atendió a 473 367 abonados y produjo 86 460 400 dólares por concepto de ingresos facturados por venta de energía (cotización del dólar 7500 sucres).

La Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQSA) sirve con un voltaje de 6.3 kV en su sistema primario al Centro Histórico y parte del sector Norte de Quito, debido a su peculiar arquitectura, en este sector las redes eléctricas son predominantemente subterráneas. El resto del área de concesión está atendido a 22.8 kV, excepto el sector noroccidente de la Provincia de Pichincha, cuyo voltaje primario es 13.2 kV. Este voltaje se mantiene a pesar de que las estructuras están aisladas a 22.8 kV, entre otras razones por reutilizar los equipos y materiales que se desmontaron de los sectores en los que se realizó la remodelación de redes, cambio de voltaje y por el costo que implicaría el reemplazo de los transformadores de distribución que no están aptos para dicho cambio de voltaje.

1.2 SUBESTACIÓN 19 Y PRIMARIO “D”

1.2.1 CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN 19

La subestación 19 se encuentra ubicada en la calle Buenaventura Aguilera y Legarda, en la parroquia de Cotocollao, en la ciudad de Quito. Tiene dos alimentadores en el lado de subtransmisión: Uno desde la subestación Selva Alegre a 138 kV, que alimenta al transformador de 60/80/100 MVA a 138/46 kV. El segundo alimentador viene desde la subestación 17 a 46 kV. De la barra de 46 kV se alimentan dos transformadores uno de 20/27/33 MVA a 46/22.8 kV y el otro

de 15/20 MVA a 46/22.8/13.2 kV. Del terciario de este último transformador sale el primario D a 13.2 kV, objeto de nuestro estudio.

El diagrama unifilar de la subestación 19 se presenta a continuación en la figura 1.2.1²

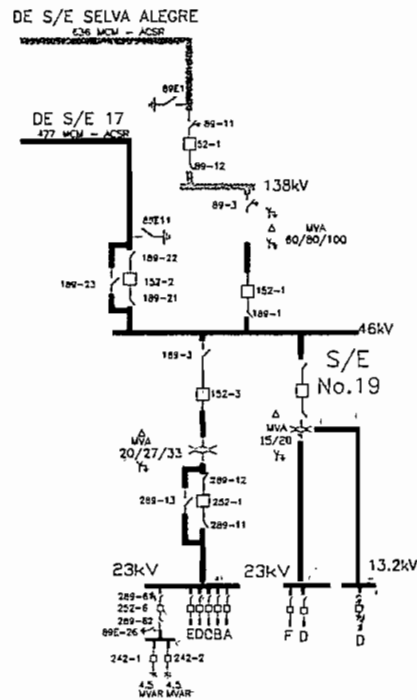


Figura 1.2.1.- Diagrama unifilar de la subestación 19

1.2.2 DESCRIPCION DEL PRIMARIO D, A 13.2 kV

El primario "D" parte desde el terciario del transformador 15/20 MVA a 46/22.8/13.2 kV de la subestación 19, según las lecturas realizadas a nivel de subestación el primario tiene una demanda máxima de potencia de 3.1 MVA medida el 31 de diciembre de 1998, y una demanda de energía de 1 061 418 kWh entre el 09 de diciembre de 1998 hasta el 09 de enero de 1999. La población total proyectada a 1998 por el INEC (Instituto Nacional de Estadísticas y Censos) es de 38 684 habitantes.

El primario atraviesa la cordillera occidental hasta llegar a la población de Nono, continúa en un solo troncal hasta Tandayapa donde se bifurca en dos ramales, el uno hacia al norte para servir a las poblaciones de: Nanegalito, La Armenia,

Tulipe, La Merced, Pacto hasta llegar a Saguangal por un lado, y por otro: Nanegal, Palmito Pamba, San Vicente, y Meridiano que llega hasta los límites con el área de concesión de Emelnorte. El otro ramal se dirige hacia el noroccidente sirviendo a la Poblaciones de: Saloya, San Miguel de Los Bancos, San Juan, Pedro Vicente Maldonado, San Bernabé, Provincias Unidas, Pachijal, Tatalá, entre otras y sus zonas aledañas. Ver figura 1.2.2

El primario es aéreo, aislado a 22.8 kV, con un voltaje de servicio a 13.2 kV. El ramal principal es trifásico desde la subestación hasta Pedro Vicente Maldonado. Los ramales son generalmente monofásicos, soportados en postes de madera tratada en los sectores a campo traviesa y poblaciones pequeñas, y en postes de hormigón en las poblaciones principales.

La disposición de los conductores, en las secciones trifásicas, es triangular en la mayoría de las estructuras, el conductor central se ubica en la punta del poste y los laterales en los extremos de las crucetas que generalmente son centradas. En los ramales monofásicos el conductor de la fase está dispuesto en la punta del poste. El neutro es corrido y generalmente recorre por la parte inferior de la estructura de alta tensión, soportado en portaneutros o en estructuras similares. En los sitios poblados, el neutro está dispuesto en la parte superior de los bastidores.

Los calibres de los cables, longitudes del primario, y los equipos instalados se muestran en el Anexo 1.1.

1.3 CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA

La zona climática corresponde a la tropical lluviosa, con una gran concentración vegetal. Las principales actividades económicas de sus habitantes son la agricultura y la ganadería.

La población del sector es predominantemente rural, el 19% está en la cabecera parroquial y el 81% está fuera de dicha cabecera³. Ver Anexo 1.2.

El crecimiento económico del sector se ha debido principalmente a la cantonización de San Miguel de Los Bancos, Puerto Quito, y Pedro Vicente Maldonado, así como a la pavimentación y el mejoramiento de la carretera Calacalí - Los Bancos - La Independencia.

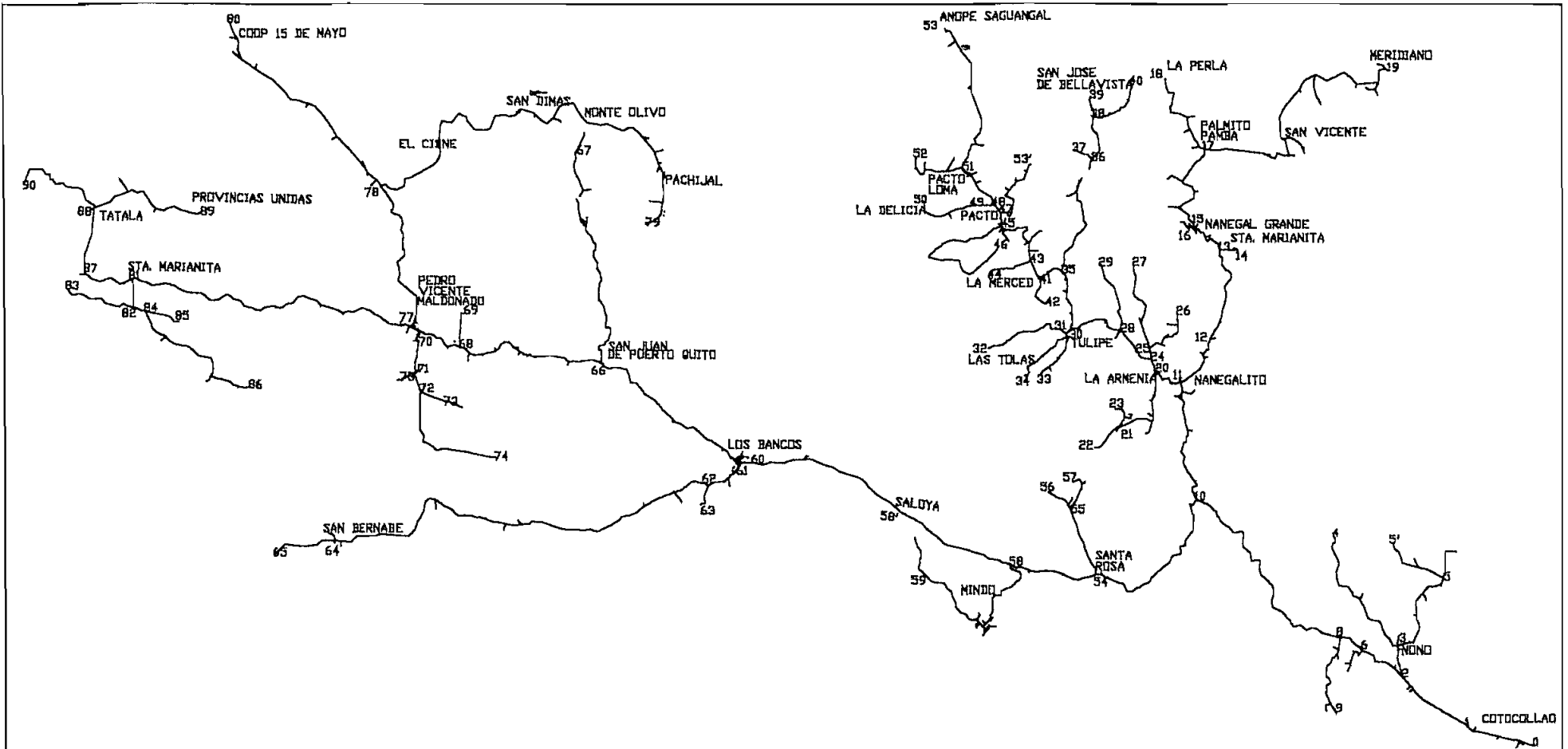


FIGURA 1.2.2.- RECORRIDO DEL PRIMARIO "D" SUBESTACION 19

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL			
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA			
CONTIENE:			
PRIMARIO "D" SUBESTACION 19			
DIAGRAMA ESQUEMATICO			
ESCALA: 1 : 200	MEDIDAS EN MM	HOJA 1	DE 1
FECHA: DICIEMBRE - 2000	AUTOR: PHILIP RAMOS M.	REVISOR: REYNARDY VILLACIS C.	DIRECTOR DE TESIS: ING. MONTY FORCIDA
TEMA DE TESIS: PROPUESTA DE SOLUCION A LOS PROBLEMAS OPERATIVOS DEL PRIMARIO "D" DE LA SUBESTACION 19 PERTENECIENTE A LA E.E.Q.S.A.			

Esto ha tenido como consecuencia que las amplias propiedades de los colonos, hayan sido adquiridas para fincas por gente de mayor poder económico, como resultado se han establecido industrias agrícolas, ganaderas, avícolas, piscícolas, cultivos de productos no tradicionales, y turismo. A pesar del establecimiento de estas nuevas industrias, el índice de crecimiento poblacional no se ha visto afectado significativamente, ya que los colonos que han emigrado a otros sectores del país han sido reemplazados por estos nuevos propietarios.

Las cabeceras cantonales están habitadas por personas que se dedican predominantemente a brindar servicios y abastecimientos a los agricultores del sector y a los turistas que visitan la zona.

1.4 PROBLEMAS ACTUALES EN EL SERVICIO ELÉCTRICO

El informe de los operadores de redes de la EEQSA, da a conocer los niveles bajos de voltaje con los que se sirve a la población, llegando inclusive el voltaje secundario de servicio a 74 V en horas pico, esto es con un 61% del voltaje secundario nominal. En las visitas realizadas al sector, los usuarios han dado su testimonio, afirmando que entre las 19h00 y 21h00 aproximadamente, se inhiben de usar los electrodomésticos por temor a las consecuentes averías, ya que los motores de las refrigeradoras no arrancan y los televisores por el bajo voltaje de servicio no permiten ser encendidos.

Los problemas de caída de voltaje han obligado a los personeros del departamento de Operación y Mantenimiento del Sistema Rural de la EEQSA, encargados de ese sector a tomar medidas correctivas como: instalar capacitores y reguladores de voltaje en sitios estratégicos de la línea.

Estas soluciones implementadas son insuficientes y en horas pico se mantienen altas las caídas de voltaje, por lo que se hace necesario hacer un diagnóstico más preciso de los problemas que adolece el primario objeto del estudio.

Los estudios de planeación y operación en sistemas de distribución son indispensables para asegurar que la demanda sea satisfecha con un buen nivel de voltaje y con porcentajes de pérdidas tolerables, involucrando consideraciones técnico - económicas, de tal forma que se puedan satisfacer las demandas futuras a un costo mínimo.

Por la enorme cantidad de información que hay que procesar en un sistema de distribución, se hace necesario la utilización de sistemas computacionales y programas elaborados para estas actividades, y de esta manera poder analizar varias alternativas que permitan tomar la mejor decisión.

El primer paso del presente trabajo es diagnosticar el estado actual del primario, para lo cual usando el programa DPA (que se describe más adelante), se corren flujos de potencia, y se determinan principalmente caídas de voltaje y pérdidas de potencia. A partir de los resultados obtenidos y estimando la demanda futura, se plantean soluciones que, de esa forma, tienen trascendencia hacia el futuro.

Para las condiciones estimadas se plantean soluciones que se analizaron con la modelación digital para demostrar su viabilidad hasta llegar a determinar la más conveniente técnicamente.

1.5 DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

La herramienta computacional utilizada es el DPA (Distribution Primary Analysis), disponible en el Laboratorio de Sistemas Eléctricos de Potencia del departamento de Energía Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional.

El DPA es un programa gráfico, que trabaja bajo Windows de Microsoft. Permite la introducción de los datos del sistema primario en su base de datos, en dos formas básicas: manualmente usando el DPA/Graphics, o digitalizando el alimentador con ayuda de programas tipo CAD (Computer Aided Design).

Los datos del primario se introducen en forma gráfica por secciones, a las que se asigna un código alfanumérico. El programa con ayuda de sus utilidades comprueba que exista indispensablemente continuidad física entre las secciones adyacentes, de forma que la configuración final del primario sea radial. A continuación el usuario establece las características eléctricas como tipo de conductor, configuración entre conductores, longitudes y datos de potencia de los transformadores conectados en cada una de las secciones.

Antes de correr los flujos de potencia, el programa verifica que los datos introducidos sean eléctricamente válidos, como por ejemplo: no puede ser fuente de una red trifásica una red monofásica.

Los resultados obtenidos muestran: potencia activa, potencia reactiva, corriente, caídas de voltaje en la sección y acumuladas, niveles de voltaje en porcentaje, pérdidas activas y reactivas.

Al final del reporte, el programa presenta los datos de caída de voltaje máxima, cargabilidad del conductor, pérdidas totales de potencia aparente, activa y reactiva. De acuerdo al criterio de convergencia escogido, presenta los datos de carga y pérdidas precisos con los que ejecutó los flujos de potencia.

Futuros sistemas de distribución pueden ser modelados adicionando nuevas líneas, cambiando calibres de los conductores y adicionando o sustituyendo equipos.

El programa entre otras cosas permite adicionar o quitar secciones, cogeneración, determinar la óptima localización de capacitores.

Los datos mínimos requeridos por el programa computacional DPA son: características de los conductores: sección y tipo, demanda y voltaje medidos en la barra de la subestación, longitud de las secciones, distancias: entre fases, fase - neutro, y la potencia de los transformadores conectados en cada sección.

El DPA distribuye en cada sección la demanda medida en la barra de la subestación en forma proporcional a la potencia de los transformadores, tomando en cuenta las pérdidas. Para fines de cálculo, el programa ubica en el centro de la sección la potencia del transformador representativo conectado a la misma.

1.6 DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DEL TRABAJO

Para el presente estudio, se han realizado los siguientes pasos:

- Recopilación de la información existente en el PIA (Proyecto de Inventarios y Avalúos) de la EEQSA (Empresa Eléctrica Quito S.A.), plano del primario.
- Validación de la información, con recorridos en el campo.
- Medición de la demanda y voltaje en las barras de la subestación
- Modelación del sistema
- Introducción de los datos en el programa DPA.
- Obtención de la solución conveniente tanto técnica como económicamente

CAPITULO 2

ESTADO ACTUAL DEL PRIMARIO A 13.2 kV

2.1 DATOS TÉCNICOS DEL PRIMARIO

2.1.1 LEVANTAMIENTO DEL PRIMARIO SOBRE LA BASE GEOGRÁFICA

Sobre las cartas geográficas del IGM (Instituto Geográfico Militar), se ha trazado el recorrido del primario D, de la Subestación 19, el que se muestra en la figura 2.1, con el objeto de tener una idea más clara de los sectores a los cuales atiende la EEQSA con este primario.

2.1.2 DATOS PARA MODELACION DEL PRIMARIO UTILIZANDO EL DPA

En el Anexo 2.1 se muestran los datos de calibres y longitudes de los conductores y la sumatoria de la potencia de los transformadores instalados en cada sección del primario "D", de la subestación 19. Para ingresar los datos en el programa DPA, se han asignado números a los nodos, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- En los puntos donde haya poblaciones importantes
- Donde el calibre del conductor cambie
- Donde hay equipos como: reguladores de voltaje o capacitores

Además se ha procurado que la longitud de las secciones no distorsione los resultados que se obtengan del programa DPA, y sean lo más semejantes a la realidad.

2.1.3 TOMA DE LECTURAS EN LA BARRA DE LA SUBESTACION

Para el análisis del problema es necesario disponer del flujo de potencia para el caso más crítico, esto es a demanda máxima. Para determinarla se realizó el siguiente procedimiento:

Dado que no existen estos datos disponibles en la Empresa Eléctrica Quito S.A., con la autorización de la Gerencia se solicitó la colaboración del departamento de Despacho, quienes hicieron las conexiones para suministrar las señales de voltaje, y corriente y a su vez coordinaron con el departamento de Clientes

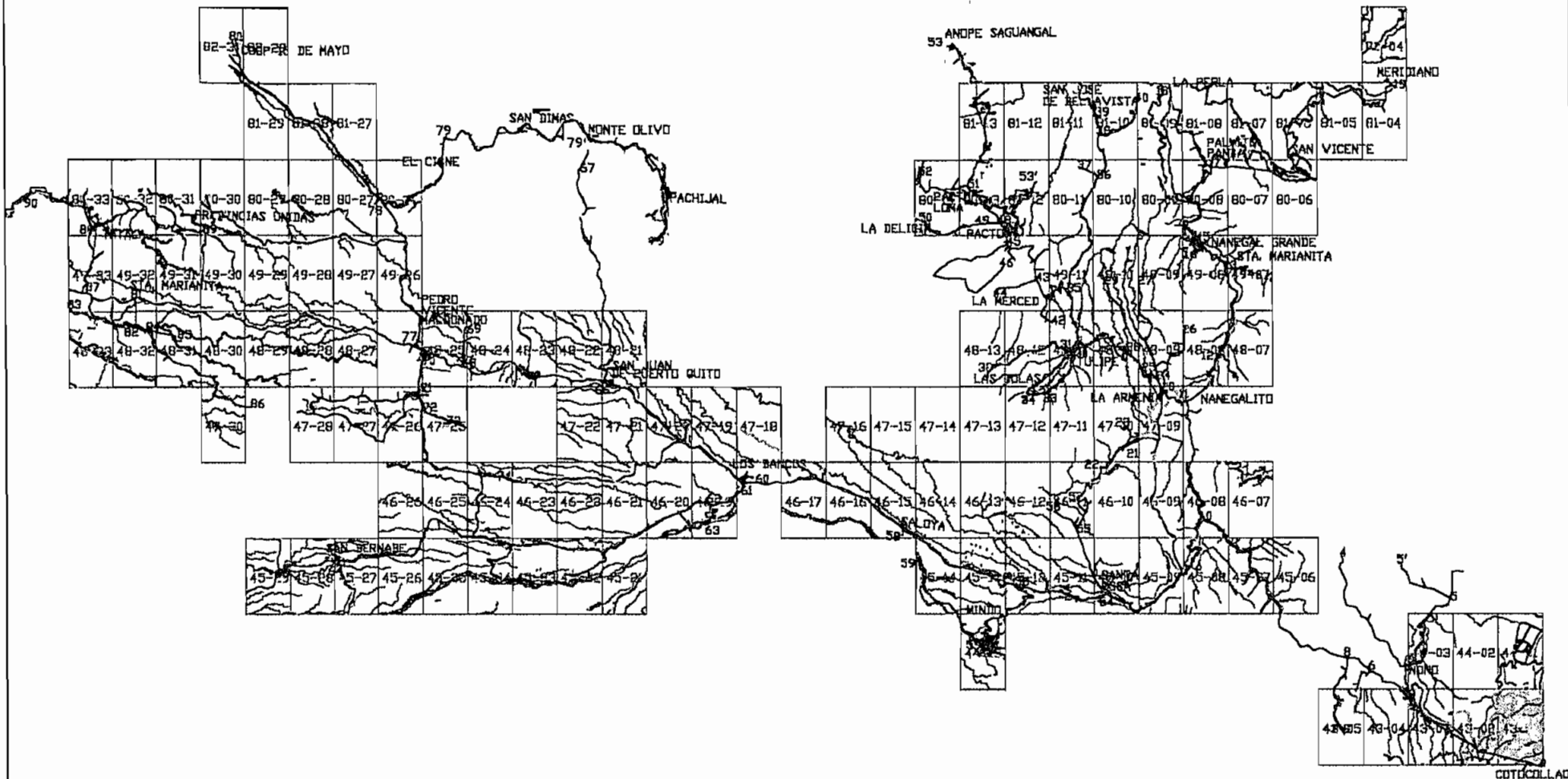


FIGURA 2.1.- PRIMARIO D SUBESTACION 19 SOBRE LA BASE GEOGRAFICA DEL IGM

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL			
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA			
CONTIENE:			
PRIMARIO "D" SUBESTACION 19			
PRIMARIO SOBRE LA BASE GEOGRAFICA			
Escala: 1:200	AUTORES:	Hoja 1 de 1	
Fecha: DICIEMBRE - 2000	PABLO RAMOS V.	RODRIGUEZ MALLARI C.	DIRECCION DE TESIS: ING. MONTOR FORNEDA
TEMA DE TESIS: PROPUESTA DE SOLUCION A LOS PROBLEMAS OPERATIVOS DEL PRIMARIO "D" DE LA SUBESTACION 19 PERTENECIENTE A LA E.E.Q.S.A.			

Especiales para que proporcionen un medidor registrador electrónico, el mismo que fue instalado por el personal del Laboratorio de Medidores. Este se instaló en las barras del primario D, inicialmente por un período de prueba de 15 días. Al término de este período no se pudieron tomar las lecturas por lo que se debió revisar las conexiones y se lo dejó por un período de 30 días adicionales, desde el 09 de Diciembre de 1998 hasta el 08 de Enero de 1999.

El medidor registra las lecturas cada 15 minutos, de hasta 6 magnitudes, que pueden ser programadas en grupos de tres. En este caso se registró la demanda de energía activa, reactiva y potencia activa. Los resultados de las lecturas se presentan como Anexo 2.2.

Del registro de las lecturas se determina que la demanda máxima de potencia se produjo el 31 de Diciembre de 1998, a las 19h00, su valor fue de 3 136 kW.

Al compararse este valor con los datos históricos de Demanda Máxima proporcionados por la División de Planificación de la EEQSA, los mismos que se adjuntan como Anexo 2.3, se determina, una reducción con respecto a las registradas en años anteriores. Este fenómeno se explica por las siguientes razones:

- 1) De este primario se ha eliminado la carga que anteriormente se atendía a 13.2 kV en la autopista Córdoba Galarza, en el sector de la Freire Mena y sus alrededores, para atenderlos a 22.8 kV.
- 2) Por el aumento de tarifas aplicado en esta época, los usuarios tienden a disminuir el consumo de energía.
- 3) Los registros de años anteriores proporcionados por la EEQSA se determinaron en los meses de noviembre, en el día de máxima generación del año.

2.2 FLUJO DE POTENCIA CON UNA DEMANDA DE 2 MVA

Con la demanda medida se procedió a correr el flujo de potencia, encontrándose que el programa DPA no converge para una demanda mayor a 2 MVA, por lo que para efectos de estudio se corre un flujo de potencia con este dato de demanda, con un voltaje medido en barra de 13.8 kV equivalente al 104.54% del voltaje nominal, con la configuración actual, y con reguladores de voltaje y capacitores

conectados. Los resultados obtenidos se presentan como Anexo 2.4 y un resumen de los resultados emitidos por el programa DPA en la tabla 2.2

SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
78-79	16.8	PACHIJAL
17-19	25.3	MERIDIANO
64-65	15.5	SAN BERNABE
51-53	12.4	ANOPE SAGUANGAL
88-89	27.4	PROVINCIAS UNIDAS

PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
KW	%
349.8	17.5

Tabla 2.2. - Resumen del flujo de Potencia, configuración original, demanda 2 MVA, voltaje 13.2 kV.

Las caídas de voltaje son altas, tomando en cuenta que para abonados tipo E, la EEQSA normaliza que la máxima caída admisible es 6%⁴

La mayor caída de voltaje acumulada es 27.4%, se da en la sección 88-89, en Provincias Unidas, a 113 km. de la Subestación. Esto significa que teniendo el voltaje en barras de 13.8 kV correspondiente al 104.5 % del voltaje nominal, en el lado de alta tensión en un transformador ubicado en este sector hay un nivel de voltaje primario de 77.14% equivalente a 10.65 kV y en baja tensión, para un transformador monofásico 185.1/92.5 V. Considerando una caída de voltaje normada por la EEQSA de 6% para alta tensión y 4% para baja tensión⁴, aún existe un exceso con respecto al voltaje nominal del 16.85% que podría ser regulado con todos los taps (-4*2.5%) de los transformadores especificados para esa zona, llegando a tener un voltaje secundario de 203.7/101.8 V que

corresponde al 84.9% del voltaje nominal, siendo todavía deficiente para los electrodomésticos, ya que estos especifican una tolerancia de $\pm 10\%$ de su voltaje de placa. Al aplicar esta solución existe el peligro de que en carga liviana (horas no pico), los equipos conectados reciban un voltaje excesivo que podría ocasionar averías a los mismos.

Por otra parte las pérdidas resistivas son altas (17.5% de la demanda máxima), debido a las grandes distancias que recorre el primario y lo inadecuado del nivel de voltaje para cubrir las mismas.

El problema de regulación de voltaje analizado anteriormente llega a niveles alarmantes cuando se cumple la condición de demanda máxima, El programa DPA no logra convergencia al correr el flujo con la demanda máxima de 3.1 MVA, en las condiciones actuales del primario, por lo que primero se determinan los problemas que se presentan con el DPA, luego se proyectan los resultados para una demanda máxima de 3.1 MVA basados en los obtenidos para 2 MVA. Posteriormente se proponen soluciones posibles, para analizarlas y determinar la más conveniente.

2.3 PROBLEMAS DEL PROGRAMA DPA PARA CONVERGENCIA Y APROXIMACIONES

Al aplicar una demanda máxima de 3.1 MVA en las condiciones actuales del primario, se exceden los parámetros internos del DPA, como pérdidas y caídas de voltaje. El programa no puede realizar la asignación de carga, y no se puede correr el flujo de potencia, a pesar de que se han hecho varios intentos variando el criterio de convergencia y el número de iteraciones.

La demanda máxima con la cual el DPA converge en las condiciones actuales del primario, es 2 MVA.

2.4 PROYECCIÓN DE LOS RESULTADOS CON LA CARGA MEDIDA ACTUAL DE 3.1MVA

Debido a las restricciones del programa DPA, tanto por pérdidas resistivas como por caída de voltaje, con el objeto de tener una idea de la máxima caída de

voltaje y pérdidas a la demanda actual (3.1 MVA), se procede a calcular a través de una aproximación, tomando en cuenta que la corriente es proporcional a la potencia aparente y a su vez, la caída de voltaje proporcional a la corriente.

Caída de voltaje

$$\Delta V_2 = \frac{S_2}{S_1} \cdot \Delta V_1 \quad \text{Ec.2.1}$$

$$\Delta V_2 = \frac{3.1}{2.0} \cdot 27.45\%$$

$$\Delta V_2 = 42.5\%$$

Pérdidas

$$P_2 = \left(\frac{S_2}{S_1}\right)^2 \cdot P_1 \quad \text{Ec.2.2}$$

$$P_2 = \left(\frac{3.1}{2.0}\right)^2 \cdot 349.8$$

$$P_2 = 840.4 [kW]$$

$$P_2 = 28\%$$

Para realizar este cálculo aproximado se han hecho las siguientes aproximaciones:

- La resistencia de la línea se mantiene constante al aumentar la carga
- El voltaje de barra permanece invariable a diferente demanda.

El proceso para la determinación de las ecuaciones 2.1 y 2.2 y su comprobación utilizando el programa DPA se presenta en el Anexo 2.5, para lo cual se ha escogido los datos de los flujos corridos en el programa DPA para 22.8 kV, tanto para 2 MVA como para 3.1 MVA, también con las ecuaciones propuestas, se ha calculado la caída de voltaje y las pérdidas totales del primario para 3.1 MVA, y entonces se compara con los obtenidos mediante los flujos de potencia con el programa DPA, con lo que se obtiene errores: en el cálculo de voltaje 8.7%, y en el cálculo de pérdidas totales de potencia del 13.8 %.

2.5 ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS PRESENTADOS

En la tabla 2.3 se presentan los resultados de los cálculos obtenidos mediante las ecuaciones 2.1 y 2.2

SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
78-79	26.0	PACHIJAL
17-19	39.2	MERIDIANO
64-65	24.0	SAN BERNABE
51-53	19.2	ANOPE SAGUANGAL
88-89	42.5	PROVINCIAS UNIDAS

PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
kW	%
840.4	28.0

Tabla 2.3. – Resultados obtenidos con las ecuaciones 2.1 y 2.2 para la S/E 19, configuración original, demanda 3.1MVA, voltaje 13.2 kV.

Al analizar los resultados obtenidos se determina que:

- La mayor caída de voltaje se da en la sección 88-89, correspondiente a Provincias Unidas, la caída de voltaje es de 42.5%.
- Las pérdidas resistivas totales del sistema con una demanda de 3.1 MVA, son 28%

Como conclusión: el voltaje de los usuarios es precario, además las pérdidas de potencia hacen que el sistema opere en condiciones económicas deficientes, y se prevé fácilmente un pronto colapso del primario.

En los próximos capítulos se plantean posibles soluciones que van más allá de los problemas actuales, ya que al tomar en cuenta el incremento de la demanda hasta el año horizonte, 15 años después, dichas soluciones tienen trascendencia en el tiempo.

CAPITULO 3

PRIMARIO A 22.8 kV DESDE LA SUBESTACION 19 CON LA CONFIGURACION ACTUAL.

3.1 ANTECEDENTES

De los análisis realizados en el CAPITULO 2, se concluye que los niveles de voltaje y pérdidas del sistema son críticos. Las soluciones de corto plazo como son las inclusiones de capacitores y reguladores son insuficientes, ya que al variar la demanda durante el día y mantener conectados los capacitores, se produce un incremento inconveniente del nivel de voltaje, por lo que se hace necesario un sistema de operación que cense el nivel de voltaje o que opere con un control horario.

Tomando en cuenta que el sector al cual sirve el primario, tiene un continuo crecimiento de la carga, por una parte: el aumento normal de la población, y por otra por ser un sitio de importancia turística, es necesario solucionar estos problemas. Una forma viable es elevar el nivel de voltaje. Al aumentar el nivel de voltaje, los conductores existentes aumentan la capacidad de conducción de potencia, las pérdidas de potencia disminuyen debido a la reducción de la corriente que circula. Esta disminución es importante ya que las pérdidas varían con el cuadrado de dicha corriente, como consecuencia las distancias para distribución se pueden aumentar considerablemente, y al mismo tiempo se mejora la regulación.

Como primera posible solución se plantea elevar el voltaje primario a 22.8 kV, manteniendo la configuración existente, es decir con la subestación en Cotocollao, con los conductores y equipos existentes. Para analizar esta solución se corre el siguiente flujo de potencia.

3.2 FLUJO DE POTENCIA CON LA CONFIGURACIÓN ACTUAL 22.8 kV CON UNA DEMANDA 3.1 MVA.

En el Anexo 3.1 se muestra el flujo de potencia, y un resumen del mismo en la tabla 3.1

SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
78-79	17.7	PACHIJAL
17-19	11.5	MERIDIANO
64-65	15.5	SAN BERNABE
51-53	10.5	ANOPE SAGUANGAL
88-89	19.6	PROVINCIAS UNIDAS

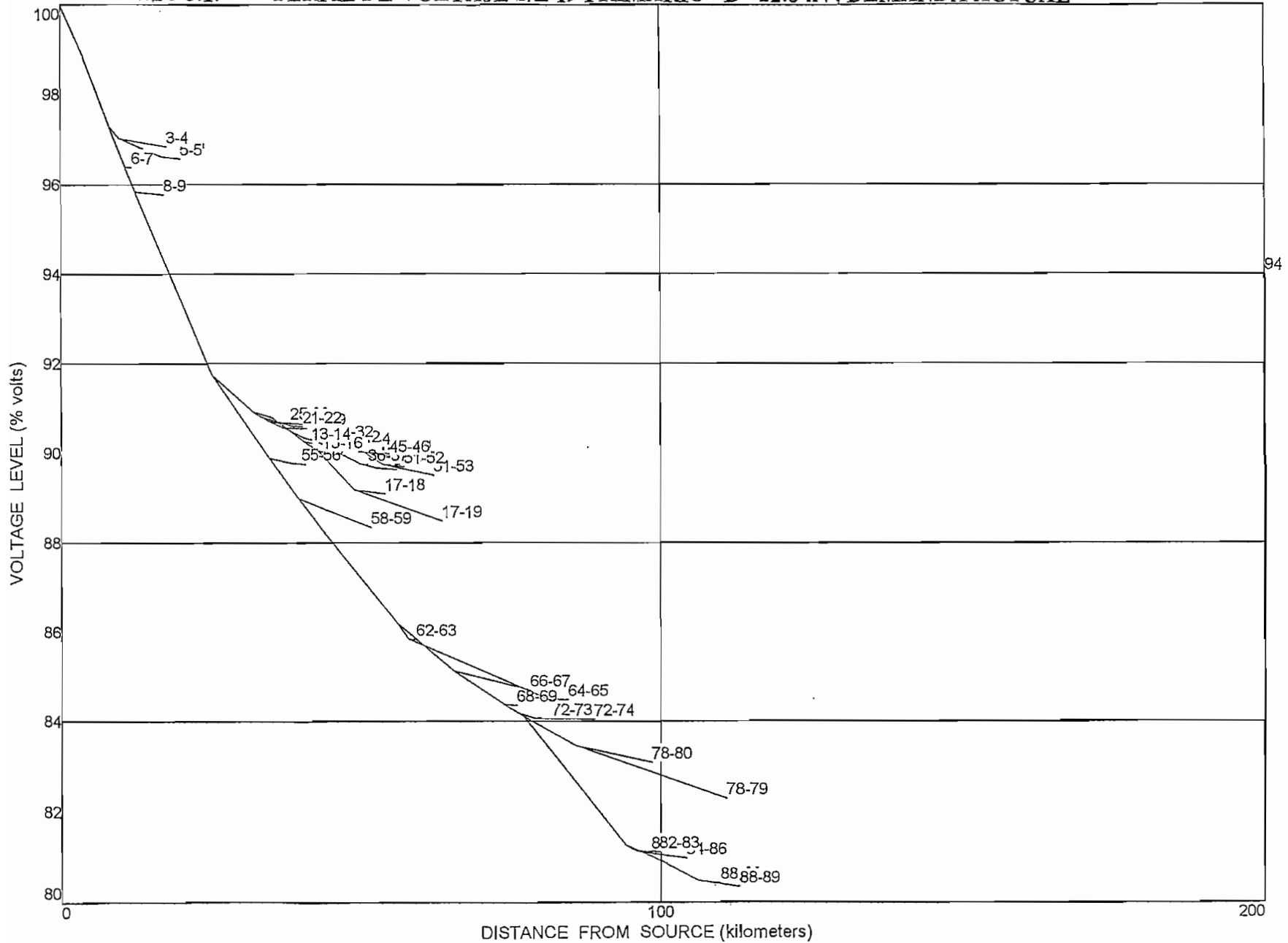
PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
kW	%
320	10.3

Tabla 3.1.- Resumen Flujo de Potencia, configuración original, demanda 3.1 MVA, voltaje 22.8 kV.

En la configuración actual, y con el voltaje de 22.8 kV, se procedió a correr el flujo de potencia, con 3.1 MVA que es la demanda medida en la subestación.

- La máxima caída de voltaje se tiene en el punto 88-89 que corresponde a Provincias Unidas con 19.6%. El perfil de voltaje se muestra en la figura 3.1
- Las pérdidas de potencia son 320 kW, que representa el 10.3% de la demanda máxima.

FIG 3.1.- PERFIL DE VOLTAJE S/E 19 PRIMARIO "D" 22.8 kV, DEMANDA ACTUAL



La importancia de elevar el voltaje a 22.8 kV, se evidencia, ya que en las mismas condiciones, la caída de voltaje se ha reducido del 42.5% al 19.6% en Provincias Unidas, y las pérdidas totales de potencia activa se reducen del 28% al 10.3%.

Los valores de caída de voltaje sobrepasan los límites permisibles, aún para la demanda actual. Se podría proponer el uso de capacitores y reguladores, pero esta solución no sería trascendente por el incremento en la demanda y el costo que implica el cambio de transformadores para el nuevo voltaje. Por tal razón se proponen otras soluciones, de tal forma que se pueda satisfacer el crecimiento de la demanda futura y suministrar un servicio de buena calidad.

CAPITULO 4

PROYECCION DE LA DEMANDA

4.1 INTRODUCCION

Dentro de la planificación de un sistema de distribución, es muy importante poder predecir el crecimiento de la demanda, varios métodos están disponibles para poder realizar lo cometido, sin embargo éstos dependen de varios parámetros que deberán estar disponibles para el ingeniero de planificación.

La información requerida, es toda la referente a la población, demandas de potencia y energía, abonados, con su distribución geográfica relativa, actual e histórica, así como su clasificación por tipo de consumo, se requerirá para iniciar el estudio de mercado que atenderá el sistema de distribución a planificarse. Sin embargo todos estos requerimientos no son posibles en este primario debido a la falta de información principalmente por ser una zona rural.

4.2 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA SEGÚN LA EEQSA

Para proyectar la demanda máxima, se pretendió recabar información de primera mano, para lo cual se solicitó al Departamento de Planificación de la EEQSA la información histórica al respecto, el resultado obtenido se presenta en la tabla 4.2

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO					
DIVISIÓN DE PLANIFICACIÓN					SENOROCC.XLS/pi
DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN SEP					
DATOS ESTADÍSTICOS Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DEL PRIMARIO A 13.2 KV QUE SIRVE AL NOROCCIDENTE					
LECTURA	A (Prom.)	KV	MVA	MVA (PICO)	HORA
28/11/90	170	14	4.1	4.3	19H30
20/11/91	180	14	4.4	4.7	19H00
24/11/92	143	14.5	3.6	3.9	19H30
24/11/93	161	13.6	3.8	4.0	19H00
23/11/94	199	13.2	4.5	4.8	19H00
22/11/95	188	13.2	4.3	4.5	20H00
12/11/96	183	13.2	4.2	4.2	19H30
19/11/97	163	13.2	3.7	3.9	19H30
31/12/98			3.1		19H30

Tabla 4.2.- Datos estadísticos y proyección de la demanda del primario a 13.2 kV que sirve al noroccidente

De los datos recabados se observa que la variación de la demanda no tiene una tendencia definida, porque de este primario se ha eliminado carga para servirla con otros primarios a 22.8 kV, a esto se suma los períodos de crisis económicas que atravesó el País, y los aumentos de tarifas eléctricas que obligaron a reducir los consumos de energía. Los racionamientos de energía provocados por las épocas de estiaje que coinciden con las de demanda máxima también influyen negativamente en la tendencia normal del crecimiento.

Por las razones indicadas, estos datos globalmente no pueden ser utilizados en la proyección de la demanda. Sin embargo se rescatan aisladamente los datos de los años continuos en los que existe crecimiento de la demanda como por ejemplo entre los años: 1990-1991, 1992-1993, en los cuales mediante un cálculo simple se determina que la tasa de crecimiento es del 5%.

Basados en la experiencia y el buen criterio de los planificadores de la EEQSA se establece una tabla de tasas de crecimiento con las cuales se calcula la demanda proyectada.

Los resultados se presentan en el anexo 4.1, y a continuación en la figura 4.1 se resume dichos resultados

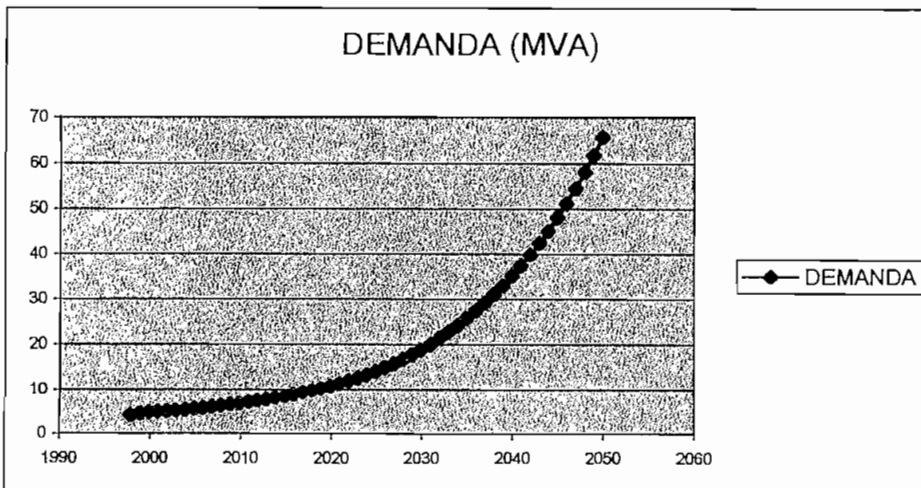


Figura 4.1.- Curva de demanda proyectada según la EEQSA.

4.3 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA PROYECTADA A TRAVÉS DE LA ENERGÍA

Para calcular la demanda máxima proyectada a través del método de la proyección de la energía es necesario conocer la tasa de crecimiento, la misma que se calcula con el siguiente procedimiento: con los datos de población del censo de 1990, y el número de habitantes por familia proporcionados por el INEC, asumiendo un consumo de energía mensual por abonado se calcula el consumo de energía mensual total a 1990. Con este dato como inicial y con la energía medida en la subestación en diciembre de 1998, como dato final, se calcula la tasa de crecimiento, cuyo resultado es 5%. El cálculo se muestra en el anexo 4.2. Una vez obtenida la tasa de crecimiento, se procede a proyectar la demanda utilizando las siguientes ecuaciones:

$$kWh_{proyectado} = kWh_{actual}(1 + t)^n \quad \boxed{\text{Ec. 4.1}}$$

Donde:

KWh proyectado = energía total proyectada en el año n

KWh actual = energía total al año inicial

n = número de periodos

t = tasa de crecimiento

Cuando se realiza la proyección de la demanda lo que se proyecta es la energía, por lo tanto esta energía tiene que convertirse en potencia, por lo que se utiliza la siguiente ecuación para dicho cálculo⁸

$$kW_{pico} = \frac{kWh_{proyectado}}{F.C. \cdot 720} \quad \boxed{\text{Ec. 4.2}}$$

Donde :

F.C. = factor de carga

Los resultados de la demandas proyectadas se muestran en la tabla 4.3

AÑOS PROYECTADOS	AÑO	DEMANDA kVA
0	1998	2.8
5	2003	3.6
10	2008	4.6
15	2013	5.8

Tabla 4.3.- Demanda proyectada a 5, 10 y 15 años

Al ser la proyección de la demanda una “adivinanza” hecha por técnicos, está sujeta a errores de precisión, por lo que deberá ser periódicamente evaluada para realizar oportunas correcciones en la planificación.

CAPITULO 5

SUBESTACION UBICADA EN EL BARICENTRO DE CARGA

5.1 ANTECEDENTES

El problema más importante del primario es el recorrido de aproximadamente 113 km, desde la subestación ubicada en Cotocollao hasta el punto más alejado que es Provincias Unidas, población cercana a Puerto Quito, por lo que una de las soluciones es ubicar la subestación de distribución en el baricentro de carga.

El baricentro de carga idealmente es un punto donde hay equilibrio de carga y en sus terminales las caídas de voltaje son aproximadamente iguales.

En la práctica lograr esto es dificultoso por los factores propios del crecimiento de la demanda de energía, y la ubicación no uniforme de las poblaciones a ser servidas; sin embargo, se debe establecer la subestación en el punto más cercano al ideal.

Adicionalmente se ha considerado eliminar la carga desde la subestación ubicada en Cotocollao (punto 0), hasta Tandayapa (punto 10), Las secciones eliminadas tienen una potencia instalada en transformadores de 972 kVA, que es el 11% de la potencia total instalada en el primario D, y corresponde a 341 kVA de demanda. Estas secciones se pueden alimentar desde el primario a 22.8 kV que llega hasta las cercanías a Nono, o realizar el cambio de voltaje a 22.8 kV desde la subestación 19. Al proyectar la demanda a 15 años, en caso de mantener el voltaje del primario a 13.2 kV, la caída de voltaje sería 8.08 %, y a 22.8 kV sería 2.73%, como se muestra en el anexo 5.1.

Se concluye que es necesario cambiar el voltaje a 22.8 kV en estas secciones eliminadas para llegar al año horizonte con el nivel de voltaje dentro de los parámetros normalizados.

5.2 UBICACIÓN DE LA SUBESTACION

Para encontrar el sitio adecuado de la subestación, es necesario ubicar el baricentro de carga. En el Anexo 5.2 se presentan los datos y cálculos con los que se ubica este punto.

El método utilizado en la presente tesis es el de los kVA-km⁵, el sitio encontrado está entre el punto 58' (Saloya) y el punto 60 (Los Bancos). Específicamente se ha escogido Saloya, por las siguientes razones:

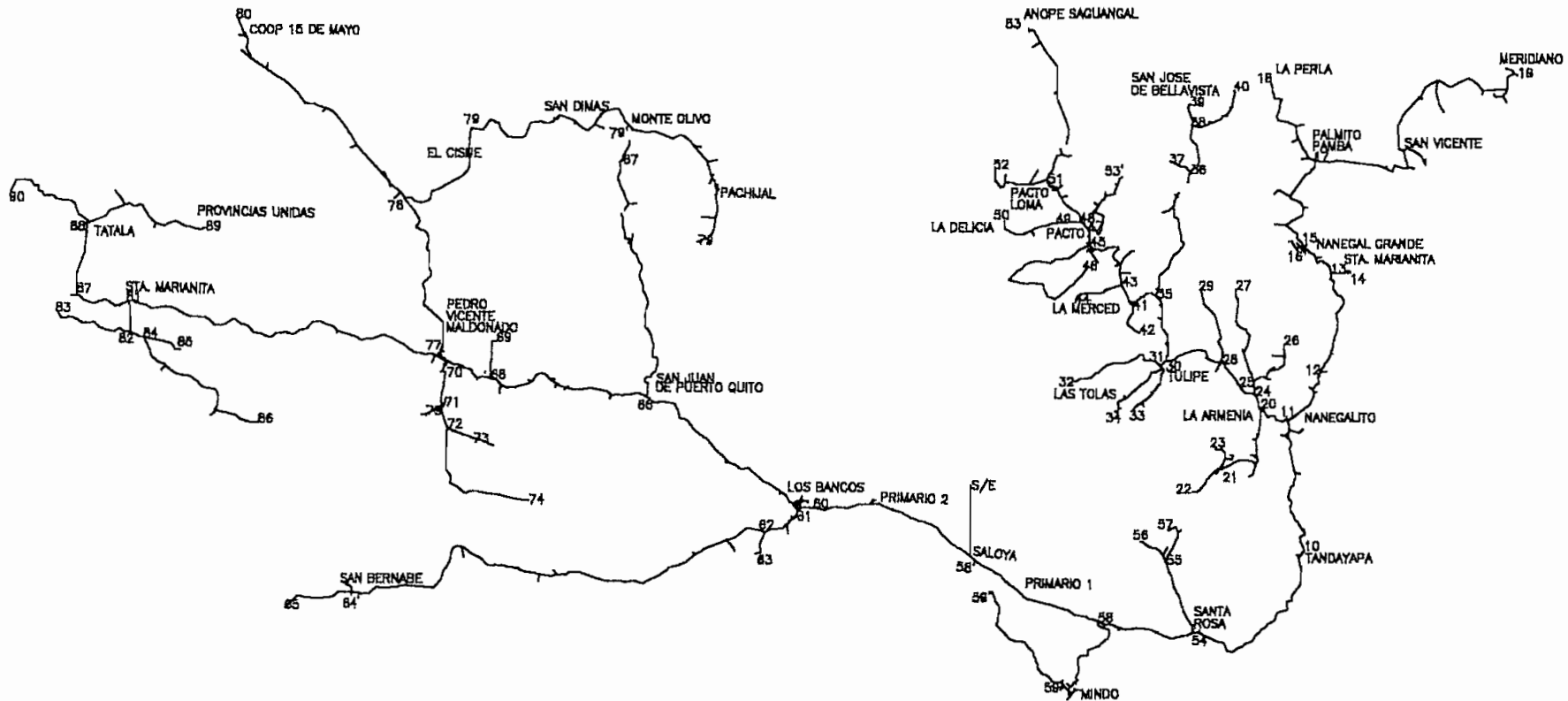
- Los kVA-km, (33 175) en el primario 1, y (28 543) en el primario 2, están en el mismo rango
- En este punto hay un equilibrio de carga, 3 858 kVA en el primario 1, y 4 078 kVA en el primario 2
- Facilidad de mantenimiento, seguridad, accesibilidad, amplitud, economía y montaje.

5.3 DIAGRAMA TOPOLÓGICO CON DOS PRIMARIOS Y S/E EN SALOYA

En la figura 5.1 se muestra la subestación ubicada en Saloya y se nota que se ha dividido en dos primarios, uno que parte hacia los Bancos y otro Hacia Nanegalito, es decir: simplemente "se abre" el circuito en Saloya y permanece la configuración existente.

5.3.1 FLUJO DE POTENCIA CON DOS PRIMARIOS A 13.2 kV, Y DEMANDA ACTUAL

El primer paso es evaluar al voltaje actual 13.2 kV, sin cambio de calibres, no se usa capacitores y reguladores, Los resultados del flujo de potencia se muestran en el Anexo 5.3, y un resumen del mismo en la tabla 5.3.1.



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

CONTIENE:

SUBESTACION EN SALOYA

DOS PRIMARIOS

FECHA: 11/80	ELABORADO POR: FERRER RAMON V.	HOJA: 1 DE 1
PROYECTO: DICIEMBRE - 2000	COORDINADO POR: GONZALEZ YLLACON X.	DISEÑADOR DE TIPO: ING. JORJAN POBLETE

TEMA DE TESIS: PROPUESTA DE SOLUCION A LOS PROBLEMAS OPERATIVOS DEL PRIMARIO "D" DE LA SUBESTACION 19 PERTENECIENTE A LA E.E.Q.S.A.

FIGURA B.1.- SUBESTACION UBICADA EN SALOYA Y DOS PRIMARIOS

SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
78-79	14.6	PACHIJAL
17-19	20.0	MERIDIANO
64-65	8.2	SAN BERNABE
51-53	16.9	ANOPE SAGUANGAL
88-89	20.4	PROVINCIAS UNIDAS

PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
kW	%
264.9	9.4

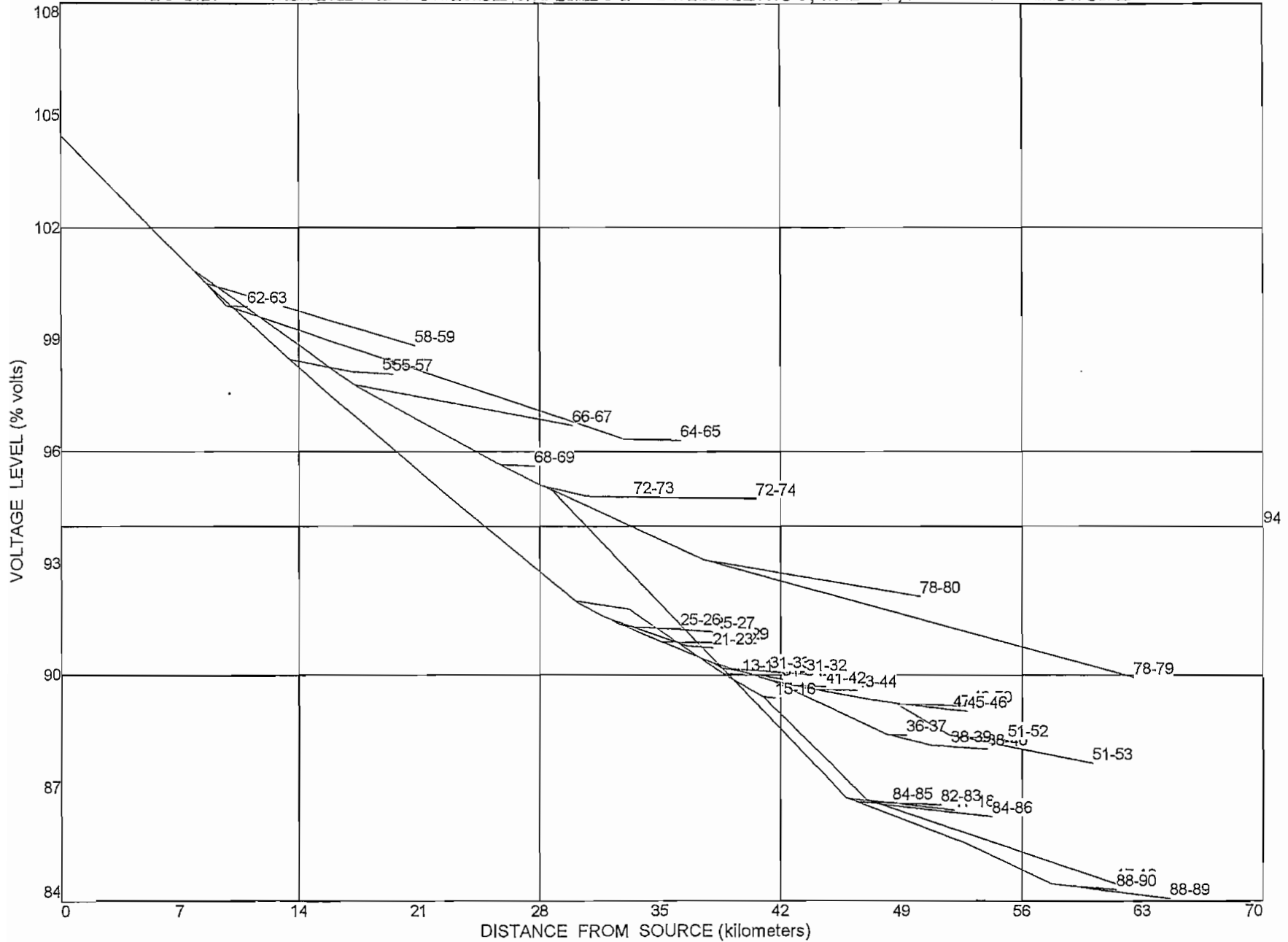
Tabla 5.3.1.- Resumen Flujo de Potencia, subestación Saloya, dos primarios, demanda actual, voltaje 13.2 kV.

La mayor caída de voltaje se da en la sección 88-89 correspondiente a la población de Provincias Unidas con 20.4 %, y las pérdidas resistivas totales son el 9.4 % de la demanda total.

Otra caída de voltaje crítica se da en la población de Meridiano con 20 %, debido a que conjuntamente con Provincias Unidas son los puntos mas alejados desde la subestación. Los perfiles de voltaje se presentan en la figura 5.2

Las caídas de voltaje son aún altas y al incrementar la demanda el problema se acrecienta. Al usar reguladores y capacitores se lograría reducir las caídas de voltaje, pero el uso de estos equipos no es recomendable en la etapa de planificación del sistema y solo se deben utilizar para dilatar el tiempo de funcionamiento del sistema mientras se realiza una nueva planificación y se la ejecuta, Por estas razones se plantea una nueva solución.

FIG 5.2.- PERFIL DE VOLTAJE S/E SALOYA 2 PRIMARIOS, 13.2 kV, DEMANDA ACTUAL



5.3.2 FLUJO DE POTENCIA CON DOS PRIMARIOS A 22.8 kV, CON S/E EN SALOYA DEMANDA ACTUAL

Las pérdidas y caídas de voltaje analizados en el numeral anterior, no son satisfactorias, por lo que se procede a elevar el voltaje, para estudiar el comportamiento del sistema.

Los resultados dados por el programa DPA se muestra en el Anexo 5.4, y un resumen en la Tabla 5.3.2, el perfil de voltaje se muestra en la figura 5.3.

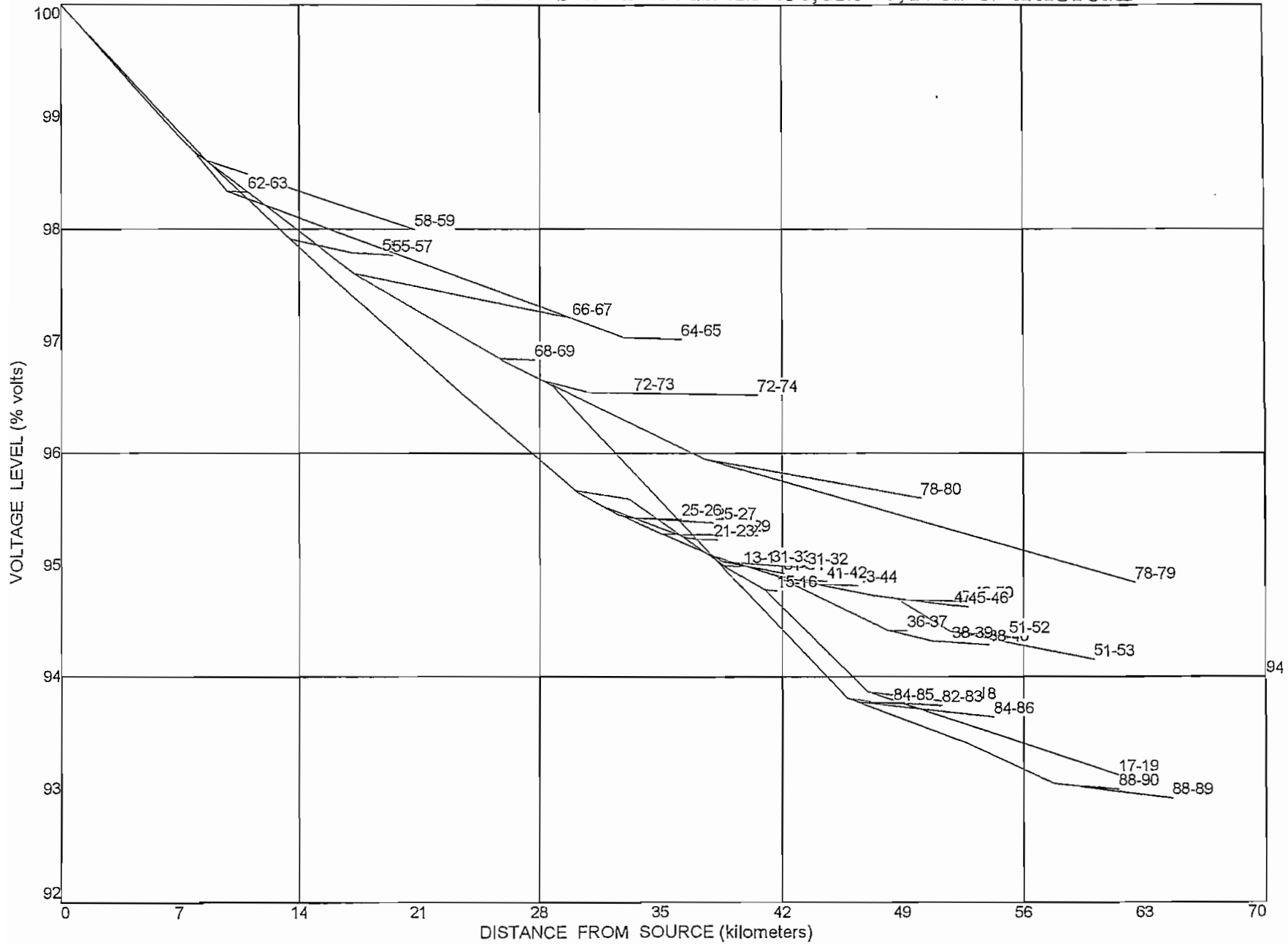
SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
78-79	5.2	PACHIJAL
17-19	6.2	MERIDIANO
64-65	3.0	SAN BERNABE
51-53	5.8	ANOPE SAGUANGAL
88-89	7.1	PROVINCIAS UNIDAS

PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
KW	%
95.0	3.4

Tabla 5.3.2.- Resumen Flujo de Potencia, subestación Saloya, dos primarios, demanda actual, voltaje 22.8 kV.

La mayor caída de voltaje se mantiene en la sección 88-89 correspondiente a la población de Provincias Unidas con 7.1 %, y el porcentaje de pérdidas resistivas totales es 3.4 %.

FIG 5.3.- PERFIL DE VOLTAJE S/E SALOYA 2 PRIMARIOS, 22.8 kV, DEMANDA ACTUAL



Las caídas de voltaje están cercanas a las que especifican las normas, para la demanda actual se podría usar métodos compensatorios, pero demanda futura el problema se agudizaría, por lo que es necesario analizar una nueva solución.

5.4 DIAGRAMA TOPOLÓGICO CON CUATRO PRIMARIOS Y S/E EN SALOYA

Como una conclusión directa al análisis realizado con dos primarios, se plantea adicionar dos primarios, con lo que la subestación Saloya quedaría con cuatro primarios.

Al adicionar dos primarios, la corriente se divide en cuatro secciones con lo que se obtienen menores caídas de voltaje, y menores pérdidas.

Las trayectorias se han escogido, de tal manera que las caídas de voltaje en los puntos más alejados estén en el mismo rango, y los kVA conectados en cada primario sean similares, esto se ha logrado obtener por el método de los kVA-km, los cálculos se muestran en el anexo 5.5. Una vez encontradas las trayectorias, los primarios quedan establecidos como se muestra en la figura 5.3.1

5.4.1 RECORRIDO DE LOS CUATRO PRIMARIOS

5.4.1.1 Primario A

Este primario seguirá la configuración existente, partirá desde la subestación ubicada en Saloya, y partirá hacia Santa Rosa, Mindo, Tandayapa Nanegalito, Nanegal, Palmito Pamba, La Perla, Meridiano y todos los sectores que están en su recorrido. Se abrirá el circuito en La Armenia.

5.4.1.2 Primario B

Este primario se adiciona y partirá desde la subestación en Saloya en un circuito expreso hasta La Armenia, a partir de este punto servirá a Las Tolas, Tulipe, La Merced, Pacto, Pacto Loma, La Delicia, Anope Saguangal, San José de Bellavista y todos los sectores aledaños.

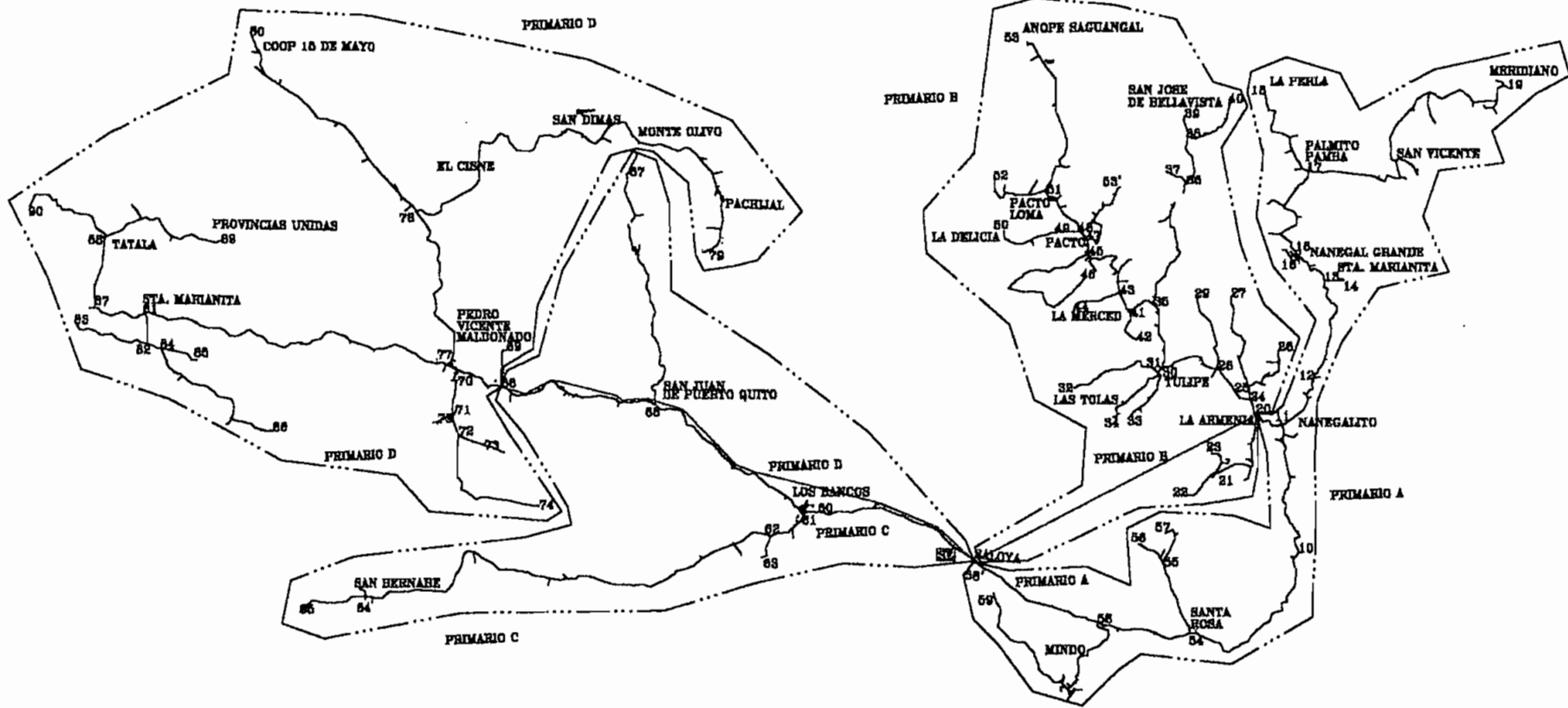


FIGURA 5.3.1.- SUBESTACION UBICADA EN SALOYA 4 PRIMARIOS

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA			
CONTIENE: SUBESTACION SALOYA CUATRO PRIMARIOS			
ESCALA: 1 : 200	AUTORES: PABLO RAMOS V. GEDVANNY MALLACA E.	HOJA: 1 DE 1	DISEÑO DE TESIS: ING. MENTOR POMEBA
FECHA: DICIEMBRE - 2000	TEMA DE TESIS: PROPUESTA DE SOLUCION A LOS PROBLEMAS OPERATIVOS DEL PRIMARIO "D" DE LA SUBESTACION 19 PERTE-NECIENTE A LA E.E.Q.S.A.		

5.4.1.3 Primario C

Este primario mantendrá el recorrido existente, partirá desde la subestación ubicada en Saloya hacia Los Bancos, se abrirá el circuito en Pedro Vicente Maldonado, servirá a las poblaciones de: Los Bancos, San Bernabé, San Juan de Puerto Quito.

5.4.1.4 Primario D

Este es un nuevo primario expreso desde Saloya hasta Pedro Vicente Maldonado, desde donde servirá a las poblaciones de: Pedro Vicente Maldonado, Santa Marianita, Tatalá, Provincias Unidas, Cooperativa 15 de Mayo, El Cisne, San Dimas, Monte Olivo, El Pachijal y todos los sectores de su recorrido.

En la tabla 5.4.1 se muestran un resumen de los cálculos realizados para determinar la división de los primarios, donde se aprecia el equilibrio de demanda y potencia instalada en cada uno de los primarios. Respecto a los kVA-km, existe una diferencia entre el primario C y el D, que en este caso es aceptable porque cualquier variación desequilibraría las otras magnitudes.

MAGNITUD	PRIMARIO			
	A	B	C	D
POTENCIA INSTALADA (kVA)	2,025	1,833	2,133	1,945
DEMANDA (MVA)	0.715	0.647	0.752	0.686
kVA-km	65,958	50,449	30,151	77,724

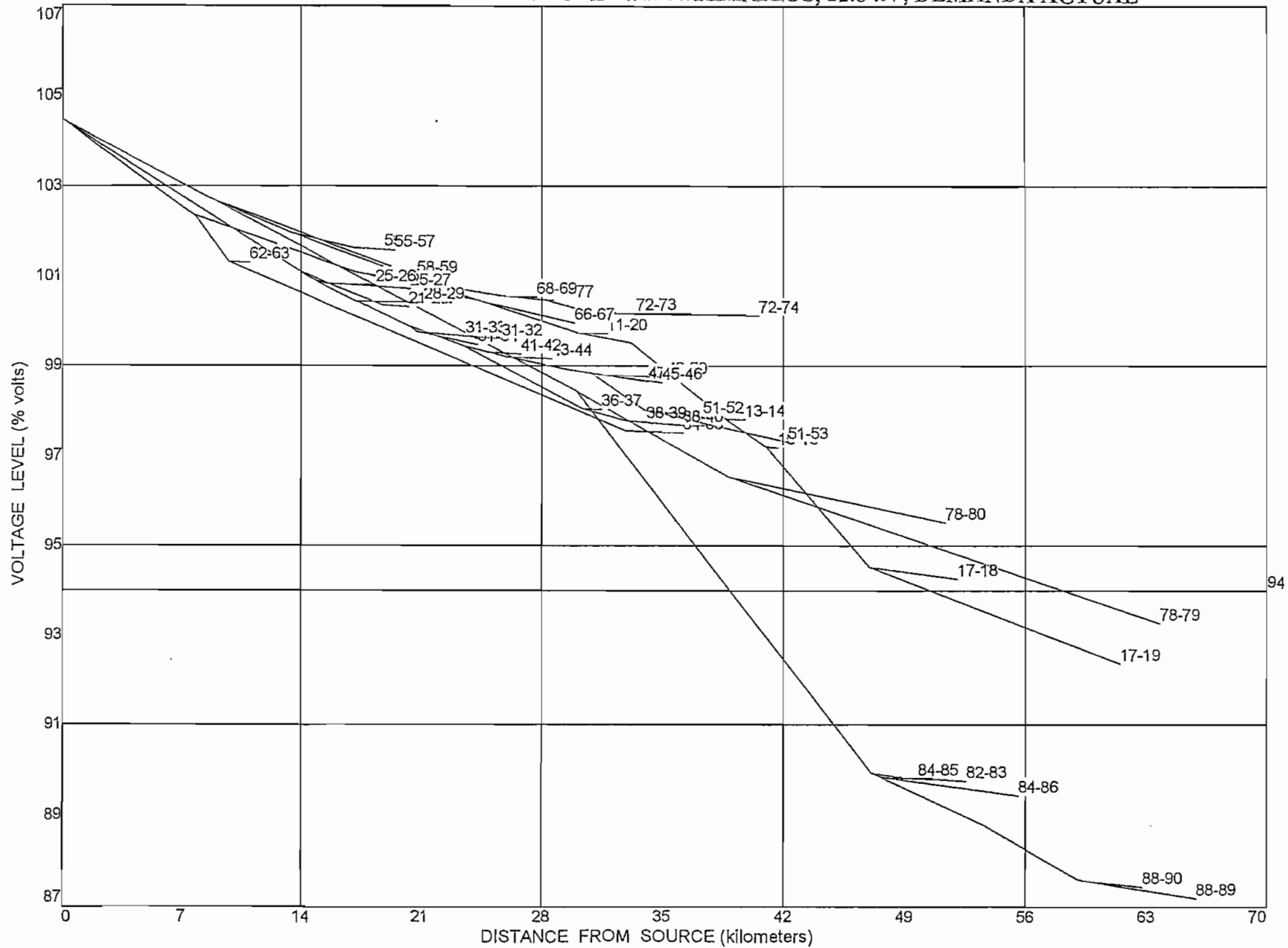
Tabla 5.4.1.- Resumen de los cálculos realizados para la determinación de los cuatro primarios

5.4.2 FLUJO DE POTENCIA CON CUATRO PRIMARIOS A 13.2 kV, Y DEMANDA ACTUAL

El primer paso es evaluar, corriendo los flujos de potencia, al voltaje actual 13.2 kV, y demanda actual en los cuatro primarios establecidos. Los circuitos expresos adicionales son trifásicos.

Los resultados de los flujos de potencia se muestran en el Anexo 5.6, un resumen en la tabla 5.4.2, y el perfil de voltaje en la figura 5.4.

FIG 5.4.- PERFIL DE VOLTAJE S/E SALOYA 4 PRIMARIOS, 22.8 kV, DEMANDA ACTUAL



SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
78-79	11.2	PACHIJAL
17-19	12.1	MERIDIANO
64-65	7.0	SAN BERNABE
51-53	7.2	ANOPE SAGUANGAL
88-89	17.3	PROVINCIAS UNIDAS

PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
KW	%
138.9	4.9

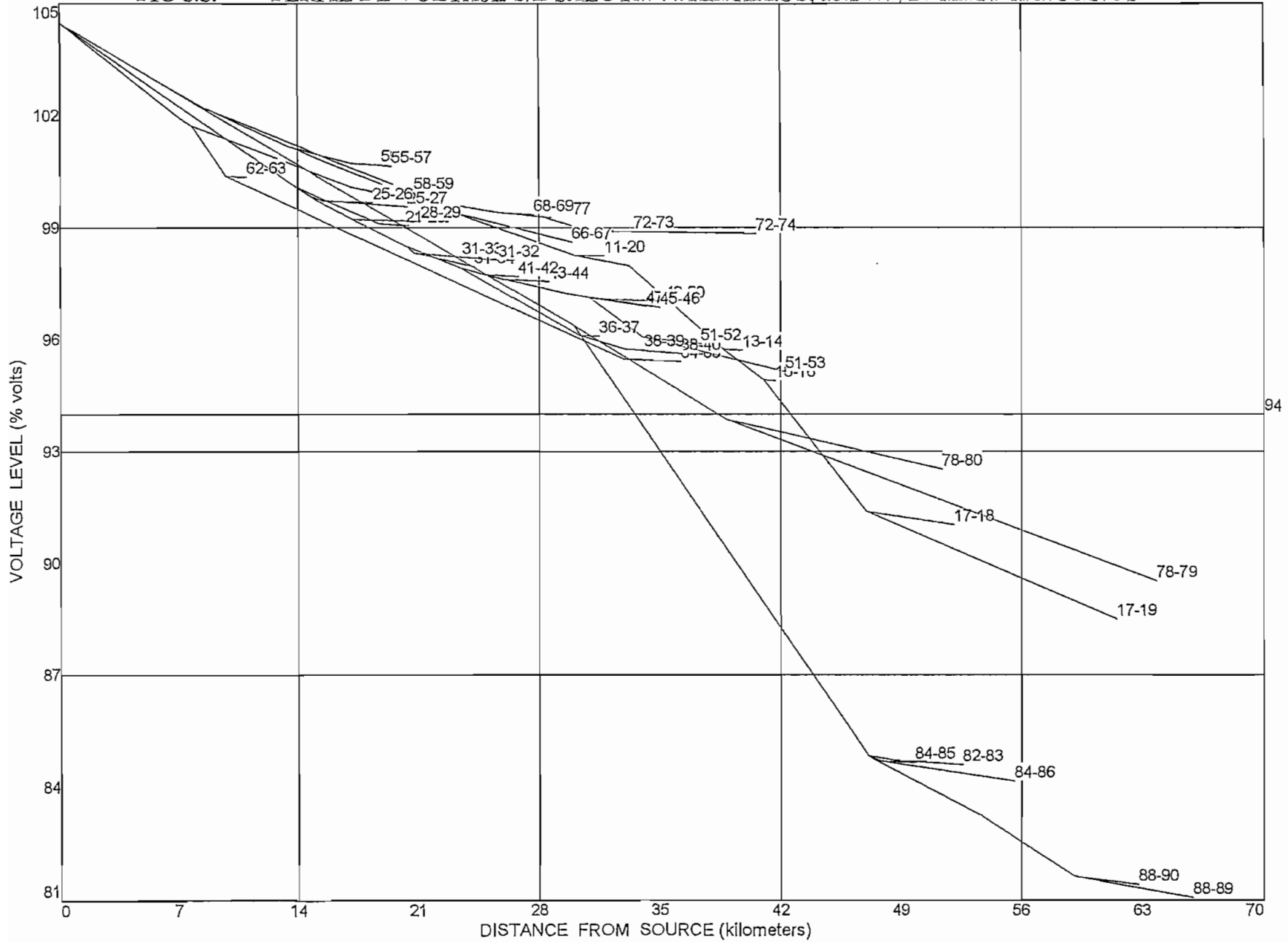
Tabla 5.4.2.- Resumen Flujo de Potencia, subestación Saloya, cuatro primarios, demanda actual, voltaje 13.2 kV.

La mayor caída de voltaje se da en la sección 88-89 correspondiente a la población de Provincias Unidas con 17.3 %, y el porcentaje de pérdidas resistivas totales es 4.9 %. Las caídas de voltaje son demasiado altas, y para una mejor apreciación se realiza un análisis a una demanda mayor.

5.4.3 FLUJO DE POTENCIA CON CUATRO PRIMARIOS A 13.2 kV, Y DEMANDA PROYECTADA A 5 AÑOS

Se analiza el primario con una demanda de 3.65 MVA, correspondiente a una proyección a 5 años; el flujo de potencia se muestra en el anexo 5.7, y el resumen en la tabla 5.4.3, además el perfil de voltaje en la figura 5.5.

FIG 5.5.- PERFIL DE VOLTAJE S/E SALOYA 4 PRIMARIOS, 13.2 kV, DEMANDA A 5 AÑOS



SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
78-79	15.0	PACHIJAL
17-19	16.0	MERIDIANO
64-65	9.1	SAN BERNABE
51-53	9.4	ANOPE SAGUANGAL
88-89	23.4	PROVINCIAS UNIDAS

PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
kW	%
240.7	6.6

Tabla 5.4.3.- Resumen Flujo de Potencia, subestación Saloya, cuatro primarios, demanda a 5 años, voltaje 13.2 kV.

Como se puede observar en la tabla 5.4.3, las caídas de voltaje son cada vez más altas, aún para una demanda futura de 5 años lo que hace suponer para una demanda proyectada a 10 y 15 años el problema llegará a niveles inoperables.

Al incrementar la carga, el sistema a este voltaje, vuelve a tener problemas tanto de caída de voltaje como de pérdidas, esto se debe a "las limitaciones y deficiencias técnicas que presenta el voltaje primario de 13.2 kV, para longitudes de primarios mayores a 20 km, y una carga mayor a 30% de su capacidad nominal"⁷.

El sistema está en su límite técnico, notando además que los primarios tienen una longitud aproximada de 70 km, por lo que se concluye que es necesario emigrar de este nivel de voltaje a uno superior.

5.4.4 FLUJO DE POTENCIA CON CUATRO PRIMARIOS A 22.8 kV, CON S/E EN SALOYA, DEMANDA ACTUAL

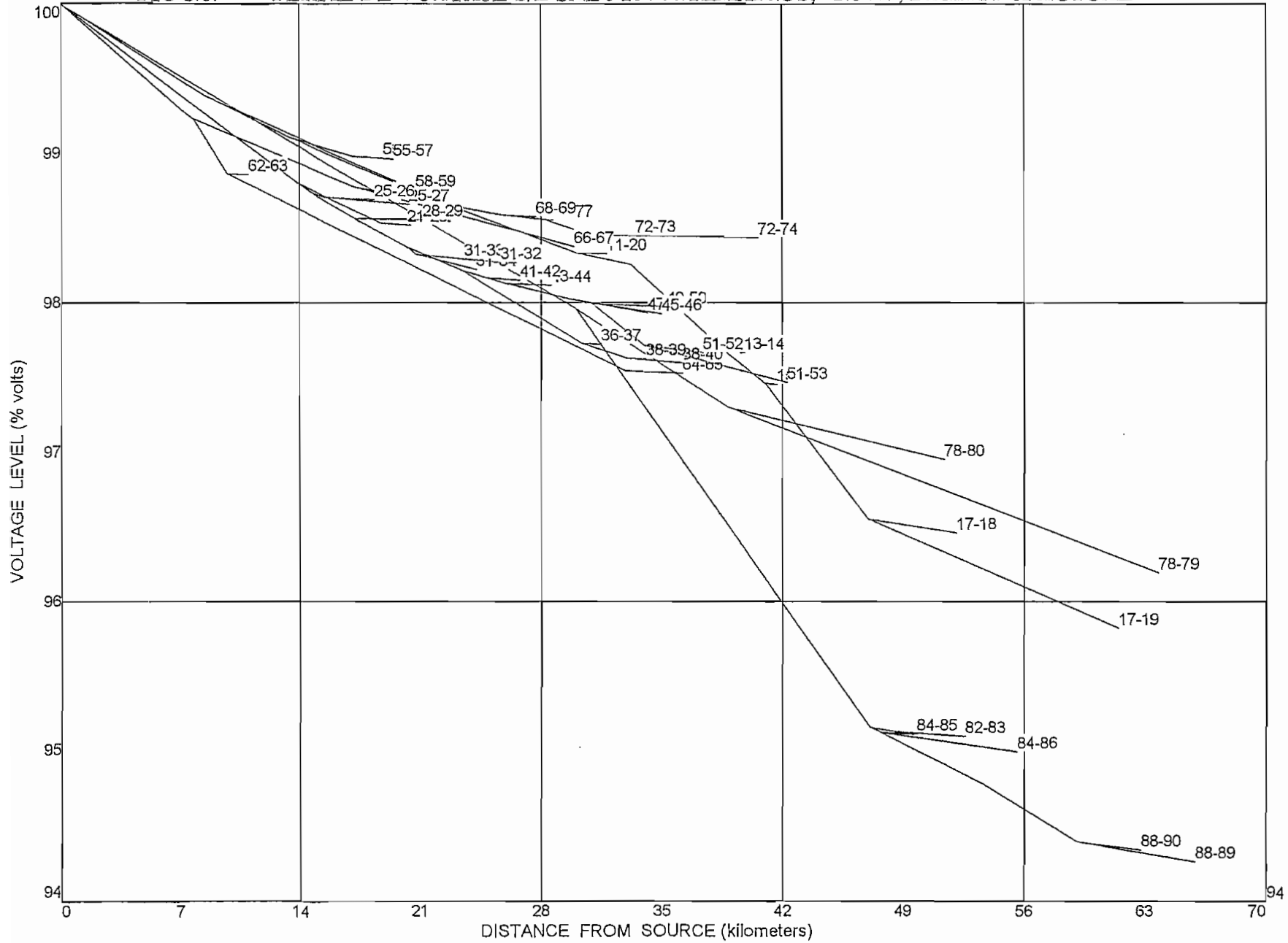
Las pérdidas y caídas de voltaje analizadas en el numeral anterior no son satisfactorias, por tal razón se procede a cambiar el nivel de voltaje a 22.8 kV, que es el nivel al cual se encuentran aislados las estructuras de los primarios existentes y es el nivel predominante en los primarios rurales en el área de concesión de la EEQSA.

Se procede a correr el flujo de potencia con una subestación ubicada en Saloya, con los cuatro primarios ya definidos, a un voltaje de 22.8 kV, y para la demanda actual de 2.8 MVA.

Los resultados dados por el programa DPA se muestra en el Anexo 5.8, y un resumen en la Tabla 5.4.4.1, el perfil de voltaje obtenido se muestra en la figura 5.6.

SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
78-79	3.8	PACHIJAL
17-19	4.2	MERIDIANO
64-65	2.5	SAN BERNABE
51-53	2.5	ANOPE SAGUANGAL
88-89	5.7	PROVINCIAS UNIDAS

FIG 5.6.- PERFIL DE VOLTAJE S/E SALOYA 4 PRIMARIOS, 22.8 kV, DEMANDA ACTUAL



PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
KW	%
49.3	1.8

Tabla 5.4.4.1.- Resumen Flujo de Potencia, subestación Saloya, cuatro primarios, demanda actual, voltaje 22.8 kV.

Como se esperaba la mayor caída de voltaje se da en la sección 88-89 correspondiente a la población de Provincias Unidas con 5.7 %, y el porcentaje de pérdidas resistivas totales es de 1.8 %. Comparados los resultados con los del flujo similar a 13.2 kV se observa en la tabla 5.4.4.2, que tanto la caída de voltaje como las pérdidas se reducen a aproximadamente la tercera parte.

MAGNITUD	UNIDAD	13.2 kV	22.8 kV	RELACION 22.8/13.2
CAIDA DE VOLTAJE (88-89)	%	17.5	5.7	0.33
PERDIDAS	KW	138.9	49.3	0.35
	%	4.9	1.8	0.37

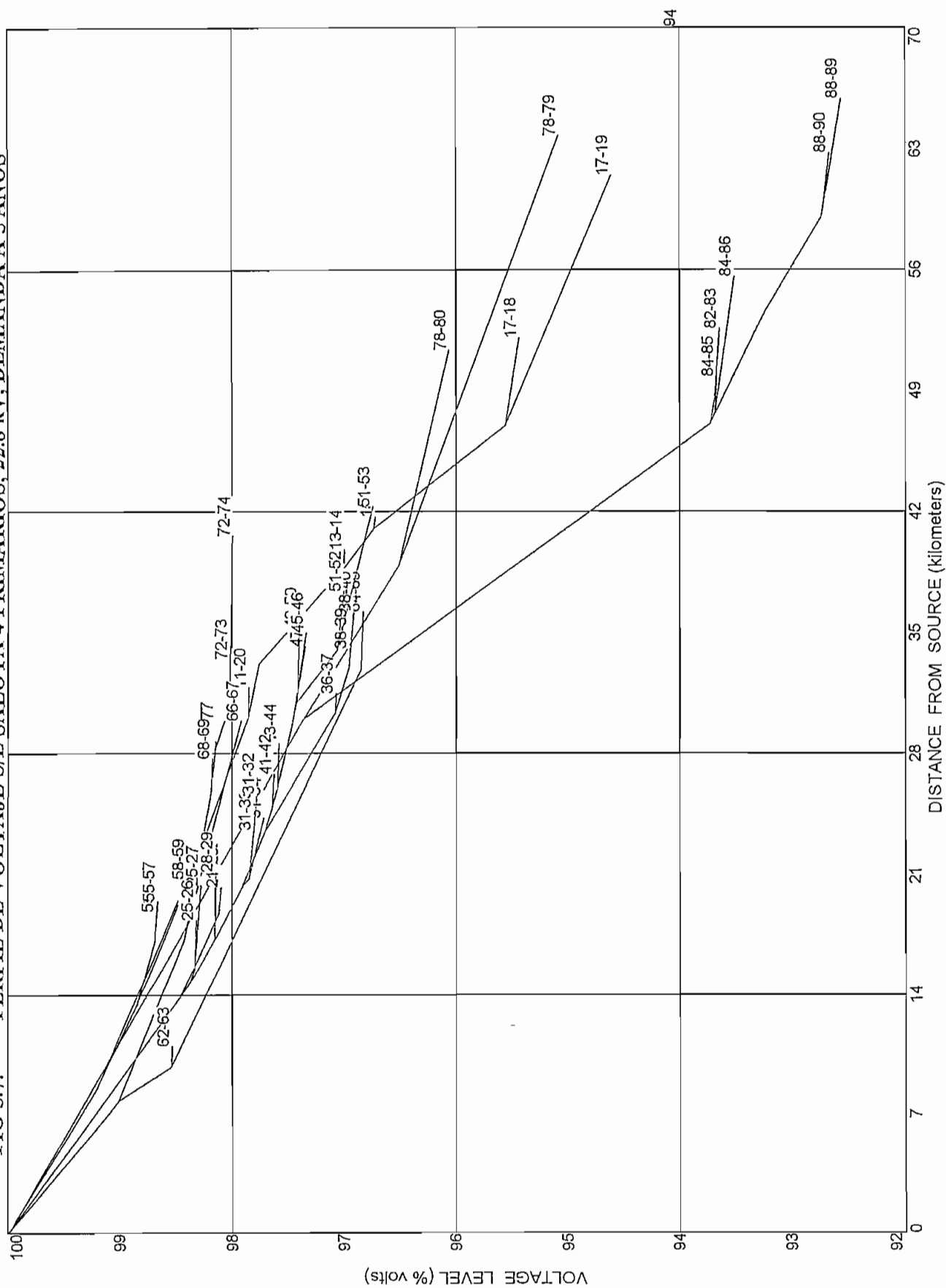
Tabla 5.4.4.2.- Comparación de resultados de flujos a 13.2 y 22.8 kV con una subestación, cuatro primarios, a demanda actual

Considerando que este flujo es para demanda actual, a pesar de que las caídas de voltaje y pérdidas están dentro de límites razonables, es necesario analizar esta configuración para demandas futuras.

5.4.5 FLUJO DE POTENCIA CON CUATRO PRIMARIOS A 22.8 kV, CON S/E EN SALOYA DEMANDA 5 AÑOS

Los resultados del flujo de potencia dados por el programa DPA se muestra en el Anexo 5.9, un resumen del mismo en la tabla 5.4.5, y el perfil de voltaje en la figura 5.7.

FIG 5.7.- PERFIL DE VOLTAJE S/E SALOYA 4 PRIMARIOS, 22.8 KV, DEMANDA A 5 AÑOS



SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
78-79	4.9	PACHIJAL
17-19	5.4	MERIDIANO
64-65	3.2	SAN BERNABE
51-53	3.3	ANOPE SAGUANGAL
88-89	7.4	PROVINCIAS UNIDAS

PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
KW	%
81.6	2.3

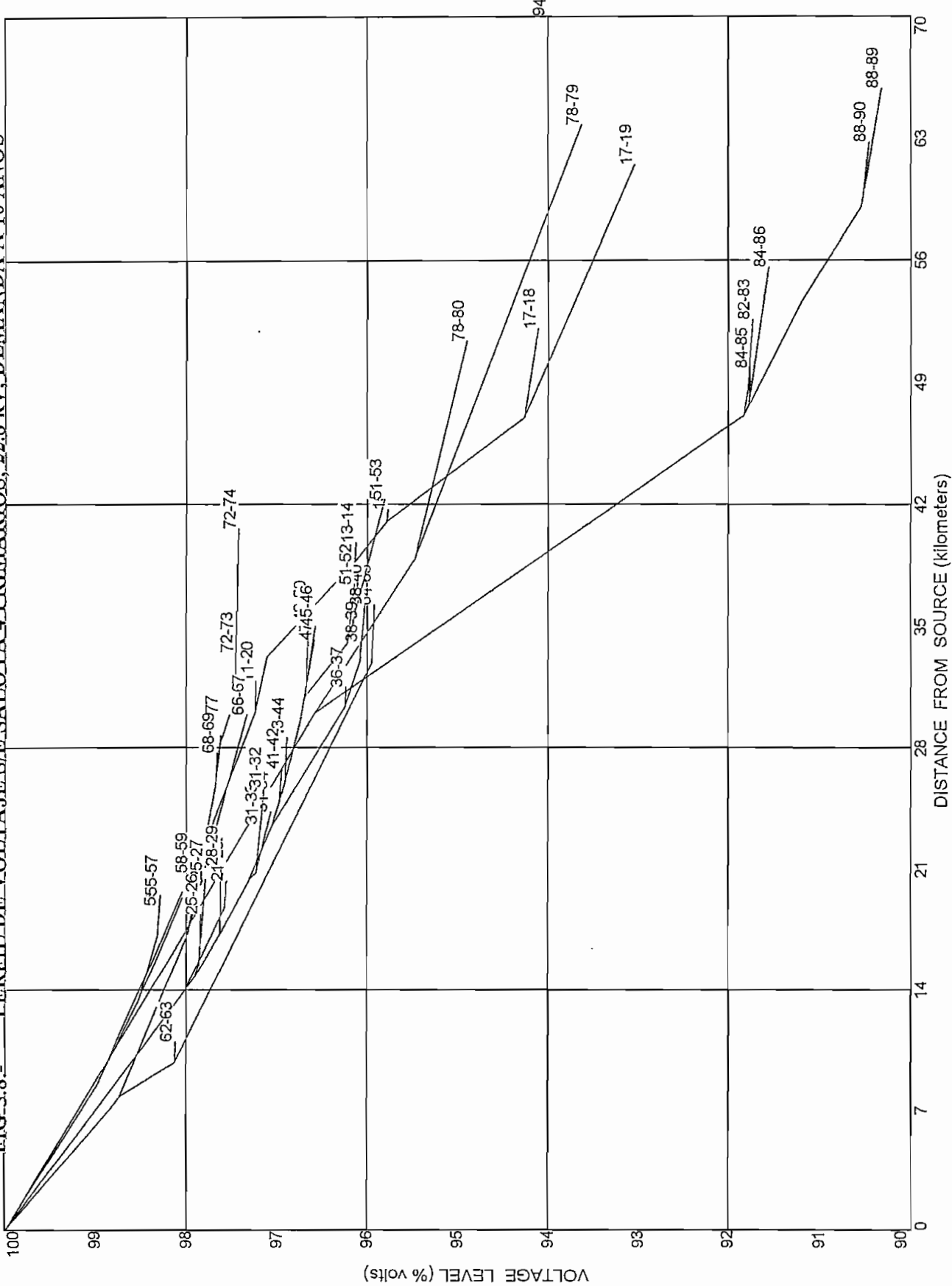
Tabla 5.4.5.- Resumen del Flujo de Potencia, subestación Saloya, cuatro primarios, demanda a 5 años, voltaje 22.8 kV.

La mayor caída de voltaje se da en la sección 88-89 correspondiente a la población de Provincias Unidas con 7.4 %, y el porcentaje de pérdidas resistivas totales es de 2.3 %, esta máxima caída de voltaje está ligeramente por encima de lo que las normas especifican, fácilmente se podría lograr el voltaje normalizado con la inclusión de capacitores o cambiando la configuración de monofásica a trifásica en las secciones donde prevalecen los problemas. Para que sea aceptable la solución el sistema deberá cumplir los parámetros normalizados de caída de voltaje y pérdidas para una demanda proyectada a 10 años.

5.4.6 FLUJO DE POTENCIA CON CUATRO PRIMARIOS A 22.8 kV, CON S/E EN SALOYA DEMANDA PROYECTADA A 10 AÑOS

El flujo de potencia se muestra en el Anexo 5.10, un resumen del mismo en la tabla 5.4.6, y el perfil de voltaje en la figura 5.8.

FIG-5.8.- PERIL DE VOLTAJE S/E.SALVOYA_4 PRIMARIOS, 22.8 KV, DEMANDA A 10 AÑOS



SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
78-79	6.4	PACHIJAL
17-19	7.0	MERIDIANO
64-65	4.1	SAN BERNABE
51-53	4.2	ANOPE SAGUANGAL
88-89	9.7	PROVINCIAS UNIDAS

PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
KW	%
135.9	3.0

Tabla 5.4.6.- Resumen Flujo de Potencia, subestación Saloya, cuatro primarios, demanda a 10 años, voltaje 22.8 kV.

Las caídas de voltaje permanecen bajas, los sitios donde sobrepasan de las caídas de voltaje dado por las normas que es del 6% apenas sobrepasan con 3.7% en el peor de los casos, que es en Provincias Unidas, pero esto se puede mejorar con el cambio de configuración en las secciones y con equipos compensatorios, por lo que se procede a evaluar el sistema con una demanda proyectada a 15 años que es el año horizonte propuesto.

5.4.7 FLUJO DE POTENCIA CON CUATRO PRIMARIOS A 22.8 kV, CON S/E EN SALOYA DEMANDA 15 AÑOS

Con la finalidad de establecer si esta solución es definitiva, se procede a evaluar el comportamiento del sistema con una demanda de 5.8 MVA, correspondiente a la demanda proyectada en el año horizonte.

El flujo de potencia se muestra en el Anexo 5.11, un resumen del mismo en la tabla 5.4.7, y el perfil de voltaje en la figura 5.9.

SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
78-79	8.3	PACHIJAL
17-19	9.0	MERIDIANO
64-65	5.3	SAN BERNABE
51-53	5.4	ANOPE SAGUANGAL
88-89	12.7	PROVINCIAS UNIDAS

PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
KW	%
228	3.8

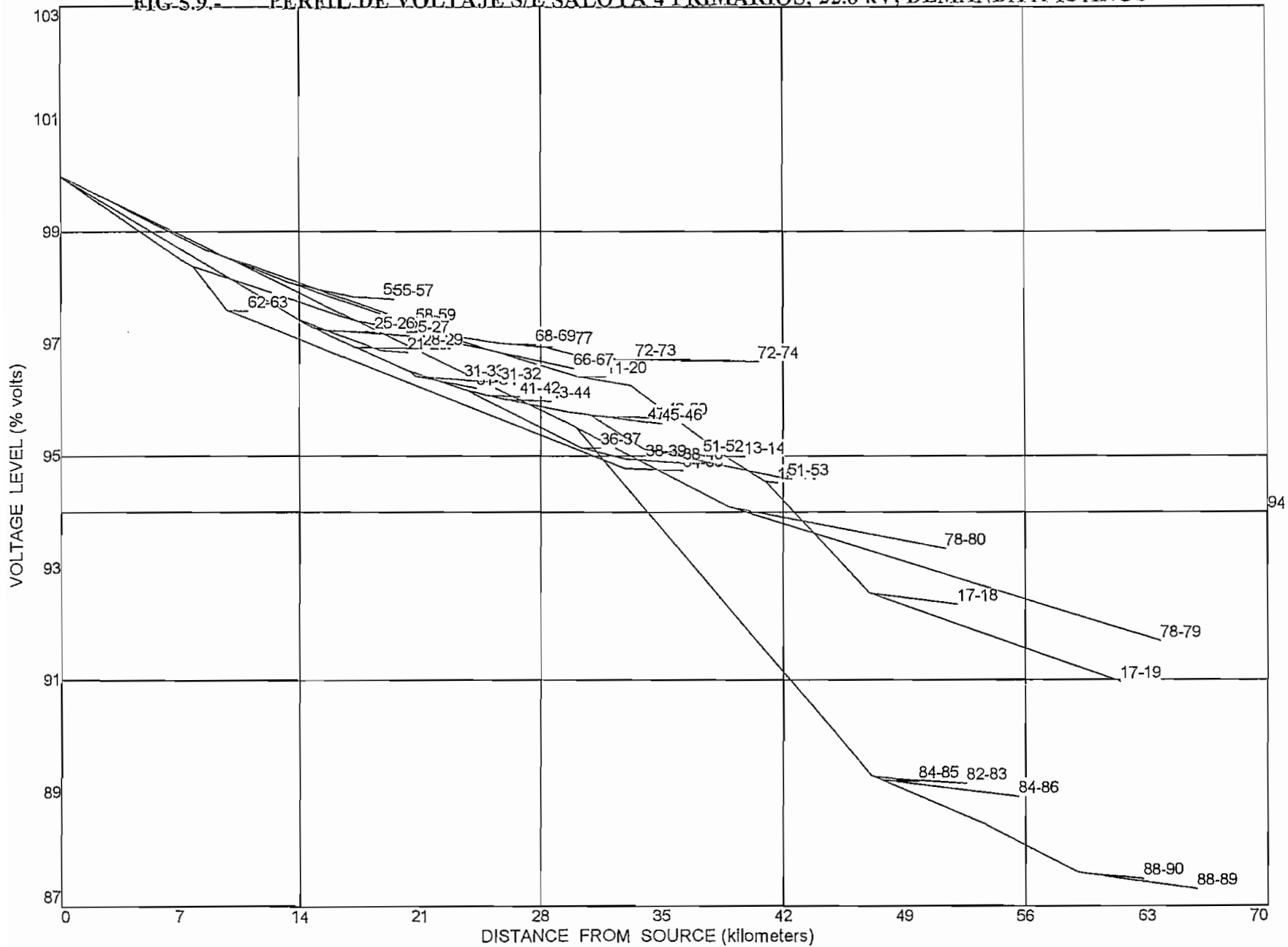
Tabla 5.4.7.- Resumen Flujo de Potencia, subestación Saloya, cuatro primarios, demanda a 15 años, voltaje 22.8 kV.

Las pérdidas de potencia están en un 3.8% que es un nivel bajo, sin embargo las caídas de voltaje sobrepasan lo establecido en las normas.

Siendo este el año horizonte donde se debe realizar y ejecutar una nueva planificación se introduce soluciones emergentes como son: la variación de la configuración de los primarios de monofásicos a trifásicos en las secciones donde hay problemas, la inclusión de capacitores y el uso de reguladores.

5.4.8 FLUJO DE POTENCIA CON CUATRO PRIMARIOS A 22.8 kV, CON S/E EN SALOYA DEMANDA PROYECTADA A 15 AÑOS, CON CAMBIO EN LA CONFIGURACIÓN Y LA INCLUSIÓN DE CAPACITORES

FIG-5.9.- PERFIL DE VOLTAJE S/E SALOYA 4 PRIMARIOS, 22.8 kV, DEMANDA A 15 AÑOS



Para correr el flujo se han realizados los cambios indicados en la tabla 5.4.8.1, en la configuración de los conductores y además se han incluido los capacitores indicados en la misma tabla.

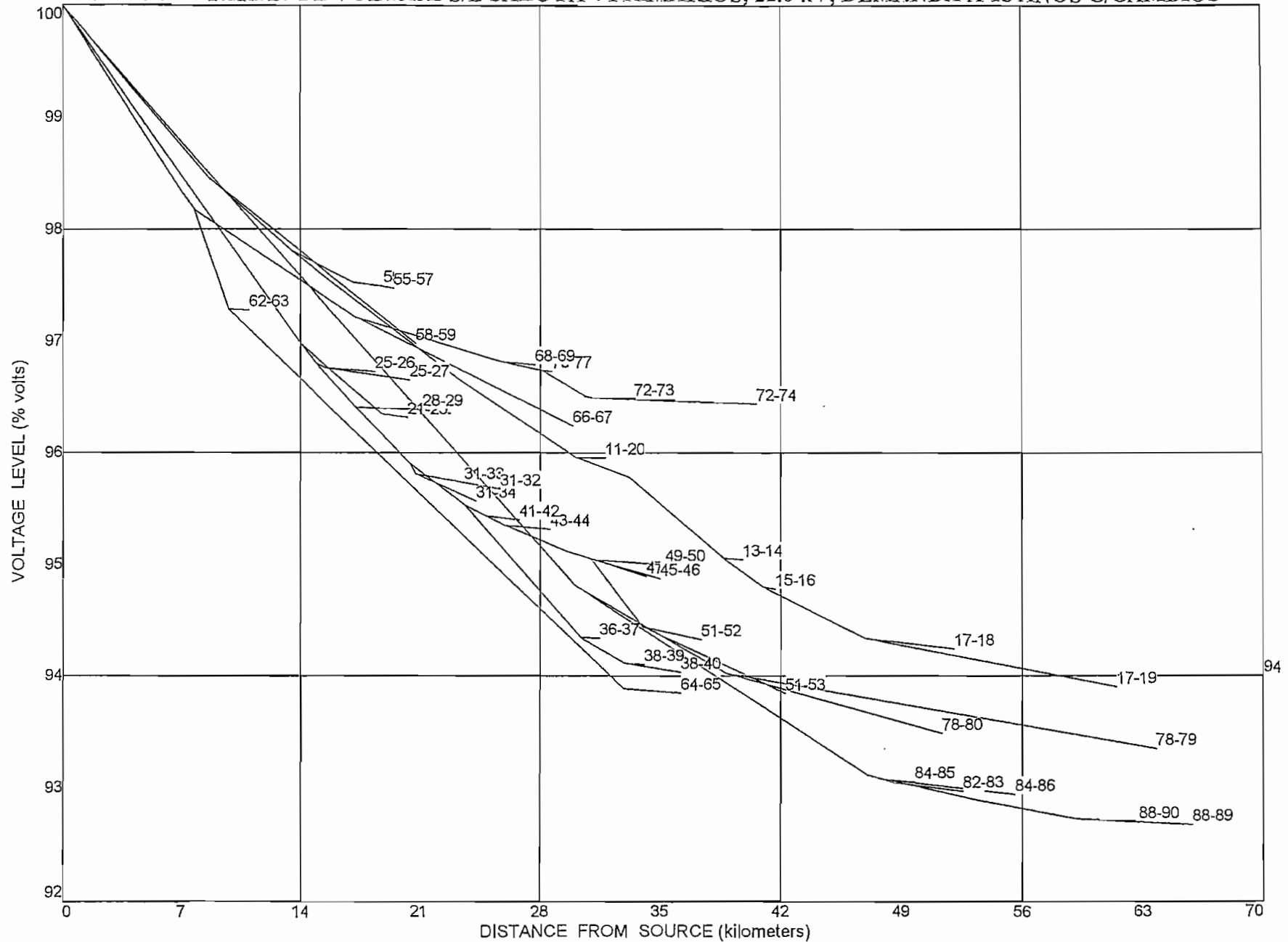
SECCION	LONGITUD (km)	CONFIGURACION ORIGINAL	CONFIGURACION FINAL	EQUIPO ADICIONAL
12-13	5.5	2#2(4)	3#2(4)	
13-15	2.3	2#2(4)	3#2(4)	
15-17	6.0	1#2(4)	3#2(4)	
17-19	14.5	1#2(4)	3#2(4)	
17-18				CAPACITOR 150 kVAR
66-68				CAPACITOR 300 kVAR
48-51				CAPACITOR 150 kVAR
77-78	8.9	2#2(4)	3#2(4)	
78-79	24.9	1#2(4)	3#2(4)	
77-81	17.1	1#1/0(2)	3#1/0(2)	
81-87	6.6	1#1/0(2)	3#1/0(2)	
87-88	5.4	1#2(4)	3#1/0(2)	
88-90	3.7	1#2(4)	3#2(4)	
88-89	6.8	1#2(4)	3#1/0(2)	
82-84	0.7	1#2(4)	2#2(4)	
84-86	7.8	1#2(4)	2#2(4)	
78-80				CAPACITOR 150 kVAR

Tabla 5.4.8.1.- Cambios realizados en la configuración de los conductores y capacitores incluidos para el flujo de potencia en la subestación Saloya, cuatro primarios, voltaje 22.8 kV demanda proyectada a 15 años.

Del flujo de potencia obtenido mediante el programa DPA que se muestra en el Anexo 5.12, se presenta un resumen en la tabla 5.4.8, y el perfil de voltaje en la figura 5.10.

SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
78-79	6.7	PACHIJAL
17-19	6.1	MERIDIANO
64-65	6.2	SAN BERNABE
51-53	6.2	ANOPE SAGUANGAL
88-89	7.3	PROVINCIAS UNIDAS

FIG 5.10.- PERFIL DE VOLTAJE S/E SALOYA 4 PRIMARIOS, 22.8 kV, DEMANDA A 15 AÑOS C/CAMBIOS



PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
KW	%
221.2	3.4

Tabla 5.4.8.2.- Resumen Flujo de Potencia, subestación Saloya, cuatro primarios, demanda a 15 años, voltaje 22.8 kV.

Las pérdidas de potencia se reducen de 3.8% a 3.4% manteniéndose en un nivel bajo y todas las caídas de voltaje en los sitios críticos están ligeramente superiores a las normalizadas.

Considerando que este es un estudio de Planificación de Distribución, además claramente se nota que ha pesar de haber elevado el nivel de voltaje, divido el área servida para alimentarla con cuatro primarios, no se ha logrado estar dentro de lo especificado por las normas, por lo que se plantea una nueva solución en la que no se requieran equipos compensatorios emergentes, esta es con dos subestaciones en sitios estratégicos que se establecen en el siguiente capítulo.

CAPITULO 6

DOS SUBESTACIONES

6.1.- ANTECEDENTES

Una de las principales causas por la cual la EEQSA, no eleva el voltaje del primario de 13.2 kV a 22.8 kV, es debido al cambio de los transformadores que no son adecuados para dicho cambio de voltaje. Las bondades del voltaje mayor se comprobó en los capítulos anteriores, sin embargo como una alternativa viable, en este capítulo se analiza al sistema con dos subestaciones ubicadas en sitios estratégicos. Al ser dos subestaciones se disminuyen las distancias a distribuir, y la carga a servir, que es el principal problema de los voltajes más bajos. La desventaja radica en el costo por la línea de subtransmisión y las subestaciones, sin embargo, las subestaciones no deberá ser una "super" subestaciones, si no deberá ser subestaciones semejantes a las instaladas generalmente en la costa (principalmente la provincia del Guayas), en la que se tiene el transformador con sus protecciones en el lado subtransmisión y un reconectador para el seccionamiento y protección del lado de distribución.

6.2 DIAGRAMA TOPOLÓGICO CON DOS SUBESTACIONES

Para determinar el sitio de las subestaciones, se utiliza la potencia instalada en cada sección, repartiendo la demanda medida en la barra de la subestación 19, descontando la demanda de las secciones eliminadas, que alimentan desde la subestación 19 hasta Tandayapa, proporcionalmente a los kVA instalados en cada sección.

Considerando que la tasa de crecimiento es la misma para todos los sectores podemos trabajar con la demanda actual sin que la demanda proyectada provoque cambios en los resultados.

La carga del primario total se ha dividido como se muestra en el Anexo 6.1, de tal forma que la subestación La Armenia tome el 49% de la potencia instalada en transformadores y la subestación Pedro Vicente Maldonado (P.V.M) el 51% de la misma. Además como los kVA-km que influye directamente en la caída de voltaje,

se ha tratado en lo posible que sean semejantes en los puntos más alejados desde las respectivas subestaciones, como se muestra en la tabla 6.1, esto se cumple para la Subestación La Armenia.

En el caso de la Subestación P.V.M, las diferencias son apreciables, debido a que en los intentos de obtener valores semejantes variando la ubicación de la subestación desde Pedro Vicente Maldonado hasta San Juan de Puerto Quito, el desequilibrio se traslada del primario B al primario A, por lo que prevalece el criterio de equilibrio de carga en los primarios, en consecuencia se determina que la Subestación se ubicará en Pedro Vicente Maldonado.

En la figura 6.1 se muestra el diagrama topológico de las dos subestaciones

SUBESTACION MAGNITUD	LA ARMENIA		PEDRO VICENTE MALDONADO	
	A	B	A	B
POTENCIA INSTALADA (kVA)	2,025	1,833	2,095	1,945
DEMANDA (MVA)	0.718	0.650	0.743	0.690
kVA-km EN PUNTOS CRITICOS	25,586	22,228	45,555	26,765

Tabla 6.1.- Resumen de los cálculos para ubicar las dos subestaciones

6.2.1 SUBESTACION LA ARMENIA

La subestación ARMENIA se ubicará en el punto 20, en la población del mismo nombre. Se divide en dos primarios.

6.2.1.1 Primario A

El primario partirá de la subestación con dirección oriente y sirve a las siguientes poblaciones: Nanegalito, Santa Marianita, Nanegal Grande, Palmito Pamba, La Perla, San Vicente, Meridiano, Santa Rosa Mindo, Saloya y todos los sectores que se encuentran en su recorrido.

6.2.1.2 Primario B

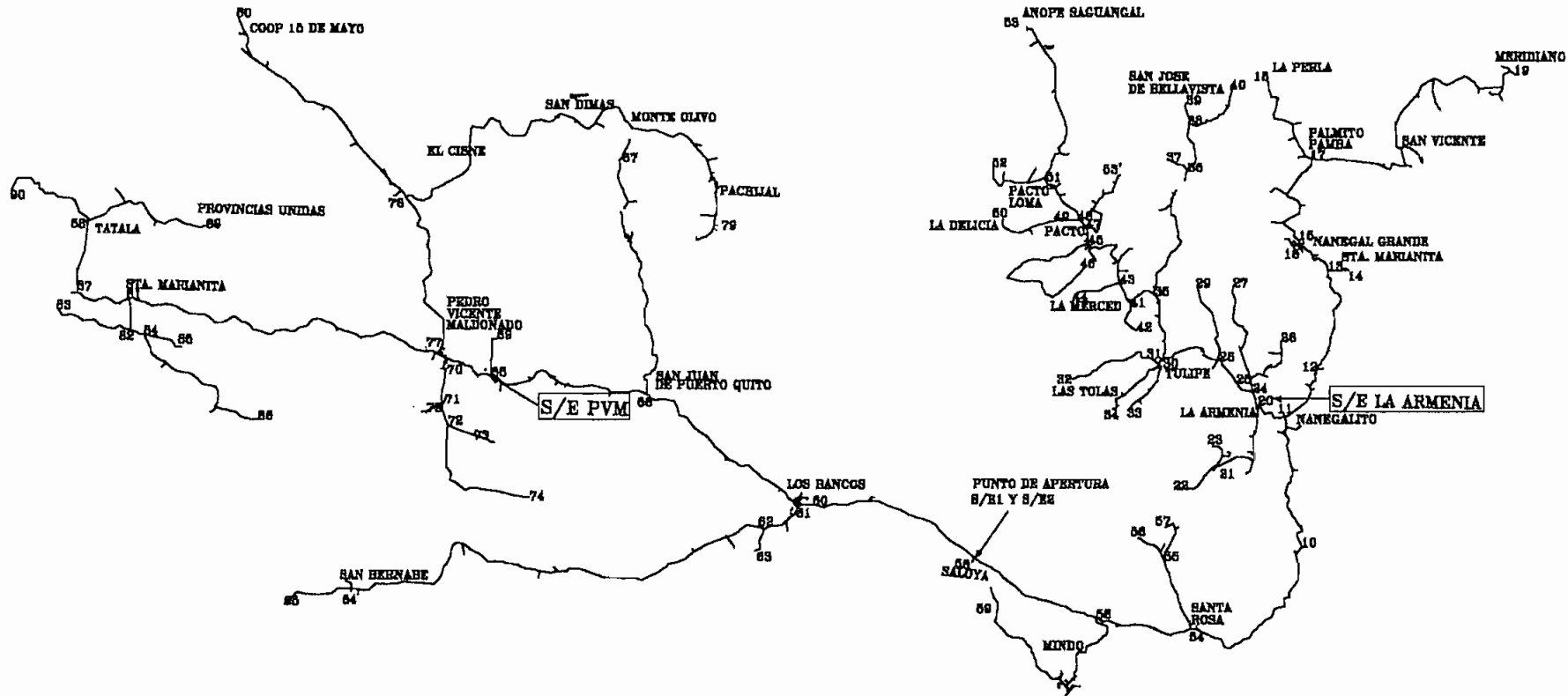


FIGURA 6.1.- DOS SUBESTACIONES

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA			
CONTIENE:		DOS SUBESTACIONES	
		SUBESTACION 1 (P.V. MALDONADO)	
		SUBESTACION 2 (LA ARMENIA)	
ESCALA 1 : 200	REALIZADO POR PAULO RANCI Y GEOVANNY VILLACI E.	HOJA 1 DE 1	DIRECTOR DE TESIS ING. MERTIN PONCE
TEMA DE TESIS: PROPUESTA DE SOLUCION A LOS PROBLEMAS OPERATIVOS DEL PRIMARIO "D" DE LA SUBESTACION 19 PERTE-NECIENTE A LA E.E.Q.S.A.			

Este primario se parte con dirección occidente y sirve a las siguientes poblaciones: Las Tolas, Tulipe, La Merced, Pacto, Pacto Loma, La Delicia, Anope Saguangal, San José de Bellavista y todos los sectores aledaños.

6.2.2 SUBESTACION PEDRO VICENTE MALDONADO

La subestación Pedro Vicente Maldonado (P.V.M) se ubicará en el punto 68, dispondrá de dos primarios.

6.2.2.1 Primario A

Parte hacia al occidente para servir a las poblaciones de: Pedro Vicente Maldonado, Santa Marianita, Tatalá, Provincias Unidas, Cooperativa 15 de Mayo, El Cisne, San Dimas, Monte Olivo, El Pachijal y todos los sectores de su recorrido.

6.2.2.2 Primario B

Sale de la subestación hacia el oriente y sirve a: San Juan de Puerto Quito, Los Bancos, San Bernabé, y llega a Saloya donde tiene un punto común con el primario A de la subestación La Armenia

Las subestaciones tendrán un punto común en Saloya, con lo que se aumenta la confiabilidad del sistema, al ubicar un seccionador de enlace normalmente abierto en este punto.

6.3 FLUJOS DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 13.2

kV

Una vez ubicadas las dos subestaciones y establecidos los primarios se proceden a correr los flujos de potencia y evaluar el comportamiento del sistema a 13.2 kV para la demanda actual y demandas proyectadas.

6.3.1 FLUJO DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 13.2 kV, DEMANDA ACTUAL

En el Anexo 6.2 se muestra el flujo de potencia corrido en el programa DPA, en la tabla 6.3.1 se muestra un resumen del mismo, y el perfil de voltaje en la

FIG 6.2.- PERFIL DE VOLTAJE CON DOS SUBESTACIONES 13.2 kV, DEMANDA ACTUAL

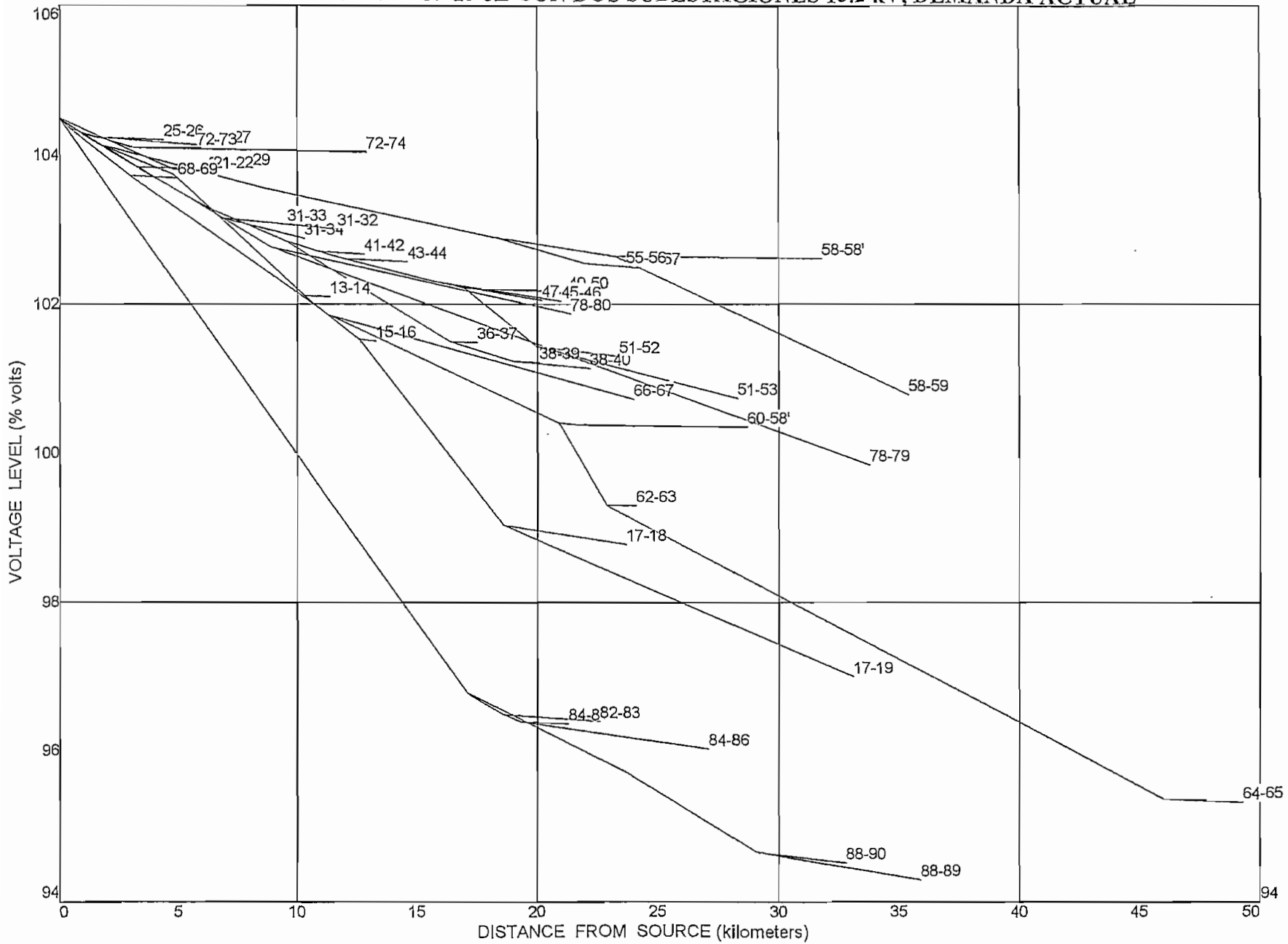


Figura 6.2.

SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
S/E LA ARMENIA		
17-19	7.5	MERIDIANO
51-53	3.8	ANOPE SAGUANGAL
58-59	3.7	MINDO
S/E P.V.M.		
64-65	9.2	SAN BERNABE
78-79	4.7	PACHIJAL
60-58'	4.1	SALOYA
88-89	10.2	PROVINCIAS UNIDAS

S/E ARMENIA		S/E P.V.M	
PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
KW	%	kW	%
25.5	1.8	46.31	3.2

Tabla 6.3.1.- Resumen Flujo de Potencia, demanda actual, voltaje 13.2 kV, dos subestaciones.

La tabla 6.3.1 muestra los resultados del flujo de potencia, con dos subestaciones y demanda actual a un voltaje de 13.2 kV. Las caídas de voltaje continúan sobrepasando lo que las normas especifican, como 7,5% en Meridiano y 10.2% en Provincias Unidas, aún para demanda actual.

Para tener una mejor idea de cómo se comportaría el sistema a continuación se evalúa el sistema con una demanda mayor.

6.3.2 FLUJO DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 13.2 kV, DEMANDA 5 AÑOS

En el Anexo 6.3 se presenta el flujo de potencia obtenido del programa DPA, en la tabla 6.3.2 se muestra un resumen del mismo.

SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
S/E LA ARMENIA		
17-19	9.7	MERIDIANO
51-53	4.8	ANOPE SAGUANGAL
58-59	4.8	MINDO
S/E P.V.M.		
64-65	12.0	SAN BERNABE
78-79	6.0	PACHIJAL
60-58'	5.4	SALOYA
88-89	13.4	PROVINCIAS UNIDAS

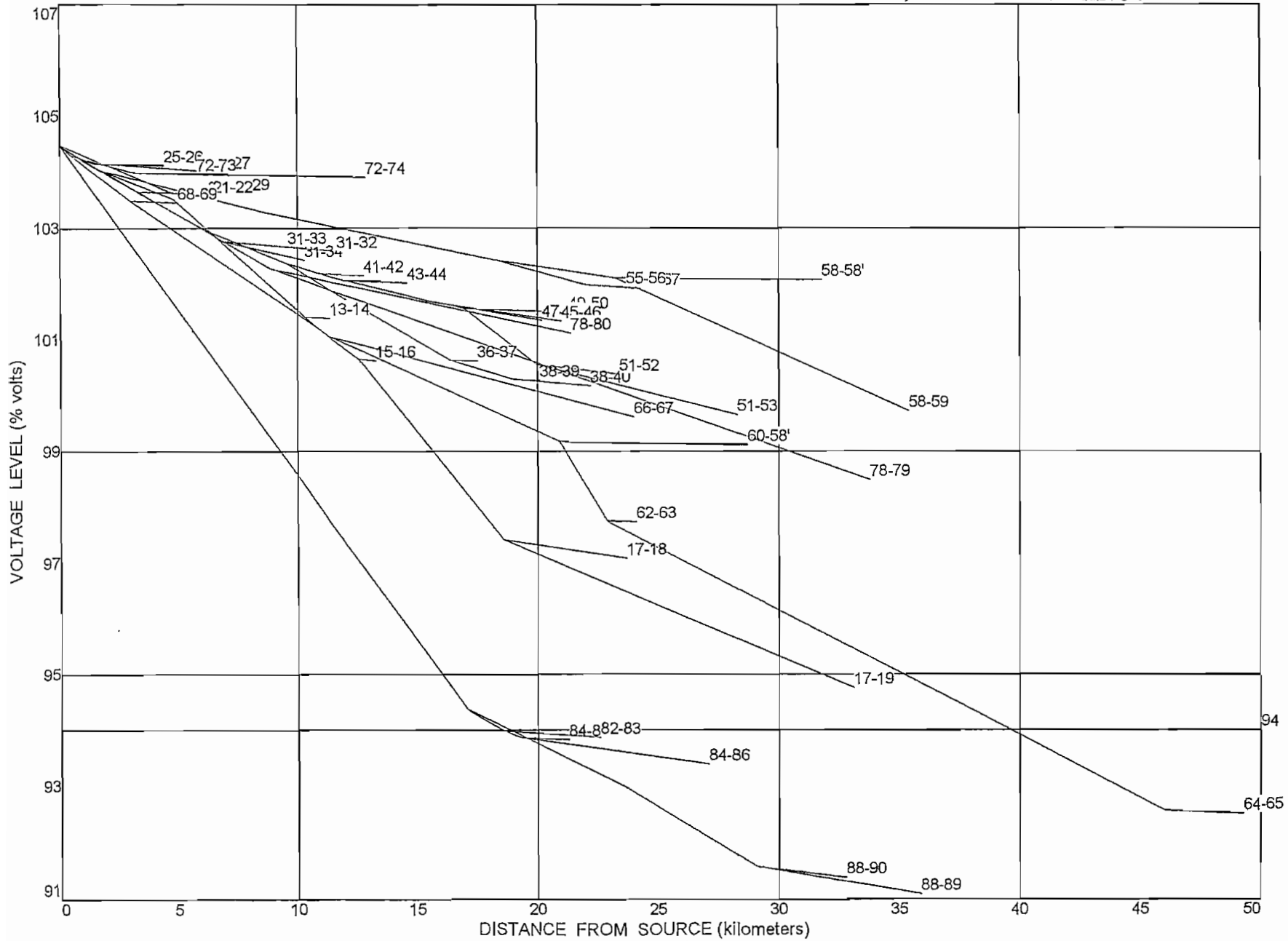
S/E ARMENIA		S/E P.V.M	
PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
KW	%	KW	%
42.4	2.4	78.5	4.3

Tabla 6.3.2.- Resumen Flujo de Potencia, demanda 5 años, voltaje 13.2 kV, dos subestaciones.

De la tabla 6.3.2, se observa que las caídas de voltaje son altas, así como en el perfil de voltaje mostrado en la figura 6.3, y aún cuando se introduzcan cambios de configuración en los primarios no se podrá mejorar el perfil de voltaje hasta llegar a lo que las normas especifican. Se concluye definitivamente que 13.2 kV

como nivel de voltaje es inadecuado para este sector por lo que es indispensable elevar el nivel de voltaje.

FIG 6.3.- PERFIL DE VOLTAJE CON DOS SUBESTACIONES 13.2 kV, DEMANDA A 5 AÑOS



6.4 FLUJOS DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 22.8 kV

En los numerales siguientes se analiza los flujos de potencia con dos subestaciones y voltaje a 22.8 kV, para demanda actual y demandas proyectadas.

6.4.1 FLUJO DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 22.8 kV, DEMANDA ACTUAL

En el Anexo 6.4 se muestra el flujo de potencia corrido en el programa DPA, en la tabla 6.4.1 se muestra un resumen del mismo, y el perfil de voltaje en la Figura 6.4.

SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
S/E LA ARMENIA		
17-19	2.6	MÉRIDIANO
51-53	1.3	ANOPE SAGUANGAL
58-59	1.3	MINDO
S/E P.V.M.		
64-65	3.2	SAN BERNABE
78-79	1.6	PACHIJAL
60-58'	1.4	SALOYA
88-89	3.5	PROVINCIAS UNIDAS

S/E ARMENIA		S/E P.V.M	
PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
KW	%	kW	%
9.1	0.7	46.31	1.2

Tabla 6.4.1.- Resumen Flujo de Potencia, demanda actual, voltaje 22.8 kV, dos subestaciones.

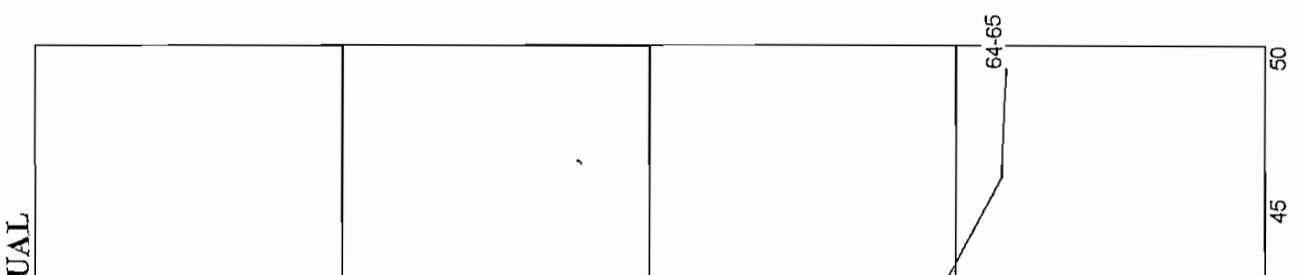
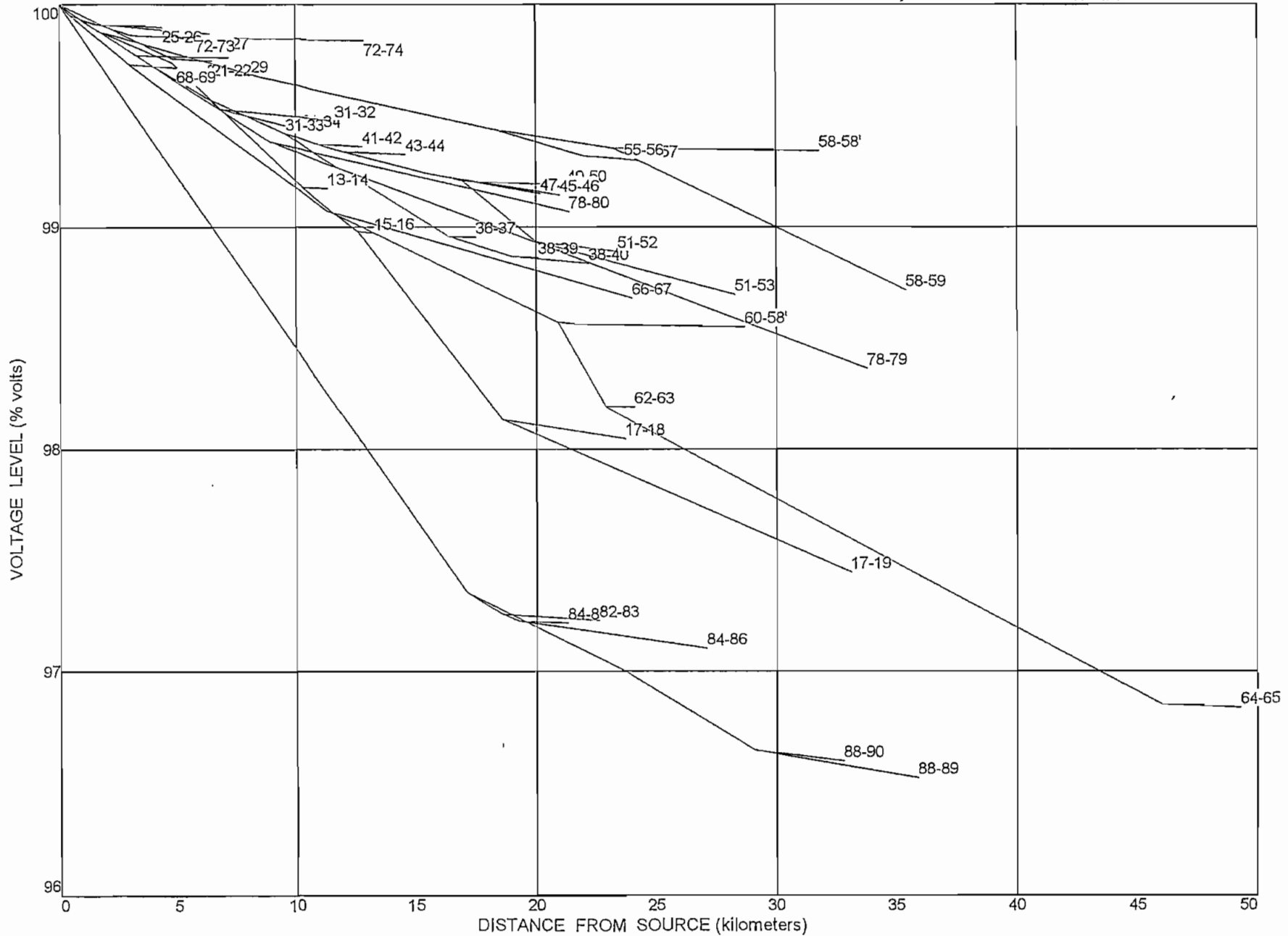


FIG 6.4.- PERFIL DE VOLTAJE CON DOS SUBESTACIONES 22.8 kV, DEMANDA ACTUAL



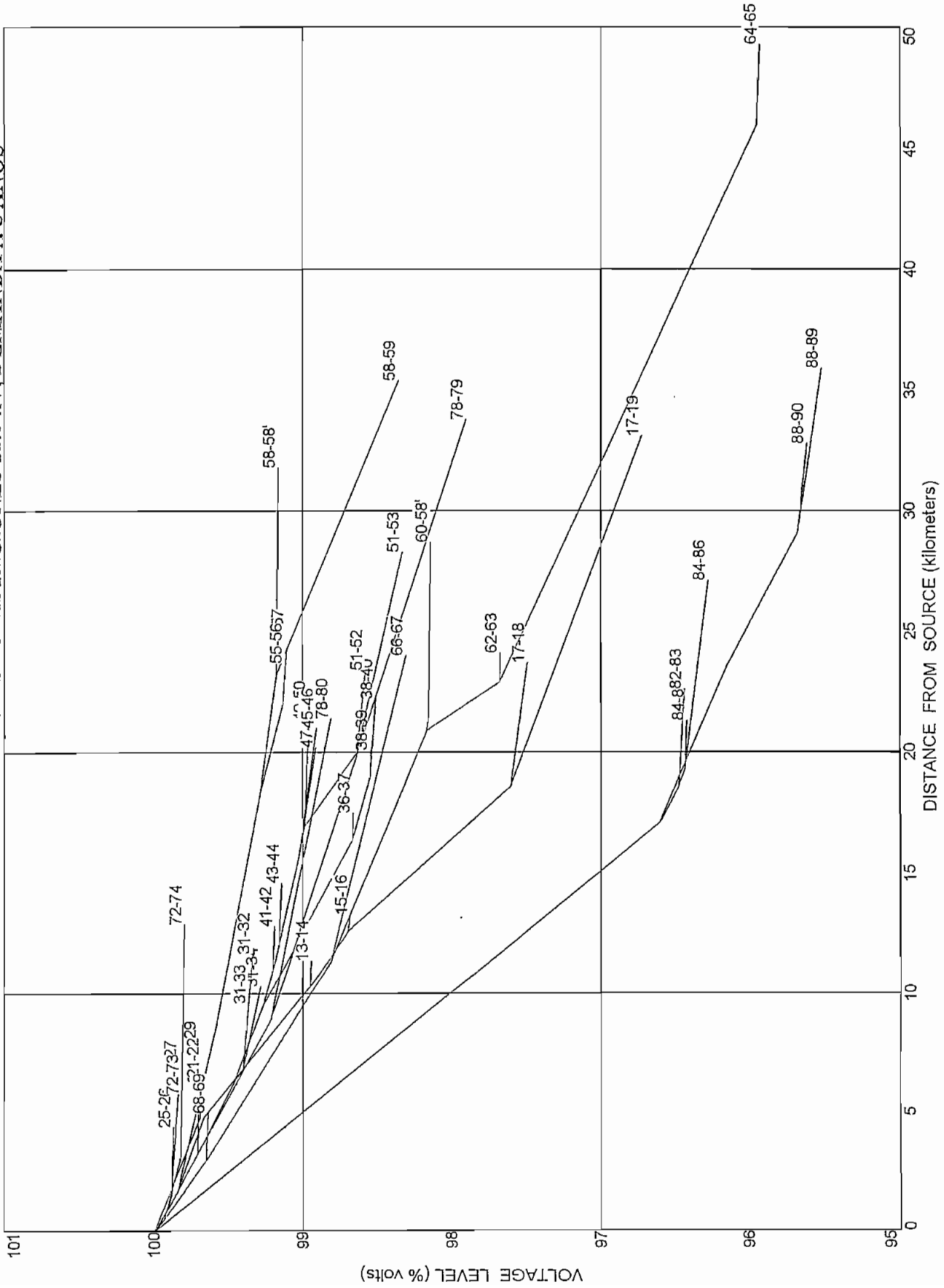
La tabla 6.4.1 muestra los resultados del flujo de potencia, con dos subestaciones y demanda actual a un voltaje de 22.8 kV, en la cual se observa que los perfiles de voltaje son los adecuados. Las pérdidas de potencia están en excelentes niveles, por lo que se procede a estudiar el comportamiento del sistema a demandas mayores.

6.4.2 FLUJO DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 22.8 kV, DEMANDA 5 AÑOS

Los resultados obtenidos en el programa DPA se presentan en el Anexo 6.5, en la tabla 6.4.2 se muestra un resumen del mismo, y el perfil de voltaje en la figura 6.5.

SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
S/E LA ARMENIA		
17-19	3.3	MERIDIANO
51-53	1.7	ANOPE SAGUANGAL
58-59	1.6	MINDO
S/E P.V.M.		
64-65	4.1	SAN BERNABE
78-79	2.1	PACHIJAL
60-58'	1.9	SALOYA
88-89	4.5	PROVINCIAS UNIDAS

FIG 6.5.- PERFIL DE VOLTAJE CON DOS SUBESTACIONES 22.8 kV, DEMANDA A 5 AÑOS



S/E ARMENIA		S/E P.V.M	
PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
KW	%	KW	%
15.0	0.9	27.0	1.5

Tabla 6.4.2.- Resumen Flujo de Potencia, demanda 5 años, voltaje 22.8 kV, dos subestaciones.

Al comparar estos resultados con los obtenidos en condiciones similares para 13.2 kV, se observa que las caídas de voltaje y las pérdidas se han reducido a la tercera parte.

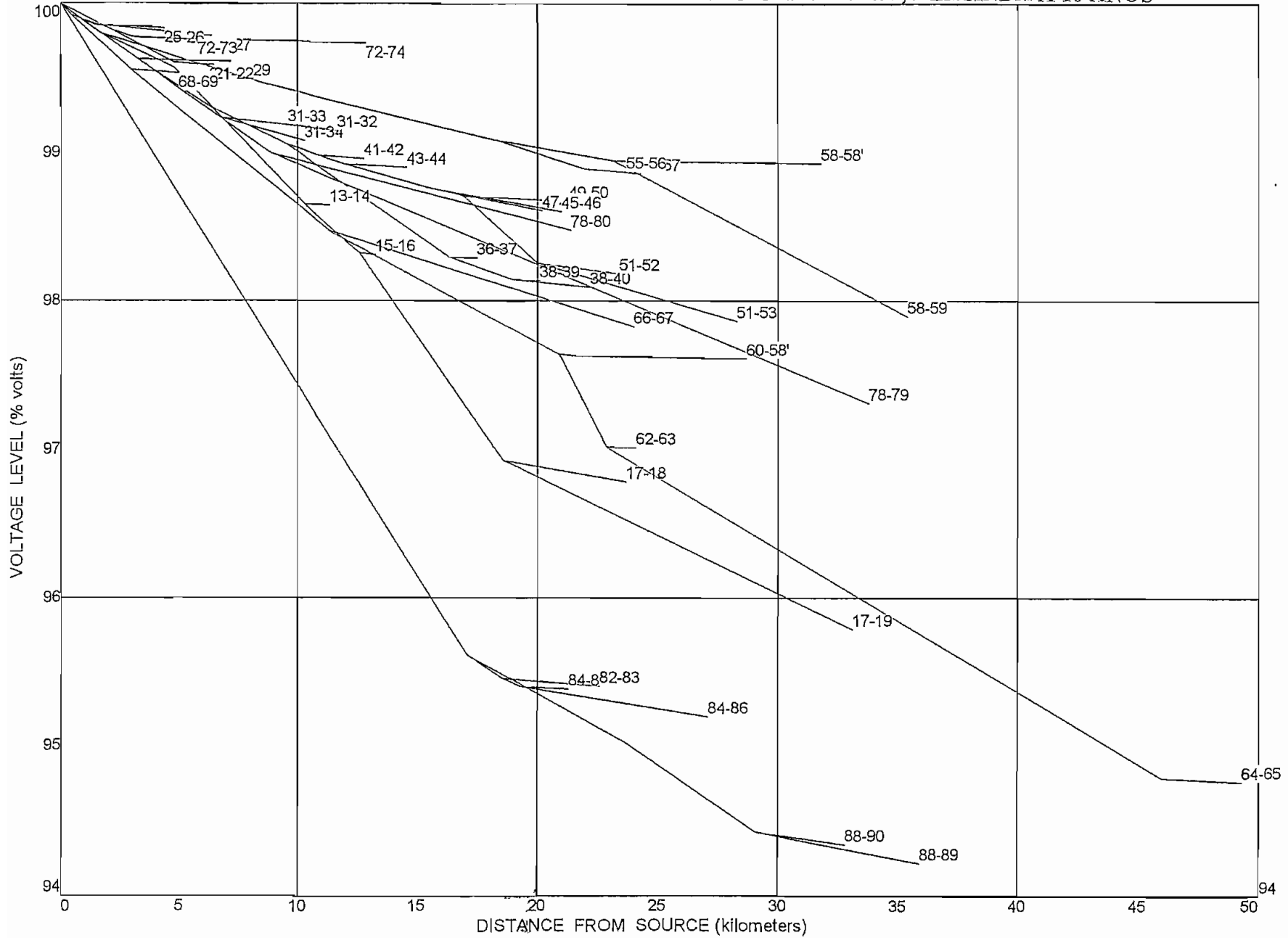
En la tabla 6.4.2, se observa que las caídas de voltaje y pérdidas de potencia se mantienen dentro de los márgenes que establecen las normas, pero para que sea una solución definitiva, se procede a evaluar el sistema con una demanda proyectada a 10 años.

6.4.3 FLUJO DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 22.8 kV, DEMANDA PROYECTADA A 10 AÑOS.

En el Anexo 6.6 se muestra el flujo de potencia corrido en el programa DPA, en la tabla 6.4.3 se muestra un resumen del mismo, y el perfil de voltaje en la figura 6.6.

SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
S/E LA ARMENIA		
17-19	4.2	MERIDIANO
51-53	2.1	ANOPE SAGUANGAL
58-59	2.1	MINDO
S/E P.V.M.		
64-65	5.2	SAN BERNABE
78-79	2.7	PACHIJAL
60-58'	2.4	SALOYA

FIG 6.6.- PERFIL DE VOLTAJE CON DOS SUBESTACIONES 22.8 kV, DEMANDA A 10 AÑOS



88-89	5.8	PROVINCIAS UNIDAS
-------	-----	-------------------

S/E ARMENIA		S/E P.V.M	
PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
KW	%	KW	%
24.5	1.1	44.8	1.9

Tabla 6.4.3.- Resumen Flujo de Potencia, demanda 10 años, voltaje 22.8 kV, dos subestaciones.

La tabla 6.4.3 muestra los resultados del flujo de potencia, con dos subestaciones y demanda proyectada a 10 años, para la subestación La Armenia 2.1 MVA y para la subestación Pedro Vicente Maldonado 2.3 MVA, a 22.8 kV, A esta demanda los niveles de voltaje y pérdidas de potencia siguen siendo satisfactorios, por lo que se procede a evaluar a demandas proyectadas mayores, esto es a 15 años.

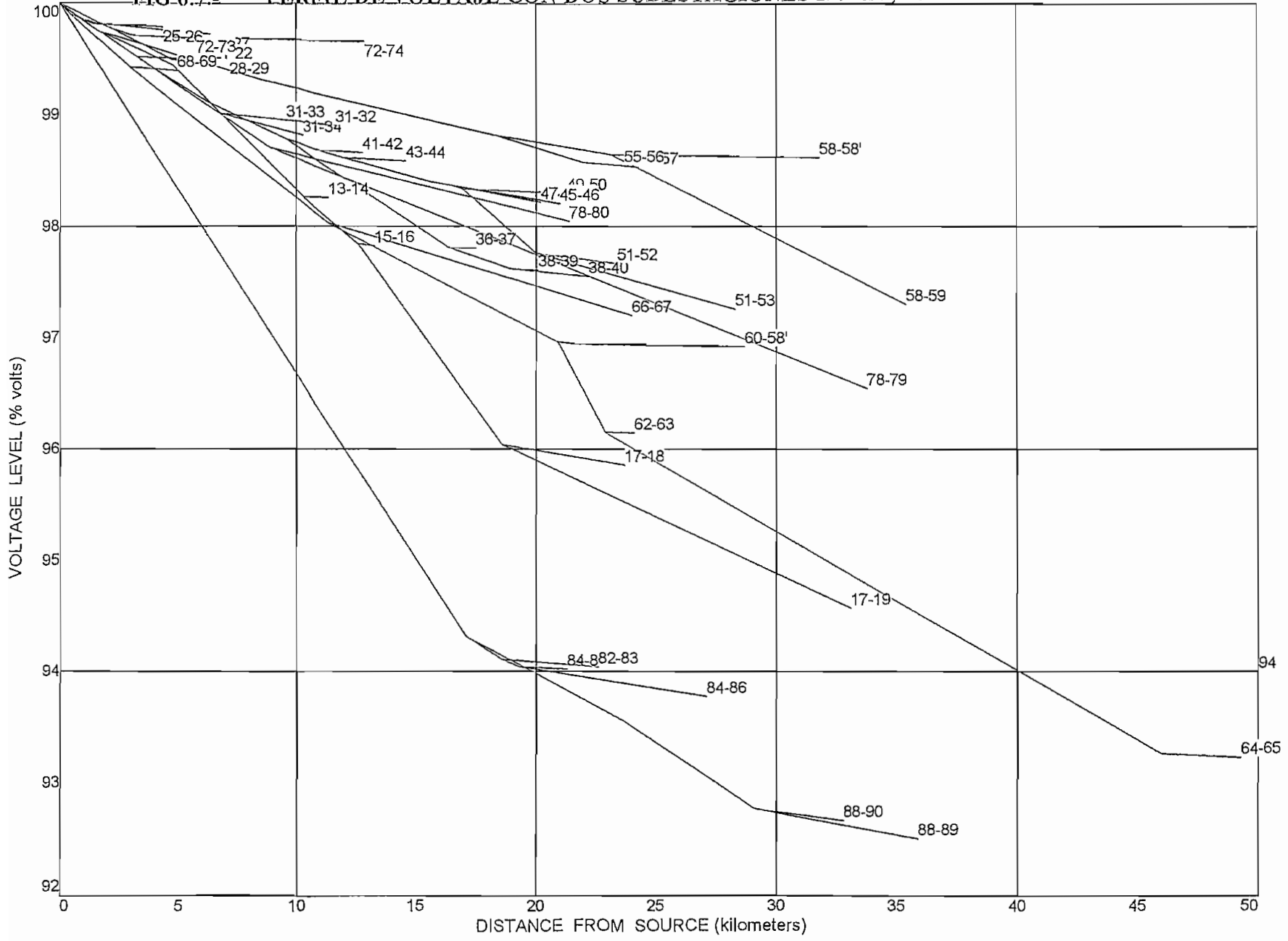
Al comparar los valores de caídas de voltaje y los porcentajes de pérdidas obtenidos para 5 y 10 años se determina que estos varían con la misma tendencia con la que varía la demanda.

6.4.4 FLUJO DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 22.8 KV, DEMANDA PROYECTADA DE 15 AÑOS

Al llegar al año horizonte de la planificación se corren los flujos de potencia con las demandas proyectadas de 2.7 y 2.9 MVA para las subestaciones La Armenia y Pedro Vicente Maldonado respectivamente.

En el Anexo 6.7 se muestra el flujo de potencia corrido en el programa DPA, en la tabla 6.4.4 se muestra un resumen del mismo, y el perfil de voltaje en la figura 6.7.

FIG. 6.7.- PEREIL DE VOLTAJE CON DOS SUBESTACIONES 22.8 kV, DEMANDA A 15 AÑOS



SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
S/E LA ARMENIA		
17-19	5.4	MERIDIANO
51-53	2.7	ANOPE SAGUANGAL
58-59	2.7	MINDO
S/E P.V.M.		
64-65	6.8	SAN BERNABE
78-79	3.5	PACHIJAL
60-58'	3.1	SALOYA
88-89	7.5	PROVINCIAS UNIDAS

S/E ARMENIA		S/E P.V.M	
PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
KW	%	KW	%
40.4	1.4	74.6	2.5

Tabla 6.4.4.- Resumen Flujo de Potencia, demanda 15 años, voltaje 22.8 kV, dos subestaciones.

De la tabla 6.4.4, se observa que las caídas de voltaje están por encima de lo que especifican las normas, pero esto se puede mejorar fácilmente, cambiando la configuración de los circuitos de monofásicos a trifásicos,

6.4.5 FLUJO DE POTENCIA CON DOS SUBESTACIONES A 22.8 KV, DEMANDA PROYECTADA DE 15 AÑOS Y CAMBIO DE CONFIGURACION EN LOS PRIMARIOS

Una vez que se ha determinado que las pérdidas y caídas de voltaje para la subestación La Armenia están dentro de las normalizadas, y que para la

subestación Pedro Vicente Maldonado los excesos de caídas de voltaje respecto a las normas son mínimos. Con el objetivo de obtener una solución limpia de equipos de compensación emergentes, se completa cuatro secciones de los primarios de monofásicas a trifásicas.

Los cambios realizados en la configuración de los primarios se presentan en la tabla 6.4.5.1.

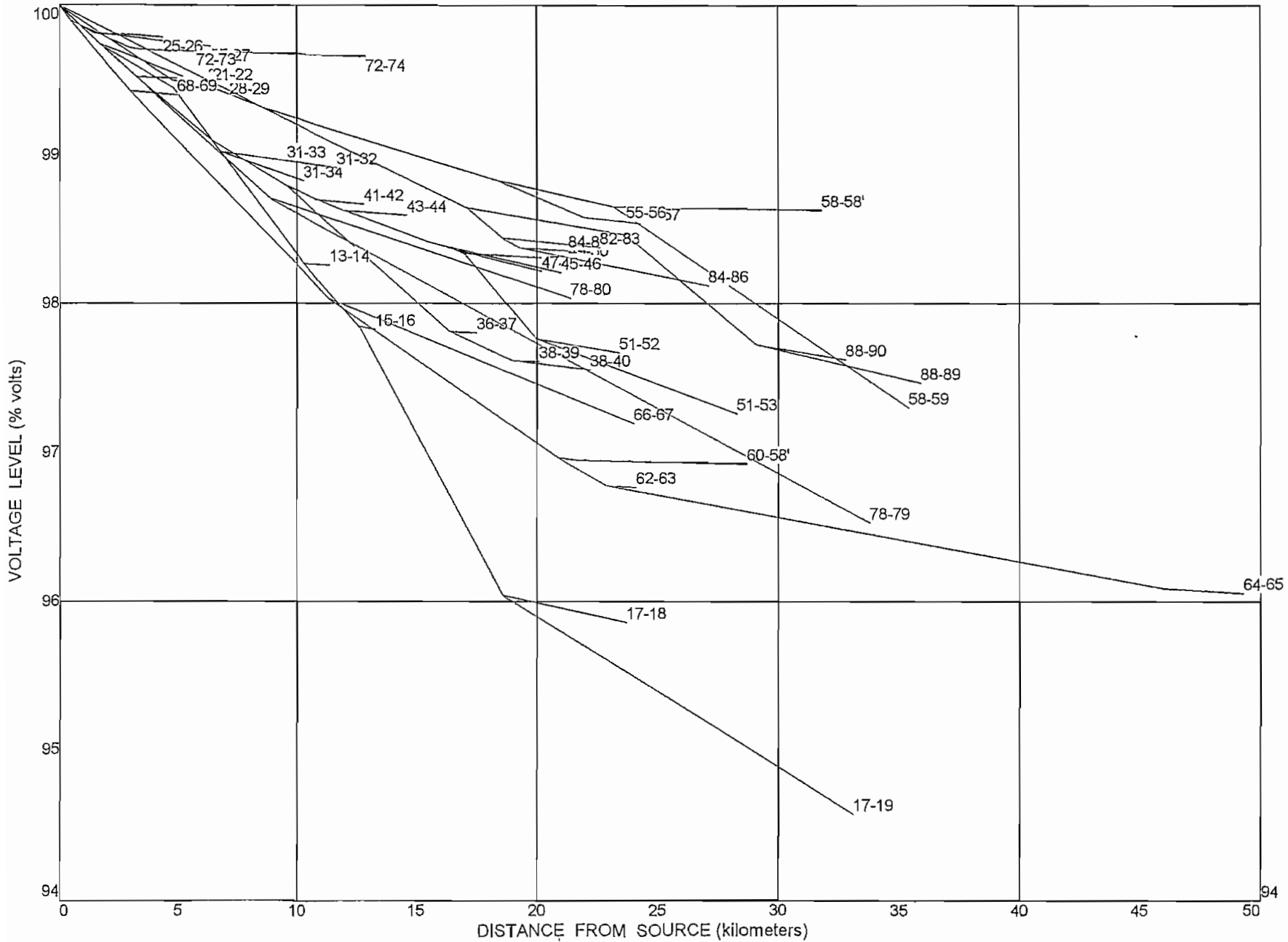
SECCION	LONGITUD (km)	CONFIGURACION ORIGINAL	CONFIGURACION FINAL.
61-62	2	1#2(4)	3#2(4)
62-64	23.1	1#1Ø(2)	3#1Ø(2)
77-81	17.1	1#1Ø(2)	3#1Ø(2)
17-19	6.6	1#1Ø(2)	3#1Ø(2)

Tabla 6.4.5.1.- Cambios de configuración en los primarios para la solución con demanda a 15 años, voltaje 22.8 kV, dos subestaciones.

Con los cambios realizados en la configuración se procede a correr el flujo de potencia y los resultados se muestran en el Anexo 6.8. En la tabla 6.4.5 se muestra un resumen del mismo, y el perfil de voltaje en la figura 6.8.

SECCION	CAIDA DE VOLTAJE (%)	LUGAR
S/E P.V.M.		
64-65	3.9	SAN BERNABE
78-79	3.5	PACHIJAL
60-58'	3.1	SALOYA
88-89	2.5	PROVINCIAS UNIDAS

FIG 6.8.- PERFIL DE VOLTAJE CON DOS SUBESTACIONES 22.8 kV, DEMANDA A 15 AÑOS CON CAMBIOS



S/E P.V.M	
PERDIDAS TOTALES	PERDIDAS TOTALES
KW	%
50.59	1.7

Tabla 6.4.5.- Resumen Flujo de Potencia, demanda 15 años, voltaje 22.8 kV, dos subestaciones, con arreglos en la configuración de los primarios

En la tabla 6.4.5, se observa que las pérdidas son muy pequeñas y que se ha conseguido que todas las caídas de voltaje estén dentro de lo normalizado.

Como conclusión se puede decir que esta es la solución que se debe implementar para tener un sistema servido correctamente, cumpliendo con las normas de distribución y con una buena calidad de servicio que será próximamente fiscalizada por el CONELEC.

CAPITULO 7

IMPLANTACION DE LA PROPUESTA

7.1 ANTECEDENTES

Para solucionar el problema operativo, que se manifiesta principalmente por los bajos perfiles de voltaje durante las horas pico, en las colas del primario D, a 13.2 kV, de la subestación 19; mediante la corrida de flujos de potencia usando el programa DPA, se analiza la situación actual. Se plantean sucesivamente soluciones que empiezan por la inclusión de una y dos nuevas subestaciones, primero a 13.2 kV, por el cambio de voltaje en la configuración actual pasando a 22.8 kV, después se plantea la inclusión de dos subestaciones a 22.8 kV.

Una vez que se determina que esta última es la solución factible se ajusta la configuración del sistema primario, obteniendo de esta manera una solución satisfactoria para la demanda máxima proyectada a 15 años.

7.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES

Las características, del transformador para las subestaciones propuestas, se especifican tomando en cuenta entre otros los siguientes aspectos:

- La demanda máxima proyectada para el año horizonte de la planificación (15 años). Para la subestación La Armenia es 2.7 MVA y para la subestación Pedro Vicente Maldonado 2.9 MVA.
- La confiabilidad y facilidad de mantenimiento. Se escoge igual capacidad del transformador para ambas subestaciones, de manera que el stock de repuestos sea el mismo, y en caso de requerirse un transformador de respaldo sea uno solo para ambas subestaciones.
- Los valores típicos de potencia de transformadores, de manera que su diseño y construcción no impliquen un costo adicional

- El costo de transformadores con ventilación forzada para aumentar la capacidad es comparable con uno de mayor capacidad sin ventilación forzada.

Por las razones indicadas se escogen transformadores de 5 MVA de potencia para ambas subestaciones. Voltaje primario 46 kV, voltaje secundario 22.8 kV.

La subestación será lo más simple posible, y dispondrá solo de los equipos indispensables de protección y seccionamiento para operación y maniobra. Se sugiere que cada alimentador primario disponga de un registrador electrónico, para mantener estadísticas detalladas de su comportamiento.

La línea de subtransmisión será de 46 kV que es uno de los niveles de que emplea la EEQSA.

7.3 PRESUPUESTO

El presupuesto referencial requerido para la implantación de las subestaciones propuestas es el siguiente:

ITEM	UNID	CANT	DESCRIPCIÓN	P.UNITARIO	P.TOTAL
1	c/u.	2	SUBESTACION DE 5 MVA 46/22.8 kV	196,000.00	392,000.00
2	km	30	LINEA DE S/T A 46 KV COTOCOLLAO -LA ARMENIA	18,000.00	540,000.00
3	km	38	LINEA DE S/T A 46 KV LA ARMENIA PVM	18,000.00	684,000.00
TOTAL EN US\$					1,616,000.00

En este presupuesto está incluido el valor de los materiales y la mano de obra.

Este presupuesto no contempla el cambio de los transformadores de distribución existentes que no están aptos para el cambio de voltaje de 13.2 kV a 22.8 kV, ni la mano de obra correspondiente.

7.4 TENENCIA DE LOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Al efectivizarse el cambio de voltaje, se va a evidenciar el problema de la tenencia de los transformadores. Actualmente la EEQSA procede de la siguiente manera: Los transformadores que dan servicio comunitario y están marcados con la letra E luego del número, son de su propiedad y en caso de ser necesario los reemplaza a su costo. Los transformadores marcados con la letra C los clasifica como particulares y cualquier reparación o reemplazo lo hace a costo del cliente.

Sería conveniente que la EEQSA asuma el costo de todos los centros de transformación de manera que pueda reemplazar varios transformadores, sean estos particulares o de empresa y los reemplace con uno solo, consiguiendo con esto reducir el número, mejorar el factor de carga del transformador, reducir pérdidas y costos.

7.5 RECOMENDACIONES PARA LA IMPLANTACION

Para la implantación de la solución propuesta se recomienda seguir la secuencia que se detalla a continuación:

- Construir la Subestación Pedro Vicente Maldonado (PVM).
- Al mismo tiempo construir la línea de subtrasmisión desde Cotocollao a La Armenia y de La Armenia a Pedro Vicente Maldonado.
- Una vez energizada la subestación PVM, proceder a cambiar el nivel de voltaje de cada uno de los primarios empezando por el que esta al occidente (A)
- Cambiar el nivel de voltaje del primario oriental (B) empezando con los sectores más cercanos a la subestación. Los sectores más alejados seguirán alimentándose temporalmente por el primario D a 13.2 kV, hasta que les llegue su turno.

- Cambiar progresivamente el nivel de voltaje desde Saloya hasta Tandayapa y servirlo desde la subestación Pedro Vicente Maldonado.
- Cambiar el nivel de voltaje del primario B.
- Cambiar el nivel de voltaje de la parte norte del primario A
- Cambiar el nivel de voltaje desde Tandayapa hasta Cotocollao
- Cuando el crecimiento de la demanda así lo exija, construir la Subestación La Armenia y una vez energizada realizar los cambios.
- Conectar la sección Saloya - Tandayapa al primario A de la subestación La Armenia y seccionar el primario D de la subestación 19 en Tandayapa.
- Uno de los métodos para realizar el cambio de voltaje, empezando desde la cola de los primarios hacia la subestación, es empleando una subestación móvil con un transformador de 13.2 /22.8 kV.
- Se debe realizar un monitoreo periódico del funcionamiento de la red, a fin de establecer si lo planificado se cumple, de lo contrario se deberán realizar las correcciones necesarias, o una nueva planificación.

CONCLUSIONES

1. El análisis detallado de la operación del sistema primario demuestra que el nivel de voltaje 13.2 kV colapsa en los primeros años de proyección aún cuando se añadan nuevas subestaciones. Por tanto se debe desechar lo más pronto posible este voltaje para la distribución en este sector.
2. Por otro lado, también se demuestra que el nivel de voltaje de 22,8 kV si resulta conveniente para que la EEQSA sirva a los sectores del noroccidente.
3. El análisis realizado determina que la mejor alternativa para el crecimiento de la demanda propuesto es construir dos subestaciones de 5 MVA, 46/22.8 kV, una en La Armenia y otra en Pedro Vicente Maldonado. Para llevar a la práctica esta solución se sugiere, construir primero la subestación en Pedro Vicente Maldonado, a fin de afrontar los problemas más agudos observados en el análisis de la operación del sistema de distribución y dejar que el crecimiento real de la carga determine la entrada en operación de la segunda subestación, en La Armenia.
4. Para implementar la solución planteada se recomienda seguir la secuencia detallada en el capítulo 7, numeral 7.5.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. www.ceq.com.ec/eeqsa.htm, Presentación, Aspectos Técnicos Relevantes
2. Departamento de despacho EEQSA, Diagramas Unifilares de los primarios de la EEQSA
3. V Censo de población y IV de vivienda 1990, resultados definitivos, Provincia de Pichincha, Septiembre de 1991, pp. 90,91,92.
4. Normas para los sistemas de distribución parte A, EEQSA 1979, Sección A-11 p. 7.
5. Normas para los sistemas de distribución parte A, EEQSA 1979, Apendice A-12-D, hoja 2 de 2.
6. Poveda, Mentor, Planificación de Sistemas de Distribución; Quito 1987 p. 33.
7. Departamento de Planificación de SEP y S/E para el noroocidente de Pichincha, Sept. 1998, p. 1.
8. Sistema Spard, Manual del Usuario; Bogotá - Colombia, 1998, p. II-41.

**ANEXO 1.1 CALIBRES, LONGITUDES, UBICACIONES Y
EQUIPOS INSTALADOS DEL PRIMARIO D
SUBESTACION 19**

CONFIGURACION ORIGINAL

SECCIO N	CALIBRE	LONGITUD (m)	TRANSFORMADORES	TOTAL KVA	UBICACIÓN O # TRANSFORMADOR	COORD ENADA S	EQUIPO
0	1 3x3/0(1/0)	3,862	4*10+3*15+1*37.5	122.5			
1	2 3x2/0(1/0)	4,408	1*10+1*15+1*25	50			CAPACITOR
2	3 1x2(4)	1,742	1*10+3*25	85	CENTRO DE NONO		
3	4 1x2(4)	7,921	2*10+10*15	170	806-E-15		
3	5 1x2(4)	7,208	1*15+9*25	240	33441-C-25		
5	5' 1x2(4)	3,000	4*10+3*15	95	27472-E-15		
2	6 3x2/0(1/0)	2,721	1*10	10	RIO ALAMBI		
6	7 1x2(4)	1,127	3*10+1*15	45	24268-10		
6	8 3x2/0(1/0)	1,700	1*10+1*15	25		44-05	
8	9 1*1/0(2)	4,654	7*15+1*25	130	24284-5		
8	10 3x2/0(1/0)	12,720	1*10+1*15	25		46-08	CAPACITOR
10	11 3x2/0(1/0)	7,019	1*5+1*10+3*15+3*25 +1*90	225	NANEGALITO		REGULADOR
11	12 2x4/0(2/0)	3,146	2*10+1*15+1*50	85		48-08	
12	13 2x2(4)	5,480	2*10+2*15	50		49-08	
13	14 1x2(4)	1,059	1*10+1*15	25	STA. MARIANITA		
13	15 2x2(4)	2,315	2*10+5*15+1*25	120	NANEGAL GRANDE	49-08	
15	16 1x2(4)	744	1*10+1*15+2*25	75		49-08	
15	17 1x2(4)	5,952	4*10+1*5+1*15+1*25	85	PALMITO PAMBA	80-08	
17	18 1x2(4)	5,096	2*10+2*5+4*15+1*25	115	LA PERLA	81-09	
17	17' 1x2(4)	5,500	2*10+2*5+4*15+1*25	115	LA PERLA	81-09	
17	19 1x2(4)	14,469	1*5+22*10+5*15+1*2 5	325	25019- 25/meridiano	81-04	
11	20 3x2/0(1/0)	1,730	2*15+1*25	55	LA ARMENIA	47-09	
20	21 1x2(4)	4,751	3*10+6*15+1*25	145		47-10	
21	22 1x2(4)	1,665	3*15	45	26533-15	47-10	
21	23 1x2(4)	1,525	4*15	60	26537-15	47-10	
20	24 3x2/0(1/0)	870	1*10+1*15	25		48-09	
24	25 1x2(4)	628	2*25	50		48-09	
25	26 1x2(4)	2,939	3*10	30		48-09	
25	27 1x2(4)	4,935	3*10+2*15	60	24138-15	49-09	
24	28 3x2/0(1/0)	2,403	1*5+2*10	25		48-10	
28	29 2x2(4)	3,912	3*10	30		49-10	
28	30 3x2/0(1/0)	3,116	3*10+1*15+1*45	90	TULIPE	48-11	
30	31 1x2(4)	378	1*10	10	TULIPE		
31	32 1x2(4)	4,892	3*10+1*15+1*25	70	LAS TOLAS	48-13	
31	33 1x2(4)	2,775	2*10+3*15+1*5	70	13128-15	47-12	
31	34 1x2(4)	3,459	1*5+2*10+2*15+1*25 +2*50	180		47-12	
30	35 3x2/0(1/0)	3,173	3*5+1*15+1*25	55	4261-5	49-11	
35	36 1x2(4)	6,794	11*10+1*25	135		80-10	
36	37 1x2(4)	1,145	1*15	15	24246-15		
36	38 1x2(4)	2,584	4*10+1*15	55		81-10	
38	39 1x2(4)	1,062	1*10+1*15	25	SAN JOSE DE BELLAVISTA ALTA		
38	40 1x2(4)	3,171	5*10+1*15	65	SAN JOSE DE BELLAVISTA BAJA		
35	41 3x2/0(1/0)	1,323	1*10	10		49-12	
41	42 1x2(4)	1,881	3*10+1*15	45		88-11	
41	43 3x2/0(1/0)	1,130	1*5	5	4270-5	49-12	
43	44 1x2(4)	2,623	2*10+1*15	35	LA MERCED	49-13	
43	45 3x2/0(1/0)	3,614	3*10+1*15+1*45	90		49-12	
45	46 1x2(4)	5,438	3*5+3*10+3*15+1*25	115		49-13	

45	47	3x2/0(1/0)	851	1*5+2*15+1*37.5	72.5	PACTO	80-12	
47	53'	1x2(4)	3,654	3*15+8*10	125			
47	48	2x1/0(2)	507					
48	49	2x1/0(2)	1,218	1*10	10	PACTO LOMA	80-13	
49	50	1x2(4)	3,060	3*5+1*15	30	LA DELICIA	80-14	
48	51	1x2(4)	2,952	2*5+2*10	30		80-13	
51	52	1x2(4)	3,420	3*10+2*15+1*25	85	RIO ANOPE	80-14	
51	53	1x2(4)	8,292	2*10+3*15+2*25+2*37.5	190	ANOPE SAGUANGAL	81-13	
10	54	3x2/0(1/0)	9,637	5*10	50	SANTA ROSA	45-10	
54	55	1x2(4)	3,735	1*10	10		46-11	
55	56	1x2(4)	1,736	3*10+1*15	45		46-11	
55	57	1x2(4)	2,348	4*10+1*15	55		46-11	
54	58	3x2/0(1/0)	4,912	1*10+1*15+1*25	50	HDA LA ALAMBRA		
58	59	1x2(4)	12,165	7*10+3*15+1*5+7*25+1*50	345	RIO MINDO	45-14	
58	58'	3x2/0(1/0)	8,600		60	SALOYA	46-15	CAPACITOR REGULADOR
58'	60	3x2/0(1/0)	7,000		80	LOS BANCOS		CAPACITOR
60	61	3x2/0(1/0)	795	1*15+6*25+3*45+1*37.5	337.5	LOS BANCOS	46-18	
61	62	1x2(4)	2,041	4*15+1*25	85		46-19	
62	63	1x2(4)	1,248	2*10	20		46-19	
62	64	1x1/0(2)	23,130	15*10+1*5+5*25+12*15+1*37.5	497.5	SAN BERNABE	45-28	
64	65	1x2(4)	3,321	2*15	30		45-29	
61	66	3x3/0(1/0)	9,450	2*45+2*75+2*30+2*15+3*25+7*10	475	SAN JUAN PTO RICO	48-21	
66	67	1x2(4)	12,575	12*10+1*15+2*37.5	210	MONTE OLIVO		
66	68	3x3/0(1/0)	8,378	8*10+6*15+3*25+2*5+1*60+1*45	360		48-25	CAPACITOR
68	69	1x2(4)	2,012	1*37.5	37.5		48-25	
68	70	3x3/0(1/0)	2,510	3*15	45	CALLE 29 DE JUNIO		CAPACITOR
70	71	1x2(4)	2,506	2*10+1*15+1*30+1*75	140			
71	72	1x2(4)	383	1*25	25		47-25	
72	73	1x2(4)	2,414	1*10	10	NUEVA UNION	47-25	
72	74	1x2(4)	9,454	1*15	15	NUEVA AURORA	46-24	
71	75	1x2(4)	825					
75	76	1x2(4)	1,000					
70	77	3x3/0(1/0)	492	3*15+1*50	95			
77	78	2x2(4)	8,888	5*15+2*37.5	150	BUEN SUCESO	80-26	
78	79	1x2(4)	24,893	16*10+4*25+2*15	290	PACHIJAL	27254-C	
78	80	1x2(4)	12,454	5*5+4*10+6*15+1*25	180	COOP 15 DE MAYO	82-30	
77	81	1x1/0(2)	17,085	2*25+10*15+18*15	470	STA. MARIANITA	49-32	
81	82	1x2(4)	1,519	1*15	15	ESC. CAONI	48-32	
82	83	1x2(4)	4,031	5*10	50		49-33	
82	84	1x2(4)	737	1*25	25		48-32	
84	85	1x2(4)	1,961	2*15	30		48-31	
84	86	1x2(4)	7,822	6*10+3*15	105		47-29	
81	87	1x1/0(2)	6,628	2*5+1*15+2*25	70		49-33	
87	88	1x2(4)	5,396	1*25	25	TATALA	80-33	
88	89	1x2(4)	6,772	12*10	120	3529-10/provincias unidas	80-30	
88	90	1x2(4)	3,700	6*10+25	85		80-34	

**ANEXO 1.2.- DATOS DE POBLACION SEGÚN CENSO
DE 1990 Y PROYECCION**

POBLACION	CABECERA PARROQUIAL	RESTO	TOTAL	%RURAL	%URBANO
GUALEA	215	1,870	2,085	89.69	10.31
MINDO	936	772	1,708	45.20	54.80
NANEGAL	666	2,282	2,948	77.41	22.59
NANEGALITO	710	1,648	2,358	69.89	30.11
NONO	530	925	1,455	63.57	36.43
PACTO	681	3,722	4,403	84.53	15.47
P.V.M	1,780	5,901	7,681	76.83	23.17
LOS BANCOS	1,675	13,545	15,220	88.99	11.01
TOTAL	7,193	30,665	37,858	81.00	19.00

DATOS INEN CENSO DE 1990

AÑO	POBLACION	AÑO	POBLACION	AÑO	POBLACION
1990	37,858	2001	38,998	2012	40,172
1991	37,960	2002	39,103	2013	40,280
1992	38,063	2003	39,209	2014	40,389
1993	38,165	2004	39,314	2015	40,498
1994	38,269	2005	39,421	2016	40,607
1995	38,372	2006	39,527	2017	40,717
1996	38,475	2007	39,634	2018	40,827
1997	38,579	2008	39,741	2019	40,937
1998	38,684	2009	39,848	2020	41,048
1999	38,788	2010	39,956		
2000	38,893	2011	40,064		

PROYECCION DE LA POBLACIÓN

**ANEXO 2.1.- DATOS DEL PRIMARIO "D"
SUBESTACION 19**

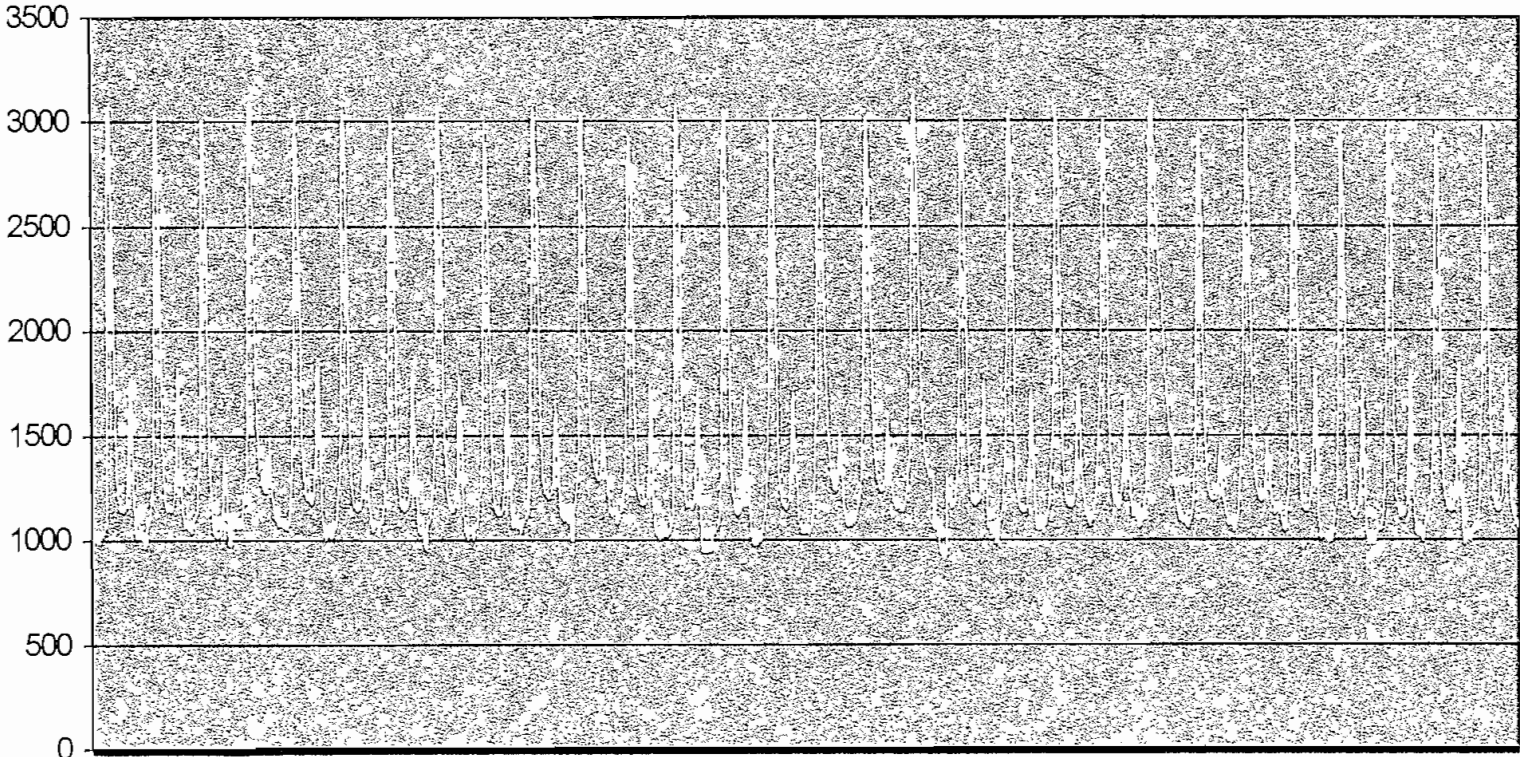
SECCIONES	CALIBRE	LONGITUD (km)	TOTAL kVA	LOCALIZACION
0	1	3x3/0(1/0)	3.9	122.5
1	2	3x2/0(1/0)	4.4	50
2	3	1x2(4)	1.7	85
3	4	1x2(4)	7.9	170
3	5	1x2(4)	7.2	240
5	5'	1x2(4)	3.0	95
2	6	3x2/0(1/0)	2.7	10
6	7	1x2(4)	1.1	45
6	8	3x2/0(1/0)	1.7	25
8	9	1*1/0(2)	4.7	130
8	10	3x2/0(1/0)	12.7	25
10	11	3x2/0(1/0)	7.0	225
11	12	2x4/0(2/0)	3.1	85
12	13	2x2(4)	5.5	50
13	14	1x2(4)	1.1	25
13	15	2x2(4)	2.3	120
15	16	1x2(4)	0.7	75
15	17	1x2(4)	6.0	85
17	18	1x2(4)	5.1	115
17	19	1x2(4)	14.5	325
11	20	3x2/0(1/0)	1.7	55
20	21	1x2(4)	4.8	145
21	22	1x2(4)	1.7	45
21	23	1x2(4)	1.5	60
20	24	3x2/0(1/0)	0.9	25
24	25	1x2(4)	0.6	50
25	26	1x2(4)	2.9	30
25	27	1x2(4)	4.9	60
24	28	3x2/0(1/0)	2.4	25
28	29	2x2(4)	3.9	30
28	30	3x2/0(1/0)	3.1	90
30	31	1x2(4)	0.4	10
31	32	1x2(4)	4.9	70
31	33	1x2(4)	2.8	70
31	34	1x2(4)	3.5	180
30	35	3x2/0(1/0)	3.2	55
35	36	1x2(4)	6.8	135
36	37	1x2(4)	1.1	15
36	38	1x2(4)	2.6	55
38	39	1x2(4)	1.1	25
38	40	1x2(4)	3.2	65
35	41	3x2/0(1/0)	1.3	10
41	42	1x2(4)	1.9	45
41	43	3x2/0(1/0)	1.1	5
43	44	1x2(4)	2.6	35
43	45	3x2/0(1/0)	3.6	90
45	46	1x2(4)	5.4	115
45	47	3x2/0(1/0)	0.9	172.5
47	48	2x1/0(2)	0.5	

**ANEXO 2.2.- GRAFICOS Y RESUMEN DE LAS
MEDICIONES REALIZADAS EN LA BARRA
DE LA SUBESTACION 19 PRIMARIO “D”**

	kWh	kVARh	kVARh	kW
High	784.00215	122.2956	0	3136.0086
Date	31/12/98	31/12/98	08/12/98	31/12/98
Time	19:30	19:30	15:00	19:30
Low	0	0	-128.84715	0
Date	08/12/98	08/12/98	18/12/98	08/12/98
Time	15:00	15:00	03:00	15:00
Average	357.38007	6.90964	-86.40889	1429.52027
Total Usage		1061418.8	20521.6385	-256634.405
Load Factor		0.45584	0.0565	0.67063

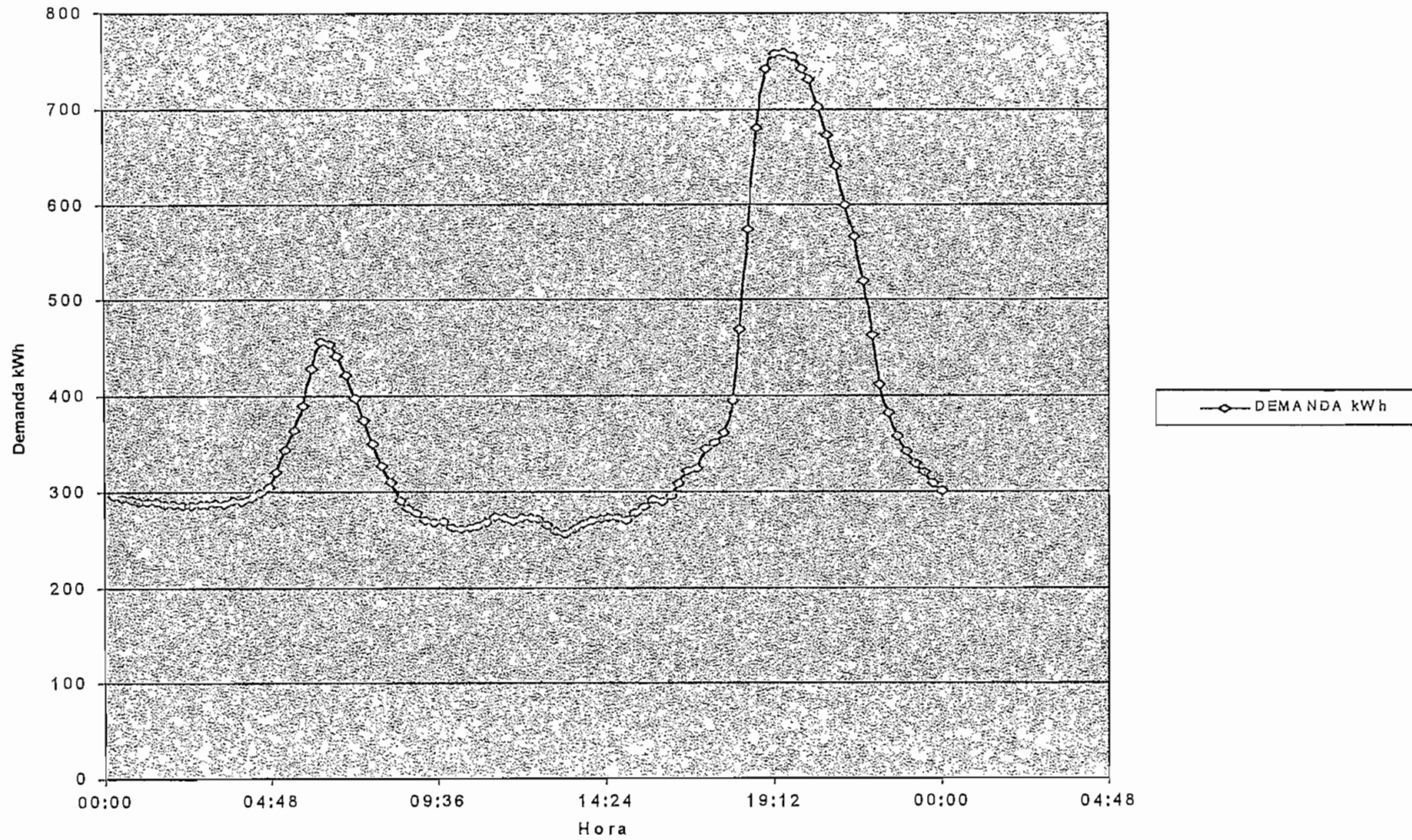
RESUMEN DE LAS MEDICIONES REALIZADAS EN LA BARRA DE LA SUBESTACION 19 PRIMARIO "D"

DEMANDA DE POTENCIA



02:45 18:45 10:45 02:45 18:45 10:45 02:45 18:45 10:45 02:45 18:45 10:45 02:45 18:45 10:45 02:45 18:45 10:45
11/12/98 12/12/98 14/12/98 16/12/98 17/12/98 19/12/98 21/12/98 22/12/98 24/12/98 26/12/98 27/12/98 29/12/98 31/12/98 01/01/99 03/01/99 05/01/99 06/01/99 08/01/99

CURVA DE DEMANDA DIARIA DE ENERGIA kWh



ANEXO 2.3.- DATOS HISTORICOS DEL PRIMARIO "D"
SUBESTACION 19

EMPRESA ELÉCTRICA QUITO
DIVISIÓN DE PLANIFICACIÓN
DEPARTAMENTO DE PLANIFICACIÓN SEP

DATOS ESTADÍSTICOS Y PROYECCIÓN DE LA DEMANDA
DEL PRIMARIO "D" A 13.2 KV SUBESTACION 19

LECTURA	A (Prom.)	KV	MVA	MVA (PICO)	HORA
28/11/90	170	14	4.1	4.3	19H30
20/11/91	180	14	4.4	4.7	19H00
24/11/92	143	14.5	3.6	3.9	19H30
24/11/93	161	13.6	3.8	4.0	19H00
23/11/94	199	13.2	4.5	4.8	19H00
22/11/95	188	13.2	4.3	4.5	20H00
12/11/96	183	13.2	4.2	4.2	19H30
19/11/97	163	13.2	3.7	3.9	19H30
31/12/98			3.1	4.3	19H30

ANEXO 2.4.- FLUJO DE POTENCIA DEMANDA 2MVA, 13.2 kV, CONFIGURACION ORIGINAL DEL PRIMARIO

03052 798 1330 13433 13566 13965 14098 14497 14763 14896
 PROJECT: PRIMARIO D 19 2MVA 13.2 kV 01/04/00 11:44:11
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER PRIMA19D
 Nominal Voltage = 13.20 KV Line to Line

PRIMA19D		LOAD IN SECTION							LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES			
SECTION NAME	LGTH KM	PHS CFG	COND	CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROP	ACCUM DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION
FEEDER TOTALS:																			
0-1	3.9	ABC	3/OAA	75	15	15	1	0.0	26.7	1934	377	82	0	2.1	2.1	102.4	32.3	36.8	0-1
1-2	4.4	ABC	3/OAA	50	10	10	1	0.0	26.5	1889	514	84	0	2.5	4.6	99.9	37.8	43.2	1-2
1-2	ABC CAPACITOR 375 KVAR (375 ADJUSTED)																		
2-3	1.7	A	2AA	0	0	0	0	0.0	8.7	85	85	16	0	0.5	5.1	99.4	0.5	0.3	2-3
3-4	7.9	A	2AA	170	35	35	7	0.0	3.6	18	18	3	0	0.5	5.6	98.9	0.1	0.0	3-4
3-5	7.2	A	2AA	240	49	49	9	0.0	5.1	25	25	5	0	0.6	5.7	98.8	0.2	0.1	3-5
2-6	2.7	ABC	3/OAA	10	2	2	0	0.0	26.1	1761	568	81	0	1.5	6.1	98.4	21.9	25.0	2-6
6-7	1.1	A	2AA	45	9	9	2	0.0	1.0	5	5	1	0	0.0	6.1	98.4	0.0	0.0	6-7
6-8	1.7	ABC	3/OAA	25	5	5	0	0.0	25.9	1726	530	80	0	0.9	7.0	97.5	13.4	15.3	6-8
8-9	4.7	A	1/OAA	130	27	27	5	0.0	2.2	13	13	3	0	0.2	7.2	97.3	0.0	0.0	8-9
8-10	12.7	ABC	3/OAA	25	5	5	0	0.0	25.4	1681	605	80	0	7.3	14.3	90.2	100.4	114.6	8-10
8-10	ABC CAPACITOR 300 KVAR (244 ADJUSTED)																		
10-11	7.0	ABC	3/OAA	225	46	46	3	0.0	15.2	665	659	45	0	2.6	16.9	87.6	17.7	20.3	10-11
11-12	3.1	AB	4/OAA	0	0	0	0	0.0	5.1	174	170	18	0	0.5	17.4	87.1	0.7	1.0	11-12
12-13	5.5	AB	2AA	50	10	10	1	0.0	10.1	169	164	18	0	1.7	19.1	85.4	3.6	1.8	12-13
13-15	2.3	A	2AA	120	25	25	5	0.0	18.5	142	139	31	0	1.4	20.5	84.0	2.6	1.3	13-15
15-17	6.0	A	2AA	85	17	17	4	0.0	13.6	103	102	23	0	2.7	23.2	81.3	3.6	1.8	15-17
17-19	14.5	A	2AA	325	67	67	15	0.0	8.5	34	34	8	0	2.2	25.3	79.2	1.0	0.5	17-19
17-18	5.1	A	2AA	115	24	24	5	0.0	3.0	12	12	3	0	0.3	23.4	81.1	0.0	0.0	17-18
15-16	0.7	A	2AA	75	15	15	3	0.0	1.9	8	8	2	0	0.0	20.5	84.0	0.0	0.0	15-16
13-14	1.1	A	2AA	25	5	5	1	0.0	0.6	3	3	1	0	0.0	19.1	85.4	0.0	0.0	13-14
11-20	1.7	ABC	3/OAA	55	11	11	1	0.0	10.2	444	440	31	0	0.4	17.3	87.2	2.1	2.4	11-20
11-20	ABC REG. 250 KVA REG AT LOAD 8.9 432 432 28 7.3 24.6 95.9 4.5 (SETTING 126.0)																		
20-21	4.8	A	2AA	145	30	30	6	0.0	5.5	37	37	7	0	0.7	9.3	95.2	0.3	0.1	20-21
21-23	1.5	A	2AA	60	12	12	2	0.0	1.3	6	6	1	0	0.0	9.3	95.2	0.0	0.0	21-23
21-22	1.7	A	2AA	45	9	9	2	0.0	1.0	5	5	1	0	0.0	9.3	95.2	0.0	0.0	21-22
20-24	0.9	ABC	3/OAA	25	5	5	0	0.0	7.9	378	378	24	0	0.2	8.8	95.7	0.6	0.7	20-24
24-25	0.6	A	2AA	50	10	10	2	0.0	3.1	24	24	5	0	0.1	8.9	95.6	0.0	0.0	24-25
25-26	2.9	A	2AA	30	6	6	1	0.0	0.7	3	3	1	0	0.0	8.9	95.6	0.0	0.0	25-26
25-27	4.9	A	2AA	60	12	12	2	0.0	1.3	6	6	1	0	0.1	9.0	95.5	0.0	0.0	25-27
24-28	2.4	ABC	2/OAA	25	5	5	0	0.0	8.3	344	344	22	0	0.5	9.3	95.2	1.8	1.7	24-28
28-30	3.1	ABC	2/OAA	90	18	18	1	0.0	8.0	324	324	21	0	0.6	9.9	94.6	2.1	2.0	28-30
30-35	3.2	ABC	2/OAA	55	11	11	1	0.0	5.9	239	239	16	0	0.5	10.4	94.1	1.2	1.1	30-35
35-41	1.3	ABC	2/OAA	10	2	2	0	0.0	4.2	170	170	11	0	0.1	10.5	94.0	0.3	0.2	35-41
41-43	1.1	ABC	2/OAA	5	1	1	0	0.0	3.9	159	159	10	0	0.1	10.6	93.9	0.2	0.2	41-43
43-45	3.6	ABC	2/OAA	90	18	18	1	0.0	3.7	142	142	9	0	0.3	10.9	93.6	0.5	0.5	43-45
45-47	0.9	ABC	2/OAA	173	35	35	2	0.0	2.7	91	91	6	0	0.0	11.0	93.5	0.0	0.0	45-47
47-48	0.5	AB	1/OAA	10	2	2	0	0.0	3.2	72	72	7	0	0.0	11.0	93.5	0.0	0.0	47-48
48-51	3.0	A	2AA	30	6	6	1	0.0	7.0	60	60	12	0	0.7	11.7	92.8	0.5	0.3	48-51
51-52	3.4	A	2AA	85	17	17	3	0.0	1.9	9	9	2	0	0.1	11.8	92.7	0.0	0.0	51-52
51-53	8.3	A	2AA	190	39	39	8	0.0	4.3	20	20	4	0	0.6	12.4	92.1	0.2	0.1	51-53
48-49	1.2	AB	1/OAA	10	2	2	0	0.0	0.4	7	7	1	0	0.0	11.0	93.5	0.0	0.0	48-49
49-50	3.1	A	2AA	30	6	6	1	0.0	0.7	3	3	1	0	0.0	11.0	93.5	0.0	0.0	49-50
45-46	5.4	A	2AA	115	24	24	5	0.0	2.6	12	12	2	0	0.3	11.2	93.3	0.0	0.0	45-46
43-44	2.6	A	2AA	35	7	7	1	0.0	0.8	4	4	1	0	0.0	10.6	93.9	0.0	0.0	43-44
41-42	1.9	A	2AA	45	9	9	2	0.0	1.0	5	5	1	0	0.0	10.5	94.0	0.0	0.0	41-42
35-36	6.8	A	2AA	135	28	28	5	0.0	6.7	47	47	9	0	1.3	11.6	92.9	0.7	0.4	35-36
36-38	2.6	A	2AA	55	11	11	2	0.0	3.3	24	24	5	0	0.2	11.9	92.6	0.1	0.0	36-38
38-40	3.2	A	2AA	65	13	13	3	0.0	1.5	7	7	1	0	0.1	12.0	92.5	0.0	0.0	38-40
38-39	1.1	A	2AA	25	5	5	1	0.0	0.6	3	3	1	0	0.0	11.9	92.6	0.0	0.0	38-39
36-37	1.1	A	2AA	15	3	3	1	0.0	0.3	2	2	0	0	0.0	11.6	92.9	0.0	0.0	36-37
30-31	0.4	A	2AA	10	2	2	0	0.0	7.4	67	67	13	0	0.1	10.0	94.5	0.1	0.0	30-31
31-34	3.5	A	2AA	180	37	37	7	0.0	4.0	18	19	4	0	0.3	10.3	94.2	0.1	0.0	31-34
31-32	4.9	A	2AA	70	14	14	3	0.0	1.6	7	7	1	0	0.1	10.1	94.4	0.0	0.0	31-32
31-33	2.8	A	2AA	70	14	14	3	0.0	1.6	7	7	1	0	0.1	10.1	94.4	0.0	0.0	31-33
28-29	3.9	AB	2AA	30	6	6	1	0.0	0.3	3	3	0	0	0.0	9.3	95.2	0.0	0.0	28-29
10-54	9.6	ABC	3/OAA	50	10	10	1	0.0	14.0	885	-77	43	0	2.0	16.3	88.2	21.9	25.0	10-54
54-58	4.9	ABC	3/OAA	50	10	10	1	0.0	13.8	852	1	42	0	1.1	17.4	87.1	10.7	12.3	54-58
54-58	ABC CAPACITOR 300 KVAR (227 ADJUSTED)																		
54-58	ABC REG. 250 KVA REG AT LOAD 12.2 832 98 38 7.3 24.7 95.8 4.5 (SETTING 126.0)																		
58-59	12.2	A	2AA	345	71	71	14	0.0	7.7	36	36	7	0	1.7	10.4	94.1	0.7	0.4	58-59
58-60	15.7	ABC	3/OAA	140	29	29	2	0.0	11.2	746	141	35	0	3.5	12.2	92.3	23.1	26.3	58-60
58-60	ABC CAPACITOR 300 KVAR (256 ADJUSTED)																		
60-61	0.8	ABC	3/OAA	338	69	69	5	0.0	11.4	674	194	33	0	0.2	12.4	92.1	1.1	1.2	60-61
61-66	9.4	ABC	3/OAA	475	97	97	7	0.0	9.7	569	87	27	0	1.6	14.0	90.5	8.6	9.8	61-66
66-67	12.6	A	2AA	210	43	43	9	0.0	4.9	22	22	4	0	1.1	15.1	89.4	0.3	0.1	66-67
66-68	8.4	ABC	3/OAA	360	74	74	5	0.0	7.3	431	69	21	0	1.1	15.1	89.4	4.6	5.2	66-68
66-68	ABC CAPACITOR 300 KVAR (240 ADJUSTED)																		
68-69	2.0	A	2AA	0	0	0	0	0.0	0.0	0	0	0	0	-0.0	15.1	89.4	0.0	0.0	68-69
68-70	2.5	ABC	4/OAA	45	9	9	1	0.0	5.7	385	262	23	0	0.4	15.5	89.0	1.3	1.8	68-70
68-70	ABC CAPACITOR 300 KVAR (238 ADJUSTED)																		
70-71	2.5	A	2AA	140	29	29	6	0.0	5.0	29	29	6	0	0.3	15.8	88.7	0.1	0.1	70-71
71-75	0.8																		

ANEXO 2.5 .-

**VERIFICACIÓN DE LOS
RESULTADOS OBTENIDOS CON LAS
ECUACIONES 2.1 Y 2.2**

Para verificación de estos resultados se ha procedido a correr flujos a 22.8 kV con demandas de 3.1 MVA y 2 MVA. El programa DPA converge a este voltaje en las condiciones del primario actual. Para esta comprobación, las caídas de voltaje escogidas son las de la sección 17-19. Los resultados se detallan a continuación:

Datos:

$$S_2 = 3.1 \text{ MVA}$$

$$S_1 = 2.0 \text{ MVA}$$

Resultados obtenidos con el DPA

$$P_2 = 266.9 \text{ kW}$$

$$P_1 = 129.0 \text{ kW}$$

$$\Delta V_2 = 12.72\%$$

$$\Delta V_1 = 8.99\%$$

Resultados obtenidos con las ecuaciones 2.1 y 2.2

$$\Delta V_2 = 13.93\%$$

$$P_2 = 309.9 \text{ kW}$$

Errores

$$E(\Delta V_2) = 8.7\%$$

$$E(P_2) = 13.8\%$$

Los errores obtenidos son bajos por lo que la aproximación obtenida es aceptable

**ANEXO 3.1.- FLUJO DE POTENCIA, S/E 19 PRIMARIO D
DEMANDA ACTUAL VOLTAJE 22.8 kV**

83976 798 1330 13300 13433 13832 13965 14364 14630 14763
 PROJECT: SUB 19 22.86 kV S/R S/C 07/29/00 13:44:10
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER SUB19
 Nominal Voltage = 22.8 KV line to Line

SUB19		LOAD IN SECTION							LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES			
SECTION NAME	LGTH KM	PHS CFG	COND	CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROP	PERCENT ACCUM	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME	
FEEDER TOTALS:																			
0-1	3.9	ABC	3/0 AA	123	37	7	1	0.0	25.3	2992	763	78	0	1.2	1.2	98.8	29.1	30.2	0-1
1-2	4.4	ABC	2/0 AA	50	15	3	0	0.0	28.7	2936	728	77	0	1.6	2.7	97.3	40.6	34.2	1-2
2-3	1.7	A	2 AA	85	26	5	2	0.0	7.9	166	31	13	0	0.3	3.0	97.0	0.3	0.2	2-3
3-5	7.2	A	2 AA	240	72	13	6	0.0	4.5	65	12	5	0	0.4	3.4	96.6	0.2	0.1	3-5
5-5'	3.0	A	2 AA	95	29	5	2	0.0	1.3	14	3	1	0	0.0	3.4	96.6	0.0	0.0	5-5'
3-4	7.9	A	2 AA	170	51	9	4	0.0	2.3	26	5	2	0	0.2	3.1	96.9	0.0	0.0	3-4
2-6	2.7	ABC	2/0 AA	10	3	1	0	0.0	26.8	2708	659	72	0	0.9	3.6	96.4	21.8	18.4	2-6
6-7	1.1	A	2 AA	45	14	3	1	0.0	0.6	7	1	1	0	0.0	3.6	96.4	0.0	0.0	6-7
6-8	1.7	ABC	2/0 AA	25	8	1	0	0.0	26.6	2667	637	72	0	0.6	4.2	95.8	13.5	11.4	6-8
8-9	4.7	A	1/0 AA	130	39	7	3	0.0	1.4	20	4	2	0	0.1	4.2	95.8	0.0	0.0	8-9
8-10	12.7	ABC	2/0 AA	25	8	1	0	0.0	26.2	2607	617	71	0	4.1	8.2	91.8	97.5	82.0	8-10
10-54	9.6	ABC	2/0 AA	50	15	3	0	0.0	15.9	1511	343	43	0	1.9	10.1	89.9	26.9	22.6	10-54
54-58	4.9	ABC	2/0 AA	50	15	3	0	0.0	15.4	1436	311	41	0	0.9	11.0	89.0	12.8	10.8	54-58
58-58'	7.0	ABC	2/0 AA	60	18	3	1	0.0	14.1	1302	278	38	0	1.2	12.2	87.8	15.4	12.9	58-58'
58'-60	8.6	ABC	2/0 AA	80	24	4	1	0.0	13.9	1266	261	37	0	1.4	13.6	86.4	18.2	15.3	58'-60
60-61	0.8	ABC	2/0 AA	338	102	19	3	0.0	13.6	1184	234	35	0	0.1	13.8	86.2	1.5	1.3	60-61
61-66	9.5	ABC	2/0 AA	475	143	26	4	0.0	10.4	868	174	26	0	1.1	14.9	85.1	9.8	8.2	61-66
66-68	8.4	ABC	2/0 AA	360	109	20	3	0.0	8.1	668	131	20	0	0.8	15.6	84.4	5.3	4.4	66-68
68-70	2.5	ABC	2/0 AA	45	14	3	0	0.0	6.7	590	113	18	0	0.2	15.8	84.2	1.2	1.0	68-70
70-77	0.5	ABC	2/0 AA	95	29	5	1	0.0	5.9	511	98	16	0	0.0	15.9	84.1	0.2	0.2	70-77
77-81	17.1	A	1/0 AA	470	142	26	13	0.0	12.3	236	47	22	0	2.9	18.7	81.3	6.1	4.2	77-81
81-82	1.5	A	2 AA	15	5	1	0	0.0	3.6	66	12	6	0	0.1	18.8	81.2	0.1	0.0	81-82
82-84	0.7	A	2 AA	25	8	1	1	0.0	2.5	45	8	4	0	0.0	18.9	81.1	0.0	0.0	82-84
84-86	7.8	A	2 AA	105	32	6	3	0.0	1.7	16	3	2	0	0.1	19.0	81.0	0.0	0.0	84-86
84-85	2.0	A	2 AA	30	9	2	1	0.0	0.5	5	1	0	0	0.0	18.9	81.1	0.0	0.0	84-85
82-83	4.0	A	2 AA	50	15	3	1	0.0	0.8	8	1	1	0	0.0	18.9	81.1	0.0	0.0	82-83
81-87	6.6	A	1/0 AA	70	21	4	2	0.0	3.8	81	15	8	0	0.4	19.1	80.9	0.3	0.2	81-87
87-88	5.4	A	2 AA	25	8	1	1	0.0	3.7	66	12	6	0	0.4	19.5	80.5	0.3	0.1	87-88
88-90	3.7	A	2 AA	85	26	5	2	0.0	1.4	13	2	1	0	0.1	19.6	80.4	0.0	0.0	88-90
88-89	6.8	A	2 AA	120	36	7	3	0.0	1.9	18	3	2	0	0.1	19.7	80.3	0.0	0.0	88-89
77-78	8.9	AB	2 AA	150	45	8	2	0.0	4.8	166	31	8	0	0.7	16.5	83.5	1.1	0.5	77-78
78-80	12.5	A	2 AA	180	54	10	5	0.0	2.8	27	5	3	0	0.4	16.9	83.1	0.1	0.0	78-80
78-79	24.9	A	2 AA	290	88	16	8	0.0	4.5	44	8	4	0	1.2	17.7	82.3	0.5	0.2	78-79
70-71	2.5	A	2 AA	140	42	8	4	0.0	2.9	36	7	3	0	0.1	15.9	84.1	0.0	0.0	70-71
71-72	0.4	A	2 AA	25	8	1	1	0.0	0.8	11	2	1	0	0.0	15.9	84.1	0.0	0.0	71-72
72-74	9.5	A	2 AA	15	5	1	0	0.0	0.2	2	0	0	0	0.0	16.0	84.0	0.0	0.0	72-74
72-73	2.4	A	2 AA	10	3	1	0	0.0	0.2	2	0	0	0	0.0	15.9	84.1	0.0	0.0	72-73
68-69	2.0	A	2 AA	38	11	2	1	0.0	0.6	6	1	1	0	0.0	15.6	84.4	0.0	0.0	68-69
66-67	12.6	A	2 AA	210	63	12	6	0.0	3.2	32	6	3	0	0.4	15.3	84.7	0.1	0.1	66-67
61-62	2.0	A	2 AA	85	26	5	2	0.0	9.6	180	34	16	0	0.4	14.2	85.8	0.6	0.3	61-62
62-64	23.1	A	1/0 AA	498	150	28	13	0.0	6.3	85	16	8	0	1.3	15.5	84.5	1.0	0.7	62-64
64-65	3.3	A	2 AA	30	9	2	1	0.0	0.5	5	1	0	0	0.0	15.5	84.5	0.0	0.0	64-65
62-63	1.2	A	2 AA	20	6	1	1	0.0	0.3	3	1	0	0	0.0	14.2	85.8	0.0	0.0	62-63
58-59	12.2	A	2 AA	345	104	19	9	0.0	5.0	52	10	5	0	0.6	11.7	88.3	0.3	0.1	58-59
54-55	3.7	A	2 AA	10	3	1	0	0.0	1.6	32	6	3	0	0.1	10.2	89.8	0.0	0.0	54-55
55-57	2.3	A	2 AA	55	17	3	1	0.0	0.8	8	2	1	0	0.0	10.2	89.8	0.0	0.0	55-57
55-56	1.7	A	2 AA	45	14	3	1	0.0	0.6	7	1	1	0	0.0	10.2	89.8	0.0	0.0	55-56
10-11	7.0	ABC	2/0 AA	225	68	13	2	0.0	10.2	953	184	27	0	0.8	9.1	90.9	7.7	6.5	10-11
11-20	1.7	ABC	2/0 AA	55	17	3	0	0.0	6.7	634	119	18	0	0.1	9.2	90.8	0.8	0.7	11-20
20-24	0.9	ABC	2/0 AA	25	8	1	0	0.0	6.0	564	106	16	0	0.1	9.3	90.7	0.4	0.3	20-24
24-28	2.4	ABC	2/0 AA	25	8	1	0	0.0	5.4	514	96	15	0	0.2	9.4	90.6	0.8	0.7	24-28
28-30	3.1	ABC	2/0 AA	90	27	5	1	0.0	5.3	486	91	14	0	0.2	9.6	90.4	0.9	0.8	28-30
30-35	3.2	ABC	2/0 AA	55	17	3	0	0.0	3.9	364	68	10	0	0.1	9.8	90.2	0.5	0.4	30-35
35-36	6.8	A	2 AA	135	41	8	3	0.0	4.2	69	13	6	0	0.5	10.2	89.8	0.3	0.1	35-36
36-38	2.6	A	2 AA	55	17	3	1	0.0	2.1	36	7	3	0	0.1	10.3	89.7	0.0	0.0	36-38
38-40	3.2	A	2 AA	65	20	4	2	0.0	0.9	10	2	1	0	0.0	10.4	89.6	0.0	0.0	38-40
38-39	1.1	A	2 AA	25	8	1	1	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	10.3	89.7	0.0	0.0	38-39
36-37	1.1	A	2 AA	15	5	1	0	0.0	0.2	2	0	0	0	0.0	10.2	89.8	0.0	0.0	36-37
35-41	1.3	ABC	2/0 AA	10	3	1	0	0.0	2.8	264	49	8	0	0.0	9.8	90.2	0.1	0.1	35-41
41-43	1.1	ABC	2/0 AA	5	2	0	0	0.0	2.6	248	46	7	0	0.0	9.9	90.1	0.1	0.1	41-43
43-45	3.6	ABC	2/0 AA	90	27	5	1	0.0	2.5	223	41	6	0	0.1	10.0	90.0	0.2	0.2	43-45
45-47	0.9	ABC	2/0 AA	173	52	10	1	0.0	1.8	149	27	4	0	0.0	10.0	90.0	0.0	0.0	45-47
47-53	2.5	A	2 AA	50	15	3	1	0.0	0.7	8	1	1	0	0.0	10.0	90.0	0.0	0.0	47-53
47-48	0.5	AB	1/0 AA	10	3	1	0	0.0	2.0	106	20	5	0	0.0	10.0	90.0	0.0	0.0	47-48
48-51	3.0	A	2 AA	30	9	2	1	0.0	4.4	88	16	8	0	0.3	10.3	89.7	0.2	0.1	48-51
51-53	8.3	A	2 AA	190	57	11	5	0.0	2.7	29	5	2	0	0.2	10.5	89.5	0.1	0.0	51-53
51-52	3.4	A	2 AA	85	26	5	2	0.0	1.2	13	2								

**ANEXO 4.1- DEMANDA PROYECTADA SEGÚN EL
DEPARTAMENTO DE PLANIFICACION DE LA
EEQSA**

TASA DE CRECIMIENTO	AÑO	DEMANDA PROYECTADA (MVA)	TASA DE CRECIMIENTO	AÑO	DEMANDA PROYECTADA (MVA)
3.50%	1998	4.01		2024	13.23
	1999	4.49		2025	13.96
	2000	4.65	6.00%	2026	14.79
	2001	4.81		2027	15.68
	2002	4.98		2028	16.62
	2003	5.15		2029	17.62
	2004	5.33		2030	18.68
	2005	5.52	6.50%	2031	19.89
4.00%	2006	5.74		2032	21.18
	2007	5.97		2033	22.56
	2008	6.21		2034	24.03
	2009	6.46		2035	25.59
	2010	6.71		2036	27.25
4.50%	2011	7.02		2037	29.02
	2012	7.33		2038	30.91
	2013	7.66		2039	32.92
	2014	8.01		2040	35.06
	2015	8.37		2041	37.34
5.00%	2016	8.79		2042	39.76
	2017	9.22		2043	42.35
	2018	9.69		2044	45.10
	2019	10.17		2045	48.03
	2020	10.68		2046	51.16
5.50%	2021	11.27		2047	54.48
	2022	11.89		2048	58.02
	2023	12.54		2049	61.79
				2050	65.81

**ANEXO 4.2- CALCULO DE LA TASA DE
CRECIMIENTO**

$$kWh_{proyectado} = kWh_{actual}(1+t)^n$$

HABITANTES 1990	37858	
HABITANTES POR FAMILIA	5.3	
# DE FAMILIAS	7,143	
CONSUMO PROMEDIO DE kWh/mes/abonado	100	ESTIMADO
CONSUMO TOTAL DE kWh/mes	714,302 kWhactual	
ENERGIA TOTAL MEDIDA kWh EN 1998	1,061,419 kWhproyectada	
n	8 años	
t	5.07%	

ANEXO 5.1.-

**FLUJO DE POTENCIA, SECCIONES
ELIMINADAS A 13.2 Y 22.8 kV, DEMANDA
PROYECTADA A 15 AÑOS**

02944 798 1330 2793 2926 3325 3458 3857 4123 4256
 PROJECT: S/E 19 TO TAND 13.2 D 15 AÑOS 08/06/00 19:57:24
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER MONO
 Nominal Voltage = 13.20 KV Line to Line

NONO		LOAD IN SECTION							LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT		LOSSES			
SECTION NAME	LGTH PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP LEVEL	KW	KVAR		
FEEDER TOTALS:						(feeder pf = 0.97)		823	217	36	0		104.5	26.8	17.4			
0-1	3.8 ABC	2/0 AA	123	98	25	4	0.0	13.2	774	205	34	0	1.0	1.0	103.5	6.6	5.6	0-1
1-2	4.4 ABC	2/0 AA	50	40	10	2	0.0	11.6	699	182	31	0	1.1	2.1	102.4	6.3	5.4	1-2
2-6	2.7 ABC	2/0 AA	10	8	2	0	0.0	3.1	184	46	8	0	0.2	2.3	102.2	0.3	0.2	2-6
6-8	1.7 ABC	2/0 AA	25	20	5	1	0.0	2.4	134	34	6	0	0.1	2.3	102.2	0.1	0.1	6-8
8-10	12.7 ABC	2/0 AA	25	20	5	1	0.0	0.3	10	3	0	0	0.0	2.4	102.1	0.0	0.0	8-10
8-9	4.6 ABC	1/0 AA	130	104	26	5	0.0	2.0	52	13	2	0	0.1	2.5	102.0	0.0	0.0	8-9
6-7	1.1 A	2 AA	45	36	9	5	0.0	2.6	18	5	2	0	0.1	2.3	102.2	0.0	0.0	6-7
2-3	1.7 A	2 AA	85	68	17	9	0.0	35.6	451	116	60	0	2.1	4.2	100.3	7.5	3.4	2-3
3-5	7.2 A	2 AA	240	192	48	26	0.0	20.5	177	45	24	0	3.5	7.8	96.7	5.0	2.2	3-5
5-5'	3.0 A	2 AA	95	76	19	11	0.0	5.9	38	10	5	0	0.3	8.1	96.4	0.1	0.0	5-5'
3-4	7.9 A	2 AA	170	136	34	18	0.0	10.2	69	17	9	0	1.5	5.7	98.8	0.8	0.4	3-4

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
5-5'	8.08	96.42	2-3	35.61	31.94	26.80	17.37

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES			
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR	
851.5	823.4	217.0	0.97	31.9	26.8	17.4	

END 32

03800 798 1330 2793 2926 3325 3458 3857 4123 4256
 PROJECT: S/E 19 TO TAMD 22.8 D 15 AÑOS 08/06/00 20:07:23
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER MONO
 Nominal Voltage = 22.86 KV Line to Line

MONO		LOAD IN SECTION								LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES		
SECTION NAME	LGTH KM	PHS CFG	COND	CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROP	PERCENT DROP	LEVEL	KW	KVAR	
FEEDER TOTALS:									(feeder pf = 0.97)	814	208	21	0		100.0		9.3	6.1	
0-1	3.8	ABC	2/0 AA	123	99	25	3	0.0	7.9	764	195	20	0	0.3	0.3	99.7	2.3	2.0	0-1
1-2	4.4	ABC	2/0 AA	50	40	10	1	0.0	6.9	692	176	18	0	0.4	0.7	99.3	2.2	1.9	1-2
2-6	2.7	ABC	2/0 AA	10	8	2	0	0.0	1.8	186	47	5	0	0.1	0.8	99.2	0.1	0.1	2-6
6-8	1.7	ABC	2/0 AA	25	20	5	1	0.0	1.4	135	34	4	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	6-8
8-10	12.7	ABC	2/0 AA	25	20	5	1	0.0	0.2	10	3	0	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	8-10
8-9	4.6	ABC	1/0 AA	130	105	26	3	0.0	1.2	52	13	1	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	8-9
6-7	1.1	A	2 AA	45	36	9	3	0.0	1.6	18	5	1	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	6-7
2-3	1.7	A	2 AA	85	69	17	5	0.0	21.0	446	113	35	0	0.7	1.4	98.6	2.6	1.2	2-3
3-5	7.2	A	2 AA	240	193	48	15	0.0	12.0	175	44	14	0	1.2	2.6	97.4	1.7	0.7	3-5
5-5'	3.0	A	2 AA	95	77	19	6	0.0	3.4	38	10	3	0	0.1	2.7	97.3	0.0	0.0	5-5'
3-4	7.9	A	2 AA	170	137	34	11	0.0	6.0	69	17	5	0	0.5	2.0	98.0	0.3	0.1	3-4

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
5-5'	2.73	97.27	2-3	21.00	11.10	9.30	6.06

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES			
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR	
839.6	813.5	207.6	0.97	11.1	9.3	6.1	

@END 32

ANEXO 5.2.- UBICACIÓN DEL BARICENTRO DE CARGA

DESIGNACION	CALIBRE	LONGITUD (km)	TOTAL kVA	kVA acumulado	kVA-km	
10	11	3x2/0(1/0)	7.0	225	3,243	22,759
11	12	2x4/0(2/0)	3.1	85	880	2,768
12	13	2x2(4)	5.5	50	795	4,357
13	14	1x2(4)	1.1	25	25	26
13	15	2x2(4)	2.3	120	720	1,667
15	16	1x2(4)	0.7	75	75	56
15	17	1x2(4)	6.0	85	525	3,125
17	18	1x2(4)	5.1	115	115	586
17	19	1x2(4)	14.5	325	325	4,702
11	20	3x2/0(1/0)	1.7	55	2,138	3,698
20	21	1x2(4)	4.8	145	250	1,188
21	22	1x2(4)	1.7	45	45	75
21	23	1x2(4)	1.5	60	60	92
20	24	3x2/0(1/0)	0.9	25	1,833	1,594
24	25	1x2(4)	0.6	50	140	88
25	26	1x2(4)	2.9	30	30	88
25	27	1x2(4)	4.9	60	60	296
24	28	3x2/0(1/0)	2.4	25	1,668	4,007
28	29	2x2(4)	3.9	30	30	117
28	30	3x2/0(1/0)	3.1	90	1,613	5,025
30	31	1x2(4)	0.4	10	330	125
31	32	1x2(4)	4.9	70	70	342
31	33	1x2(4)	2.8	70	70	194
31	34	1x2(4)	3.5	180	180	623
30	35	3x2/0(1/0)	3.2	55	1,193	3,784
35	36	1x2(4)	6.8	135	295	2,004
36	37	1x2(4)	1.1	15	15	17
36	38	1x2(4)	2.6	55	145	375
38	39	1x2(4)	1.1	25	25	27
38	40	1x2(4)	3.2	65	65	206
35	41	3x2/0(1/0)	1.3	10	843	1,115
41	42	1x2(4)	1.9	45	45	85
41	43	3x2/0(1/0)	1.1	5	788	890
43	44	1x2(4)	2.6	35	35	92
43	45	3x2/0(1/0)	3.6	90	748	2,701
45	46	1x2(4)	5.4	115	115	625
45	47	3x2/0(1/0)	0.9	73	543	462
47	53'	1x2(4)	3.7	125	125	457
47	48	2x1/0(2)	0.5		345	175
48	49	2x1/0(2)	1.2	10	40	49
49	50	1x2(4)	3.1	30	30	92
48	51	1x2(4)	3.0	30	305	900
51	52	1x2(4)	3.4	85	85	291
51	53	1x2(4)	8.3	190	190	1,575
10	54	3x2/0(1/0)	9.6	50	3,293	31,730
54	55	1x2(4)	3.7	10	110	411
55	56	1x2(4)	1.7	45	45	78
55	57	1x2(4)	2.3	55	55	129
54	58	3x2/0(1/0)	4.9	50	3,453	16,959

58	59	1x2(4)	12.2	345	345	4,197
58	58'	3x2/0(1/0)	8.6	60	3,858	33,175
TOTALES				3,858 kVA		
DESIGNACION	CALIBRE	LONGITUD (km)	TOTAL kVA	kVA acumulado	kva-km	
58'	60	3x2/0(1/0)	7.0	80	4,078	28,543
60	61	3x2/0(1/0)	0.8	338	3,998	3,178
61	62	1x2(4)	2.0	85	633	1,291
62	63	1x2(4)	1.2	20	20	25
62	64	1x1/0(2)	23.1	498	528	12,201
64	65	1x2(4)	3.3	30	30	100
61	66	3x3/0(1/0)	9.5	475	3,028	28,610
66	67	1x2(4)	12.6	210	210	2,641
66	68	3x3/0(1/0)	8.4	360	2,343	19,625
68	69	1x2(4)	2.0	38	38	75
68	70	3x3/0(1/0)	2.5	45	1,945	4,882
70	71	1x2(4)	2.5	140	190	476
71	72	1x2(4)	0.4	25	50	19
72	73	1x2(4)	2.4	10	10	24
72	74	1x2(4)	9.5	15	15	142
71	75	1x2(4)	0.8		0	0
75	76	1x2(4)	1.0		0	0
70	77	3x3/0(1/0)	0.5	95	1,710	841
77	78	2x2(4)	8.9	150	620	5,511
78	79	1x2(4)	24.9	290	290	7,219
78	80	1x2(4)	12.5	180	180	2,242
77	81	1x1/0(2)	17.1	470	995	17,000
81	82	1x2(4)	1.5	15	225	342
82	83	1x2(4)	4.0	50	50	202
82	84	1x2(4)	0.7	25	160	118
84	85	1x2(4)	2.0	30	30	59
84	86	1x2(4)	7.8	105	105	821
81	87	1x1/0(2)	6.6	70	300	1,988
87	88	1x2(4)	5.4	25	230	1,241
88	89	1x2(4)	6.8	120	120	813
88	90	1x2(4)	3.7	85	85	315
TOTALES				4,078 kVA		

ANEXO 5.3.-

**FLUJO DE POTENCIA, S/E SALOYA, 2
PRIMARIOS DEMANDA ACTUAL VOLTAJE
13.2 kV**

@3556 798 1330 12103 12236 12635 12768 13167 13433 13566
 PROJECT: S/E SALOYA 13.2 KV 2P SR SC 07/30/00 11:17:42
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER SALOYA
 Nominal Voltage = 13.20 KV Line to Line

SALOYA				LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES				
SECTION NAME	LGTH	PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	
SECTION NAME	KM	CFG	COND																
FEEDER TOTALS:																			
									(feeder pf = 0.97)	2722	690	118	0	0.0	0.0	104.5	264.9	212.3	
0-58'	0.0	ABC	4/0 AA	0	0	0	0	0.0	32.6	2722	690	118	0	0.0	0.0	104.5	0.1	0.2	0-58'
58'-58	8.6	ABC	2/0 AA	60	19	4	1	0.0	21.6	1339	355	58	0	4.0	4.0	100.5	44.7	37.6	58'-58
58-59	12.2	A	2 AA	345	107	21	14	0.0	7.9	54	11	7	0	1.7	5.7	98.8	0.7	0.3	58-59
58-54	4.9	ABC	2/0 AA	50	15	3	1	0.0	19.6	1170	293	52	0	2.0	6.0	98.5	20.8	17.5	58-54
54-55	3.7	A	2 AA	10	3	1	0	0.0	2.6	33	6	4	0	0.3	6.4	98.1	0.1	0.0	54-55
55-56	1.7	A	2 AA	45	14	3	2	0.0	1.1	7	1	1	0	0.0	6.4	98.1	0.0	0.0	55-56
55-57	2.3	A	2 AA	55	17	3	2	0.0	1.3	9	2	1	0	0.1	6.4	98.1	0.0	0.0	55-57
54-10	9.6	ABC	2/0 AA	50	15	3	1	0.0	18.7	1099	266	50	0	3.8	9.8	94.7	37.4	31.4	54-10
10-11	7.0	ABC	2/0 AA	225	70	14	3	0.0	18.5	1019	226	48	0	2.6	12.5	92.0	25.1	21.1	10-11
11-12	3.1	ABC	4/0 AA	85	26	5	1	0.0	3.8	270	56	13	0	0.2	12.7	91.8	0.5	0.7	11-12
12-13	5.5	AB	2 AA	50	15	3	1	0.0	10.4	248	51	18	0	1.7	14.5	90.0	3.8	1.8	12-13
13-14	1.1	A	2 AA	25	8	2	1	0.0	0.6	4	1	1	0	0.0	14.5	90.0	0.0	0.0	13-14
13-15	2.3	AB	2 AA	120	37	7	3	0.0	9.4	210	42	16	0	0.6	15.1	89.4	1.2	0.6	13-15
15-17	6.0	A	2 AA	85	26	5	4	0.0	13.9	154	31	23	0	2.7	17.8	86.7	3.8	1.7	15-17
17-19	14.5	A	2 AA	325	101	20	16	0.0	8.7	51	10	8	0	2.2	20.0	84.5	1.0	0.5	17-19
17-18	5.1	A	2 AA	115	36	7	5	0.0	3.1	18	3	3	0	0.3	18.1	86.4	0.0	0.0	17-18
15-16	0.7	A	2 AA	75	23	5	3	0.0	1.9	12	2	2	0	0.0	15.1	89.4	0.0	0.0	15-16
11-20	1.7	ABC	2/0 AA	55	17	3	1	0.0	12.2	668	138	32	0	0.4	12.9	91.6	2.8	2.4	11-20
20-24	0.9	ABC	2/0 AA	25	8	2	0	0.0	10.5	576	119	28	0	0.2	13.1	91.4	1.1	0.9	20-24
24-28	2.4	ABC	2/0 AA	25	8	2	0	0.0	9.5	523	108	26	0	0.5	13.6	90.9	2.4	2.1	24-28
28-30	3.1	ABC	2/0 AA	90	28	5	1	0.0	9.2	494	100	24	0	0.6	14.2	90.3	2.8	2.4	28-30
30-35	3.2	ABC	2/0 AA	55	17	3	1	0.0	6.9	366	74	18	0	0.4	14.6	89.9	1.6	1.4	30-35
35-36	6.8	A	2 AA	135	42	8	6	0.0	7.6	71	14	11	0	1.5	16.1	88.4	0.9	0.4	35-36
36-38	2.6	A	2 AA	55	17	3	3	0.0	3.8	36	7	6	0	0.3	16.4	88.1	0.1	0.0	36-38
38-40	3.2	A	2 AA	65	20	4	3	0.0	1.7	10	2	2	0	0.1	16.5	88.0	0.0	0.0	38-40
38-39	1.1	A	2 AA	25	8	2	1	0.0	0.7	4	1	1	0	0.0	16.4	88.1	0.0	0.0	38-39
36-37	1.1	A	2 AA	15	5	1	1	0.0	0.4	2	0	0	0	0.0	16.1	88.4	0.0	0.0	36-37
35-41	1.3	ABC	2/0 AA	10	3	1	0	0.0	4.8	262	52	13	0	0.1	14.8	89.7	0.3	0.3	35-41
41-43	1.1	ABC	2/0 AA	5	2	0	0	0.0	4.5	246	49	12	0	0.1	14.9	89.6	0.3	0.2	41-43
43-45	3.6	ABC	2/0 AA	90	28	5	1	0.0	4.3	220	43	11	0	0.3	15.2	89.3	0.7	0.6	43-45
45-47	0.9	ABC	2/0 AA	75	23	5	1	0.0	3.1	158	31	8	0	0.1	15.2	89.3	0.1	0.1	45-47
47-53'	3.7	A	2 AA	125	39	8	6	0.0	3.2	19	4	3	0	0.2	15.4	89.1	0.0	0.0	47-53'
47-48	0.5	AB	1/0 AA	0	0	0	0	0.0	3.5	108	21	8	0	0.0	15.3	89.2	0.0	0.0	47-48
48-51	3.0	A	2 AA	30	9	2	1	0.0	7.9	91	18	14	0	0.8	16.1	88.4	0.7	0.3	48-51
51-53	8.3	A	2 AA	190	59	11	9	0.0	5.0	30	6	4	0	0.7	16.9	87.6	0.2	0.1	51-53
51-52	3.4	A	2 AA	85	26	5	4	0.0	2.2	13	3	2	0	0.1	16.2	88.3	0.0	0.0	51-52
48-49	1.2	AB	1/0 AA	10	3	1	0	0.0	0.4	11	2	1	0	0.0	15.3	89.2	0.0	0.0	48-49
49-50	3.1	A	2 AA	30	9	2	1	0.0	0.8	5	1	1	0	0.0	15.3	89.2	0.0	0.0	49-50
45-46	5.4	A	2 AA	115	36	7	5	0.0	3.0	18	3	3	0	0.3	15.5	89.0	0.0	0.0	45-46
43-44	2.6	A	2 AA	35	11	2	2	0.0	0.9	5	1	1	0	0.0	14.9	89.6	0.0	0.0	43-44
41-42	1.9	A	2 AA	45	14	3	2	0.0	1.2	7	1	1	0	0.0	14.8	89.7	0.0	0.0	41-42
30-31	0.4	A	2 AA	10	3	1	0	0.0	8.4	101	20	15	0	0.1	14.3	90.2	0.1	0.0	30-31
31-34	3.5	A	2 AA	180	56	11	8	0.0	4.6	28	5	4	0	0.3	14.6	89.9	0.1	0.0	31-34
31-33	2.8	A	2 AA	70	22	4	3	0.0	1.8	11	2	2	0	0.1	14.4	90.1	0.0	0.0	31-33
31-32	4.9	A	2 AA	70	22	4	3	0.0	1.8	11	2	2	0	0.2	14.5	90.0	0.0	0.0	31-32
28-29	3.9	AB	2 AA	30	9	2	1	0.0	0.4	5	1	0	0	0.0	13.6	90.9	0.0	0.0	28-29
24-25	0.6	A	2 AA	50	15	3	2	0.0	3.5	36	7	5	0	0.1	13.2	91.3	0.0	0.0	24-25
25-27	4.9	A	2 AA	60	19	4	3	0.0	1.5	9	2	1	0	0.1	13.3	91.2	0.0	0.0	25-27
25-26	2.9	A	2 AA	30	9	2	1	0.0	0.8	5	1	1	0	0.0	13.2	91.3	0.0	0.0	25-26
20-21	4.8	A	2 AA	145	45	9	7	0.0	6.3	55	11	8	0	0.8	13.7	90.8	0.4	0.2	20-21
21-22	1.7	A	2 AA	45	14	3	2	0.0	1.1	7	1	1	0	0.0	13.7	90.8	0.0	0.0	21-22
21-23	1.5	A	2 AA	60	19	4	3	0.0	1.5	9	2	1	0	0.0	13.8	90.7	0.0	0.0	21-23
58'60	7.0	ABC	2/0 AA	80	25	5	1	0.0	21.9	1361	330	59	0	3.2	3.3	101.2	37.2	31.3	58'60
60-61	0.8	ABC	2/0 AA	338	105	20	5	0.0	21.5	1259	286	56	0	0.4	3.6	100.9	3.8	3.2	60-61
61-66	9.5	ABC	2/0 AA	475	147	29	6	0.0	16.5	930	218	41	0	3.1	6.7	97.8	25.1	21.2	61-66
66-68	8.4	ABC	2/0 AA	360	111	22	5	0.0	13.0	710	159	33	0	2.1	8.8	95.7	13.7	11.6	66-68
68-70	2.5	ABC	2/0 AA	45	14	3	1	0.0	10.9	622	133	29	0	0.6	9.4	95.1	3.3	2.7	68-70
70-77	0.5	ABC	2/0 AA	95	29	6	1	0.0	9.6	538	115	25	0	0.1	9.5	95.0	0.5	0.4	70-77
77-81	17.1	A	1/0 AA	470	145	28	20	0.0	20.1	254	58	36	0	8.3	17.8	86.7	17.0	11.6	77-81
81-87	6.6	A	1/0 AA	70	22	4	3	0.0	6.3	84	17	13	0	1.1	18.9	85.6	0.8	0.6	81-87
87-88	5.4	A	2 AA	25	8	2	1	0.0	6.2	68	13	11	0	1.1	20.0	84.5	0.7	0.3	87-88
88-90	3.7	A	2 AA	85	26	5	4	0.0	2.3	13	3	2	0	0.2	20.2	84.3	0.0	0.0	88-90
88-89	6.8	A	2 AA	120	37	7	6	0.0	3.3	19	4	3	0	0.4	20.4	84.1	0.1	0.0	88-89
82-84	0.7	A	2 AA	25	8	2	1	0.0	4.2	46	9	7	0	0.1	17.9	86.6	0.0	0.0	82-84
84-86	7.8	A	2 AA	105	32	6	5	0.0	2.8	16	3								

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
88-89	20.44	84.06	0-58'	32.64	339.46	264.89	212.29

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
2807.6	2721.6	689.7	0.97	:	339.5	264.9	212.3

@END 102

ANEXO 5.4.-

**FLUJO DE POTENCIA, S/E SALOYA, 2
PRIMARIOS DEMANDA ACTUAL VOLTAJE
22.8 kV**

@1204 798 1330 12103 12236 12635 12768 13167 13433 13566
 PROJECT: SALOYA 22.8 KV 2P SN DA 07/30/00 11:10:53
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER SALOYA
 Nominal Voltage = 22.86 KV Line to Line

SALOYA				---- LOAD IN SECTION ----				---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --			
SECTION NAME	LGTH KM	PHS CFG	COND	CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROP	ACCUM DROP	LEVEL	KW	KVAR
FEEDER TOTALS:									(feeder pf = 0.97)	2729	736	71	0	0.0	0.0	100.0	95.0	76.2
0-58'	0.0	ABC	4/0 AA	0	0	0	0.0	0	19.8	2729	736	71	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.1
58'-58	8.6	ABC	2/0 AA	60	20	5	1 0.0	0	12.9	1325	363	35	0	1.4	1.4	98.6	16.0	13.5
58-59	12.2	A	2 AA	345	114	29	9 0.0	0	5.1	58	14	5	0	0.6	2.0	98.0	0.3	0.1
58-54	4.9	ABC	2/0 AA	50	17	4	0 0.0	0	11.6	1176	316	31	0	0.7	2.1	97.9	7.4	6.2
54-55	3.7	A	2 AA	10	3	1	0 0.0	0	1.6	35	9	3	0	0.1	2.2	97.8	0.0	0.0
55-56	1.7	A	2 AA	45	15	4	1 0.0	0	0.7	7	2	1	0	0.0	2.2	97.8	0.0	0.0
55-57	2.3	A	2 AA	55	18	5	1 0.0	0	0.8	9	2	1	0	0.0	2.2	97.8	0.0	0.0
54-10	9.6	ABC	2/0 AA	50	17	4	0 0.0	0	11.1	1116	296	30	0	1.3	3.4	96.6	13.2	11.1
10-11	7.0	ABC	2/0 AA	225	75	19	2 0.0	0	10.9	1057	274	29	0	0.9	4.3	95.7	8.8	7.4
11-12	3.1	ABC	4/0 AA	85	28	7	1 0.0	0	2.2	281	71	8	0	0.1	4.4	95.6	0.2	0.2
12-13	5.5	AB	2 AA	50	17	4	1 0.0	0	6.1	259	66	11	0	0.6	5.0	95.0	1.3	0.6
13-14	1.1	A	2 AA	25	8	2	1 0.0	0	0.4	4	1	0	0	0.0	5.0	95.0	0.0	0.0
13-15	2.3	AB	2 AA	120	40	10	2 0.0	0	5.5	221	56	9	0	0.2	5.2	94.8	0.4	0.2
15-17	6.0	A	2 AA	85	28	7	2 0.0	0	8.1	162	41	13	0	0.9	6.1	93.9	1.3	0.6
17-19	14.5	A	2 AA	325	108	27	9 0.0	0	5.0	54	14	5	0	0.7	6.9	93.1	0.3	0.2
17-18	5.1	A	2 AA	115	38	10	3 0.0	1.8	1.9	5	2	0	0	0.1	6.2	93.8	0.0	0.0
15-16	0.7	A	2 AA	75	25	6	2 0.0	0	1.1	12	3	1	0	0.0	5.2	94.8	0.0	0.0
11-20	1.7	ABC	2/0 AA	55	18	5	0 0.0	0	7.2	706	180	19	0	0.2	4.5	95.5	1.0	0.8
20-24	0.9	ABC	2/0 AA	25	8	2	0 0.0	0	6.2	609	155	17	0	0.1	4.6	95.4	0.4	0.3
24-28	2.4	ABC	2/0 AA	25	8	2	0 0.0	0	5.6	554	141	15	0	0.2	4.7	95.3	0.8	0.7
28-30	3.1	ABC	2/0 AA	90	30	7	1 0.0	0	5.5	524	133	14	0	0.2	4.9	95.1	1.0	0.8
30-35	3.2	ABC	2/0 AA	55	18	5	0 0.0	0	4.0	389	98	11	0	0.2	5.1	94.9	0.6	0.5
35-36	6.8	A	2 AA	135	45	11	4 0.0	0	4.5	76	19	6	0	0.5	5.6	94.4	0.3	0.1
36-38	2.6	A	2 AA	55	18	5	2 0.0	0	2.2	39	10	3	0	0.1	5.7	94.3	0.0	0.0
38-40	3.2	A	2 AA	65	22	5	2 0.0	0	1.0	11	3	1	0	0.0	5.7	94.3	0.0	0.0
38-39	1.1	A	2 AA	25	8	2	1 0.0	0	0.4	4	1	0	0	0.0	5.7	94.3	0.0	0.0
36-37	1.1	A	2 AA	15	5	1	0 0.0	0	0.2	2	1	0	0	0.0	5.6	94.4	0.0	0.0
35-41	1.3	ABC	2/0 AA	10	3	1	0 0.0	0	2.9	280	70	8	0	0.0	5.1	94.9	0.1	0.1
41-43	1.1	ABC	2/0 AA	5	2	0	0 0.0	0	2.7	262	66	7	0	0.0	5.2	94.8	0.1	0.1
43-45	3.6	ABC	2/0 AA	90	30	7	1 0.0	0	2.5	235	59	6	0	0.1	5.3	94.7	0.2	0.2
45-47	0.9	ABC	2/0 AA	75	25	6	1 0.0	0	1.8	169	42	5	0	0.0	5.3	94.7	0.0	0.0
47-53'	3.7	A	2 AA	125	41	10	3 0.0	1.9	2.1	5	2	0	0	0.1	5.4	94.6	0.0	0.0
47-48	0.5	AB	1/0 AA	0	0	0	0 0.0	0	2.1	115	29	5	0	0.0	5.3	94.7	0.0	0.0
48-51	3.0	A	2 AA	30	10	2	1 0.0	0	4.7	97	24	8	0	0.3	5.6	94.4	0.2	0.1
51-53	8.3	A	2 AA	190	63	16	5 0.0	2.9	3.2	8	3	0	0	0.3	5.8	94.2	0.1	0.0
51-52	3.4	A	2 AA	85	28	7	2 0.0	0	1.3	14	4	1	0	0.0	5.6	94.4	0.0	0.0
48-49	1.2	AB	1/0 AA	10	3	1	0 0.0	0	0.2	12	3	0	0	0.0	5.3	94.7	0.0	0.0
49-50	3.1	A	2 AA	30	10	2	1 0.0	0	0.5	5	1	0	0	0.0	5.3	94.7	0.0	0.0
45-46	5.4	A	2 AA	115	38	10	3 0.0	1.7	1.9	5	2	0	0	0.1	5.4	94.6	0.0	0.0
43-44	2.6	A	2 AA	35	12	3	1 0.0	0	0.5	6	1	0	0	0.0	5.2	94.8	0.0	0.0
41-42	1.9	A	2 AA	45	15	4	1 0.0	0	0.7	7	2	1	0	0.0	5.1	94.9	0.0	0.0
30-31	0.4	A	2 AA	10	3	1	0 0.0	0	5.0	108	27	9	0	0.0	5.0	95.0	0.0	0.0
31-34	3.5	A	2 AA	180	60	15	5 0.0	2.7	3.0	7	2	0	0	0.1	5.1	94.9	0.0	0.0
31-33	2.8	A	2 AA	70	23	6	2 0.0	1.1	1.2	3	1	0	0	0.0	5.0	95.0	0.0	0.0
31-32	4.9	A	2 AA	70	23	6	2 0.0	1.1	1.2	3	1	0	0	0.1	5.0	95.0	0.0	0.0
28-29	3.9	AB	2 AA	30	10	2	0 0.0	0.2	5	1	0	0	0	0.0	4.7	95.3	0.0	0.0
24-25	0.6	A	2 AA	50	17	4	1 0.0	0	2.1	38	10	3	0	0.0	4.6	95.4	0.0	0.0
25-27	4.9	A	2 AA	60	20	5	2 0.0	0.9	1.0	2	1	0	0	0.0	4.6	95.4	0.0	0.0
25-26	2.9	A	2 AA	30	10	2	1 0.0	0	0.5	5	1	0	0	0.0	4.6	95.4	0.0	0.0
20-21	4.8	A	2 AA	145	48	12	4 0.0	3.8	5.9	15	5	0	0	0.3	4.8	95.2	0.1	0.1
21-22	1.7	A	2 AA	45	15	4	1 0.0	0	0.7	7	2	1	0	0.0	4.8	95.2	0.0	0.0
21-23	1.5	A	2 AA	60	20	5	2 0.0	0.9	1.0	2	1	0	0	0.0	4.8	95.2	0.0	0.0
58'60	7.0	ABC	2/0 AA	80	27	7	1 0.0	13.5	1381	368	36	0	1.2	1.2	98.8	14.1	11.9	
60-61	0.8	ABC	2/0 AA	338	112	28	3 0.0	13.2	1297	339	34	0	0	0.1	1.3	98.7	1.5	1.2
61-66	9.5	ABC	2/0 AA	475	158	40	4 0.0	10.1	950	250	25	0	1.1	2.4	97.6	9.3	7.8	
66-68	8.4	ABC	2/0 AA	360	119	30	3 0.0	7.8	732	190	20	0	0.8	3.2	96.8	5.0	4.2	
68-70	2.5	ABC	2/0 AA	45	15	4	0 0.0	6.5	647	166	17	0	0.2	3.4	96.6	1.2	1.0	
70-77	0.5	ABC	2/0 AA	95	32	8	1 0.0	5.7	560	143	15	0	0.0	3.4	96.6	0.2	0.1	
77-81	17.1	A	1/0 AA	470	156	39	13 0.0	11.8	258	67	21	0	2.8	6.2	93.8	5.7	3.9	
81-87	6.6	A	1/0 AA	70	23	6	2 0.0	3.6	88	22	7	0	0.4	6.6	93.4	0.3	0.2	
87-88	5.4	A	2 AA	25	8	2	1 0.0	3.6	72	18	6	0	0.4	7.0	93.0	0.2	0.1	
88-90	3.7	A	2 AA	85	28	7	2 0.0	1.3	14	4	1	0	0.1	7.0	93.0	0.0	0.0	
88-89	6.8	A	2 AA	120	40	10	3 0.0	1.9	20	5	2	0	0.1	7.1	92.9	0.0	0.0	
82-84	0.7	A	2 AA	25	8	2	1 0.0	2.5	49	12	4	0	0.0	6.2	93.8	0.0	0.0	
84-86	7.8	A	2 AA	105	35	9	3 0.0	1.6	17	4	1	0	0.1	6.4	93.6	0.0	0.0	
84-85	2.0	A	2 AA	30	10	2	1 0.0	0.5	5	1	0	0	0.0	6.2	93.8	0.0	0.0	
81-82	1.5	A	2 AA	15	5	1	0 0.0	1.0	19	5	2	0	0.0	6.2	93.8	0.0	0.0	
82-83	4.0	A	2 AA	50	17	4	1 0.0	0.8	8	2	1	0	0.0	6.3	93.7	0.0	0.0	
77-78	8.9	AB	2 AA	150	50	12	2 0.0	4.7	182	46	7	0	0.7	4.1	95.9	1.0	0.5	
78-80	12.5	A	2 AA	180	60	15	5 0.0	2.7	30	8	2	0	0.3	4.4	95.6	0.1	0.0	
78-79	24.9	A	2 AA	290	96													

ANEXO 5.5.-

**CALCULOS JUSTIFICATIVOS PARA
DETERMINAR LOS CUATRO PRIMARIOS**

SUBESTACION UBICADA EN SALOYA Y CUATRO PRIMARIOS

DESIGNACION	CALIBRE	LONGITUD (km)	TOTAL kVA	kVA acumulado	kVA-km	PRIMARIO	kVA-km RUTA CRITICA	
20	21	1x2(4)	4.8	145	250	1,188	A	
21	22	1x2(4)	1.7	45	45	75	A	
21	23	1x2(4)	1.5	60	60	92	A	
11	20	3x2/0(1/0)	1.7	55	305	528	A	
10	11	3x2/0(1/0)	7.0	225	1,410	9,897	A	
11	12	2x4/0(2/0)	3.1	85	880	2,768	A	
12	13	2x2(4)	5.5	50	795	4,357	A	
13	14	1x2(4)	1.1	25	25	26	A	
13	15	2x2(4)	2.3	120	720	1,667	A	
15	16	1x2(4)	0.7	75	75	56	A	
15	17	1x2(4)	6.0	85	525	3,125	A	
17	18	1x2(4)	5.1	115	115	586	A	
17	19	1x2(4)	14.5	325	325	4,702	A	
10	54	3x2/0(1/0)	9.6	50	1,460	14,070	A	
54	55	1x2(4)	3.7	10	110	411	A	
55	56	1x2(4)	1.7	45	45	78	A	
55	57	1x2(4)	2.3	55	55	129	A	
54	58	3x2/0(1/0)	4.9	50	1,620	7,957	A	
58	59	1x2(4)	12.2	345	345	4,197	A	
58	58'	3x2/0(1/0)	8.6	60	2,025	17,415	A	
TOTAL kVA-km RUTA CRITICA								65,958
CARGA TOTAL PRIMARIO A					2,025 kVA			
DEMANDA PROPORCIONAL ASIGNADA					0.715 MVA			
58'	20	3x2/0(1/0)	15.4	0	1,833	28,221	B	
20	24	3x2/0(1/0)	0.9	25	1,833	1,594	B	
24	25	1x2(4)	0.6	50	140	88	B	
25	26	1x2(4)	2.9	30	30	88	B	
25	27	1x2(4)	4.9	60	60	296	B	
24	28	3x2/0(1/0)	2.4	25	1,668	4,007	B	
28	29	2x2(4)	3.9	30	30	117	B	
28	30	3x2/0(1/0)	3.1	90	1,613	5,025	B	
30	31	1x2(4)	0.4	10	330	125	B	
31	32	1x2(4)	4.9	70	70	342	B	
31	33	1x2(4)	2.8	70	70	194	B	
31	34	1x2(4)	3.5	180	180	623	B	
30	35	3x2/0(1/0)	3.2	55	1,193	3,784	B	
35	36	1x2(4)	6.8	135	295	2,004	B	
36	37	1x2(4)	1.1	15	15	17	B	
36	38	1x2(4)	2.6	55	145	375	B	
38	39	1x2(4)	1.1	25	25	27	B	
38	40	1x2(4)	3.2	65	65	206	B	
35	41	3x2/0(1/0)	1.3	10	843	1,115	B	
41	42	1x2(4)	1.9	45	45	85	B	
41	43	3x2/0(1/0)	1.1	5	788	890	B	
43	44	1x2(4)	2.6	35	35	92	B	
43	45	3x2/0(1/0)	3.6	90	748	2,701	B	
45	46	1x2(4)	5.4	115	115	625	B	
45	47	3x2/0(1/0)	0.9	73	543	462	B	

SUBESTACION UBICADA EN SALOYA Y CUATRO PRIMARIOS

DESIGNACION	CALIBRE	LONGITUD (km)	TOTAL kVA	kVA acumulado	kVA-km	PRIMARIO	kVA-km RUTA CRITICA	
47	53' 1x2(4)	3.7	125	125	457	B		
47	48 2x1/0(2)	0.5		345	175	B	175	
48	49 2x1/0(2)	1.2	10	40	49	B		
49	50 1x2(4)	3.1	30	30	92	B		
48	51 1x2(4)	3.0	30	305	900	B	900	
51	52 1x2(4)	3.4	85	85	291	B		
51	53 1x2(4)	8.3	190	190	1,575	B	1,575	
TOTAL kVA-km RUTA CRITICA								50,449
CARGA TOTAL PRIMARIO B			1,833	kVA				
DEMANDA PROPORCIONAL ASIGNADA			0.647	MVA				
58'	60 3x2/0(1/0)	7.0	80	2,133	14,928	C	14,928	
60	61 3x2/0(1/0)	0.8	338	2,053	1,632	C	1,632	
61	62 1x2(4)	2.0	85	633	1,291	C	1,291	
62	63 1x2(4)	1.2	20	20	25	C		
62	64 1x1/0(2)	23.1	498	528	12,201	C	12,201	
64	65 1x2(4)	3.3	30	30	100	C	100	
61	66 3x3/0(1/0)	9.5	475	1,083	10,230	C		
66	67 1x2(4)	12.6	210	210	2,641	C		
66	68 3x3/0(1/0)	8.4	360	398	3,330	C		
68	69 1x2(4)	2.0	38	38	75	C		
TOTAL kVA-km RUTA CRITICA								30,151
CARGA TOTAL PRIMARIO C			2,133	kVA				
DEMANDA PROPORCIONAL ASIGNADA			0.752	MVA				
58'	68 3x3/0(1/0)	26.2	0	1,945	50,959	D	50,959	
68	70 3x3/0(1/0)	2.5	45	1,945	4,882	D	4,882	
70	71 1x2(4)	2.5	140	190	476	D		
71	72 1x2(4)	0.4	25	50	19	D		
72	73 1x2(4)	2.4	10	10	24	D		
72	74 1x2(4)	9.5	15	15	142	D		
70	77 3x3/0(1/0)	0.5	95	1,710	841	D	841	
77	78 2x2(4)	8.9	150	620	5,511	D		
78	79 1x2(4)	24.9	290	290	7,219	D		
78	80 1x2(4)	12.5	180	180	2,242	D		
77	81 1x1/0(2)	17.1	470	995	17,000	D	17,000	
81	82 1x2(4)	1.5	15	225	342	D		
82	83 1x2(4)	4.0	50	50	202	D		
82	84 1x2(4)	0.7	25	160	118	D		
84	85 1x2(4)	2.0	30	30	59	D		
84	86 1x2(4)	7.8	105	105	821	D		
81	87 1x1/0(2)	6.6	70	300	1,988	D	1,988	
87	88 1x2(4)	5.4	25	230	1,241	D	1,241	
88	89 1x2(4)	6.8	120	120	813	D	813	
88	90 1x2(4)	3.7	85	85	315	D		
TOTAL kVA-km RUTA CRITICA								77,724
CARGA TOTAL PRIMARIO D			1,945	kVA				
DEMANDA PROPORCIONAL			0.686	MVA				

ANEXO 5.6.-

**FLUJO DE POTENCIA, S/E SALOYA, 4
PRIMARIOS DEMANDA ACTUAL VOLTAJE
13.2 kV**

@1668 798 1330 12369 12502 12901 13034 13433 13699 13832
 PROJECT: SUB SALOYA 4P 13.2 kV 10/10/00 15:57:38
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER SALOYA
 Nominal Voltage = 13.20 KV Line to Line

SALOYA		---- LOAD IN SECTION ----							---- LOAD THRU SECTION ----				VOLTAGE PERCENT			-- LOSSES --		
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	CONN	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT	ACCUM	PERCENT	KW	KVAR
SECTION NAME	KM	CFG		KVA					PCT					DROP	DROP	LEVEL		
FEEDER TOTALS:																		
0-58'	0.0	ABC	4/0 AA	0	0	0	0	0	0.0	2723	685	118	0	0.0	0.0	104.5	138.9	106.2
58'-58	8.6	ABC	2/0 AA	60	20	4	1	0.0	9.7	598	149	26	0	1.8	1.8	102.7	8.8	7.4
58-59	12.2	A	2 AA	345	112	25	15	0.0	8.2	57	13	7	0	1.7	3.5	101.0	0.8	0.3
58-54	4.9	ABC	2/0 AA	50	16	4	1	0.0	7.6	458	112	20	0	0.8	2.5	102.0	3.1	2.6
54-55	3.7	A	2 AA	10	3	1	0	0.0	2.6	34	8	5	0	0.3	2.9	101.6	0.1	0.0
55-56	1.7	A	2 AA	45	15	3	2	0.0	1.1	7	2	1	0	0.0	2.9	101.6	0.0	0.0
55-57	2.3	A	2 AA	55	18	4	2	0.0	1.3	9	2	1	0	0.1	2.9	101.6	0.0	0.0
54-10	9.6	ABC	2/0 AA	50	16	4	1	0.0	6.7	403	98	18	0	1.4	3.9	100.6	4.7	3.9
10-11	7.0	ABC	2/0 AA	225	73	16	3	0.0	6.5	353	84	16	0	0.9	4.8	99.7	2.7	2.3
11-12	3.1	ABC	4/0 AA	85	28	6	1	0.0	3.7	282	66	13	0	0.2	5.0	99.5	0.5	0.6
12-13	5.5	AB	2 AA	50	16	4	1	0.0	10.1	260	60	18	0	1.7	6.7	97.8	3.6	1.7
13-14	1.1	A	2 AA	25	8	2	1	0.0	0.6	4	1	1	0	0.0	6.7	97.8	0.0	0.0
13-15	2.3	AB	2 AA	120	39	9	3	0.0	9.2	220	51	15	0	0.6	7.3	97.2	1.1	0.5
15-17	6.0	A	2 AA	85	28	6	4	0.0	13.5	162	37	22	0	2.7	10.0	94.5	3.6	1.6
17-19	14.5	A	2 AA	325	106	24	15	0.0	8.4	54	12	8	0	2.2	12.1	92.4	1.0	0.4
17-18	5.1	A	2 AA	115	37	8	5	0.0	3.0	19	4	3	0	0.3	10.2	94.3	0.0	0.0
15-16	0.7	A	2 AA	75	24	5	3	0.0	1.9	12	3	2	0	0.0	7.3	97.2	0.0	0.0
11-20	1.7	ABC	2/0 AA	55	18	4	1	0.0	0.3	9	2	0	0	0.0	4.8	99.7	0.0	0.0
58'60	7.0	ABC	2/0 AA	80	26	6	1	0.0	13.2	813	196	35	0	1.9	1.9	102.6	13.3	11.2
60-61	0.8	ABC	2/0 AA	338	110	25	5	0.0	12.8	732	170	32	0	0.2	2.1	102.4	1.3	1.1
61-66	9.5	ABC	2/0 AA	475	155	35	7	0.0	7.6	388	90	17	0	1.3	3.4	101.1	4.3	3.6
66-68	8.4	ABC	2/0 AA	360	117	26	5	0.0	3.9	179	41	8	0	0.5	3.9	100.6	0.8	0.7
68-70	2.5	ABC	2/0 AA	45	15	3	1	0.0	1.8	100	23	4	0	0.1	4.0	100.5	0.1	0.1
70-71	2.5	A	2 AA	140	46	10	6	0.0	4.6	39	9	5	0	0.3	4.3	100.2	0.1	0.0
71-72	0.4	A	2 AA	25	8	2	1	0.0	1.2	12	3	2	0	0.0	4.3	100.2	0.0	0.0
72-74	9.5	A	2 AA	15	5	1	1	0.0	0.4	2	1	0	0	0.1	4.4	100.1	0.0	0.0
72-73	2.4	A	2 AA	10	3	1	0	0.0	0.2	2	0	0	0	0.0	4.3	100.2	0.0	0.0
70-77	0.5	ABC	2/0 AA	95	31	7	1	0.0	0.5	15	3	1	0	0.0	4.0	100.5	0.0	0.0
68-69	2.0	A	2 AA	38	12	3	2	0.0	0.9	6	1	1	0	0.0	4.0	100.5	0.0	0.0
66-67	12.6	A	2 AA	210	68	15	9	0.0	5.1	34	8	5	0	1.1	4.5	100.0	0.3	0.1
61-62	2.0	A	2 AA	85	28	6	4	0.0	15.4	196	46	26	0	1.0	3.2	101.3	1.6	0.7
62-64	23.1	A	1/0 AA	498	162	36	22	0.0	10.1	93	22	12	0	3.8	6.9	97.6	2.7	1.8
64-65	3.3	A	2 AA	30	10	2	1	0.0	0.7	5	1	1	0	0.0	7.0	97.5	0.0	0.0
62-63	1.2	A	2 AA	20	7	1	1	0.0	0.5	3	1	0	0	0.0	3.2	101.3	0.0	0.0
58'-77	30.0	ABC	2/0 AA	0	0	0	0	0.0	9.3	579	157	25	0	6.0	6.0	98.5	29.2	24.6
77-78	8.9	AB	2 AA	150	49	11	3	0.0	7.8	182	42	12	0	1.9	8.0	96.5	2.9	1.4
78-80	12.5	A	2 AA	180	59	13	8	0.0	4.6	30	7	4	0	1.0	9.0	95.5	0.2	0.1
78-79	24.9	A	2 AA	290	94	21	13	0.0	7.4	49	11	7	0	3.2	11.2	93.3	1.3	0.6
77-81	17.1	A	1/0 AA	470	153	34	21	0.0	20.5	267	69	37	0	8.5	14.6	89.9	17.8	12.1
81-87	6.6	A	1/0 AA	70	23	5	3	0.0	6.5	88	20	13	0	1.2	15.7	88.8	0.9	0.6
87-88	5.4	A	2 AA	25	8	2	1	0.0	6.4	72	16	11	0	1.2	16.9	87.6	0.7	0.3
88-90	3.7	A	2 AA	85	28	6	4	0.0	2.4	14	3	2	0	0.2	17.1	87.4	0.0	0.0
88-89	6.8	A	2 AA	120	39	9	6	0.0	3.3	20	4	3	0	0.4	17.3	87.2	0.1	0.0
82-84	0.7	A	2 AA	25	8	2	1	0.0	4.3	48	11	7	0	0.1	14.7	89.8	0.0	0.0
84-86	7.8	A	2 AA	105	34	8	5	0.0	2.8	17	4	3	0	0.4	15.1	89.4	0.1	0.0
84-85	2.0	A	2 AA	30	10	2	1	0.0	0.8	5	1	1	0	0.0	14.7	89.8	0.0	0.0
81-82	1.5	A	2 AA	15	5	1	1	0.0	1.8	19	4	3	0	0.1	14.6	89.9	0.0	0.0
82-83	4.0	A	2 AA	50	16	4	2	0.0	1.4	8	2	1	0	0.1	14.7	89.8	0.0	0.0
58'-20	14.0	ABC	2/0 AA	0	0	0	0	0.0	11.3	710	177	31	0	3.4	3.4	101.1	20.3	17.1
20-21	4.8	A	2 AA	145	47	11	6	0.0	6.0	58	13	8	0	0.7	4.2	100.3	0.3	0.2
21-22	1.7	A	2 AA	45	15	3	2	0.0	1.1	7	2	1	0	0.0	4.2	100.3	0.0	0.0
21-23	1.5	A	2 AA	60	20	4	3	0.0	1.5	10	2	1	0	0.0	4.2	100.3	0.0	0.0
20-24	0.9	ABC	2/0 AA	25	8	2	0	0.0	10.0	604	141	27	0	0.2	3.6	100.9	1.0	0.9
24-28	2.4	ABC	2/0 AA	25	8	2	0	0.0	9.1	549	128	24	0	0.5	4.1	100.4	2.2	1.9
28-30	3.1	ABC	2/0 AA	90	29	7	1	0.0	8.8	518	120	23	0	0.6	4.6	99.9	2.6	2.2
30-35	3.2	ABC	2/0 AA	55	18	4	1	0.0	6.5	385	88	17	0	0.4	5.1	99.4	1.5	1.3
35-36	6.8	A	2 AA	135	44	10	6	0.0	7.3	75	17	10	0	1.4	6.5	98.0	0.8	0.4
36-38	2.6	A	2 AA	55	18	4	2	0.0	3.6	38	9	5	0	0.3	6.7	97.8	0.1	0.0
38-40	3.2	A	2 AA	65	21	5	3	0.0	1.6	11	2	1	0	0.1	6.8	97.7	0.0	0.0
38-39	1.1	A	2 AA	25	8	2	1	0.0	0.6	4	1	1	0	0.0	6.7	97.8	0.0	0.0
36-37	1.1	A	2 AA	15	5	1	1	0.0	0.4	2	1	0	0	0.0	6.5	98.0	0.0	0.0
35-41	1.3	ABC	2/0 AA	10	3	1	0	0.0	4.6	276	63	12	0	0.1	5.2	99.3	0.3	0.3
41-43	1.1	ABC	2/0 AA	5	2	0	0	0.0	4.3	258	59	12	0	0.1	5.3	99.2	0.2	0.2
43-45	3.6	ABC	2/0 AA	90	29	7	1	0.0	4.1	231	52	10	0	0.3	5.6	98.9	0.6	0.5
45-47	0.9	ABC	2/0 AA	75	24	5	1	0.0	3.0	166	37	8	0	0.1	5.6	98.9	0.1	0.1
47-53'	3.7	A	2 AA	125	41	9	6	0.0	3.1	20	5	3	0	0.2	5.9	98.6	0.0	0.0
47-48	0.5	AB	1/0 AA	0	0	0	0	0.0	3.3	113	26	8	0	0.0	5.7	98.8	0.0	0.0
48-51	3.0	A	2 AA	30	10	2	1	0.0	7.6	95	21	13	0	0.8	6.5	98.0	0.6	0.3
51-53	8.3	A	2 AA	190	62	14	8	0.0	4.7	31	7	4	0	0.7	7.2	97.3	0.2	0.1
51-52	3.4	A	2 AA	85	28	6	4	0.0	2.1	14	3	2	0	0.1	6.6	97.9	0.0	0.0
48-49	1.2	AB	1/0 AA	10	3</													

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
88-89	17.30	87.20	0-58'	32.64	174.87	138.92	106.21

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
2807.4	2722.6	684.7	0.97	:	174.9	138.9	106.2

@END 104

ANEXO 5.7.-

**FLUJO DE POTENCIA, S/E SALOYA, 4
PRIMARIOS DEMANDA A 5 AÑOS VOLTAJE
13.2 kV**

@1616 798 1330 12369 12502 12901 13034 13433 13699 13832
 PROJECT: SUB SALOYA 4P 13.2 kV 5 AÑOS 10/10/00 16:04:08
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER SALOYA
 Nominal Voltage = 13.20 KV Line to Line

SALOYA		LOAD IN SECTION								LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES			
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	CONN	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT	ACCUM	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR
SECTION NAME	KM	CFG		KVA					PCF					DROP	DROP	LEVEL				
FEEDER TOTALS:																				
0-58'	0.0	ABC	4/0 AA	0	0	0	0	0	0.97	3538	922	153	0	0.0	0.0	104.5	240.7	183.6	0.0	0.0
58'-58	8.6	ABC	2/0 AA	60	25	6	1	0.0	12.6	776	199	34	0	2.3	2.3	102.2	15.0	12.6	58'-58	
58-59	12.2	A	2 AA	345	143	32	19	0.0	10.6	73	17	10	0	2.2	4.5	100.0	1.3	0.6	58-59	
58-54	4.9	ABC	2/0 AA	50	21	5	1	0.0	9.9	594	149	26	0	1.0	3.3	101.2	5.2	4.4	58-54	
54-55	3.7	A	2 AA	10	4	1	1	0.0	3.4	44	10	6	0	0.4	3.8	100.7	0.1	0.1	54-55	
55-56	1.7	A	2 AA	45	19	4	2	0.0	1.4	9	2	1	0	0.0	3.8	100.7	0.0	0.0	55-56	
55-57	2.3	A	2 AA	55	23	5	3	0.0	1.7	11	3	2	0	0.1	3.8	100.7	0.0	0.0	55-57	
54-10	9.6	ABC	2/0 AA	50	21	5	1	0.0	8.8	522	129	23	0	1.8	5.1	99.4	8.0	6.7	54-10	
10-11	7.0	ABC	2/0 AA	225	93	21	4	0.0	8.4	457	110	21	0	1.1	6.2	98.3	4.6	3.9	10-11	
11-12	3.1	ABC	4/0 AA	85	35	8	2	0.0	4.9	365	86	17	0	0.3	6.5	98.0	0.8	1.1	11-12	
12-13	5.5	AB	2 AA	50	21	5	1	0.0	13.2	336	79	23	0	2.2	8.8	95.7	6.2	3.0	12-13	
13-14	1.1	A	2 AA	25	10	2	1	0.0	0.8	5	1	1	0	0.0	8.8	95.7	0.0	0.0	13-14	
13-15	2.3	AB	2 AA	120	50	11	4	0.0	12.1	284	66	20	0	0.8	9.6	94.9	1.9	0.9	13-15	
15-17	6.0	A	2 AA	85	35	8	5	0.0	17.8	208	48	30	0	3.5	13.1	91.4	6.2	2.8	15-17	
17-19	14.5	A	2 AA	325	135	30	20	0.0	11.2	69	16	10	0	2.9	16.0	88.5	1.8	0.8	17-19	
17-18	5.1	A	2 AA	115	48	11	7	0.0	3.9	24	5	4	0	0.4	13.5	91.0	0.1	0.0	17-18	
15-16	0.7	A	2 AA	75	31	7	4	0.0	2.5	16	3	2	0	0.0	9.6	94.9	0.0	0.0	15-16	
11-20	1.7	ABC	2/0 AA	55	23	5	1	0.0	0.4	11	3	1	0	0.0	6.2	98.3	0.0	0.0	11-20	
58'60	7.0	ABC	2/0 AA	80	33	7	1	0.0	17.0	1047	258	45	0	2.5	2.5	102.0	22.1	18.6	58'60	
60-61	0.8	ABC	2/0 AA	338	140	31	6	0.0	16.5	939	220	41	0	0.3	2.8	101.7	2.1	1.8	60-61	
61-66	9.5	ABC	2/0 AA	475	197	44	9	0.0	9.7	498	117	22	0	1.6	4.4	100.1	7.1	6.0	61-66	
66-68	8.4	ABC	2/0 AA	360	150	33	7	0.0	5.0	229	52	10	0	0.7	5.1	99.4	1.4	1.2	66-68	
68-70	2.5	ABC	2/0 AA	45	19	4	1	0.0	2.3	128	29	6	0	0.1	5.2	99.3	0.1	0.1	68-70	
70-71	2.5	A	2 AA	140	58	13	8	0.0	5.9	50	11	7	0	0.3	5.6	98.9	0.1	0.1	70-71	
71-72	0.4	A	2 AA	25	10	2	1	0.0	1.6	16	3	2	0	0.0	5.6	98.9	0.0	0.0	71-72	
72-74	9.5	A	2 AA	15	6	1	1	0.0	0.5	3	1	0	0	0.1	5.7	98.8	0.0	0.0	72-74	
72-73	2.4	A	2 AA	10	4	1	1	0.0	0.3	2	0	0	0	0.0	5.6	98.9	0.0	0.0	72-73	
70-77	0.5	ABC	2/0 AA	95	39	9	2	0.0	0.7	20	4	1	0	0.0	5.2	99.3	0.0	0.0	70-77	
68-69	2.0	A	2 AA	38	16	4	2	0.0	1.2	8	2	1	0	0.0	5.1	99.4	0.0	0.0	68-69	
66-67	12.6	A	2 AA	210	87	20	12	0.0	6.6	44	10	6	0	1.5	5.9	98.6	0.5	0.2	66-67	
61-62	2.0	A	2 AA	85	35	8	5	0.0	19.9	252	59	33	0	1.3	4.1	100.4	2.7	1.2	61-62	
62-64	23.1	A	1/0 AA	498	207	46	28	0.0	13.1	120	29	16	0	4.9	9.0	95.5	4.5	3.1	62-64	
64-65	3.3	A	2 AA	30	12	3	2	0.0	1.0	6	1	1	0	0.1	9.1	95.4	0.0	0.0	64-65	
62-63	1.2	A	2 AA	20	8	2	1	0.0	0.6	4	1	1	0	0.0	4.1	100.4	0.0	0.0	62-63	
58'-77	30.0	ABC	2/0 AA	0	0	0	0	0.0	12.4	767	222	33	0	8.1	8.1	96.4	51.8	43.6	58'-77	
77-78	8.9	AB	2 AA	150	62	14	4	0.0	10.3	234	54	16	0	2.5	10.6	93.9	5.0	2.4	77-78	
78-80	12.5	A	2 AA	180	75	17	11	0.0	6.0	38	9	5	0	1.3	12.0	92.5	0.4	0.2	78-80	
78-79	24.9	A	2 AA	290	120	27	17	0.0	9.8	63	15	9	0	4.3	15.0	89.5	2.3	1.0	78-79	
77-81	17.1	A	1/0 AA	470	195	44	27	0.0	27.5	352	95	50	0	11.6	19.7	84.8	32.9	22.4	77-81	
81-87	6.6	A	1/0 AA	70	29	7	5	0.0	8.8	113	26	18	0	1.6	21.3	83.2	1.6	1.1	81-87	
87-88	5.4	A	2 AA	25	10	2	2	0.0	8.7	92	21	15	0	1.6	22.9	81.6	1.4	0.6	87-88	
88-90	3.7	A	2 AA	85	35	8	6	0.0	3.2	18	4	3	0	0.2	23.1	81.4	0.0	0.0	88-90	
88-89	6.8	A	2 AA	120	50	11	8	0.0	4.6	25	6	4	0	0.6	23.4	81.1	0.1	0.1	88-89	
82-84	0.7	A	2 AA	25	10	2	2	0.0	5.9	61	14	10	0	0.1	19.8	84.7	0.1	0.0	82-84	
84-86	7.8	A	2 AA	105	44	10	7	0.0	3.9	22	5	3	0	0.5	20.3	84.2	0.1	0.0	84-86	
84-85	2.0	A	2 AA	30	12	3	2	0.0	1.1	6	1	1	0	0.0	19.8	84.7	0.0	0.0	84-85	
81-82	1.5	A	2 AA	15	6	1	1	0.0	2.4	24	5	4	0	0.1	19.8	84.7	0.0	0.0	81-82	
82-83	4.0	A	2 AA	50	21	5	3	0.0	1.8	10	2	2	0	0.1	19.9	84.6	0.0	0.0	82-83	
58'-20	14.0	ABC	2/0 AA	0	0	0	0	0.0	14.7	919	237	40	0	4.4	4.4	100.1	34.1	28.7	58'-20	
20-21	4.8	A	2 AA	145	60	13	8	0.0	7.8	74	17	10	0	1.0	5.4	99.1	0.6	0.3	20-21	
21-22	1.7	A	2 AA	45	19	4	3	0.0	1.4	9	2	1	0	0.0	5.4	99.1	0.0	0.0	21-22	
21-23	1.5	A	2 AA	60	25	6	3	0.0	1.9	12	3	2	0	0.1	5.4	99.1	0.0	0.0	21-23	
20-24	0.9	ABC	2/0 AA	25	10	2	0	0.0	13.0	775	183	35	0	0.2	4.7	99.8	1.7	1.4	20-24	
24-28	2.4	ABC	2/0 AA	25	10	2	0	0.0	11.8	705	166	32	0	0.6	5.3	99.2	3.7	3.2	24-28	
28-30	3.1	ABC	2/0 AA	90	37	8	2	0.0	11.5	664	155	30	0	0.7	6.0	98.5	4.3	3.7	28-30	
30-35	3.2	ABC	2/0 AA	55	23	5	1	0.0	8.5	493	114	22	0	0.6	6.6	97.9	2.5	2.1	30-35	
35-36	6.8	A	2 AA	135	56	13	8	0.0	9.5	96	22	13	0	1.8	8.4	96.1	1.4	0.6	35-36	
36-38	2.6	A	2 AA	55	23	5	3	0.0	4.7	49	11	7	0	0.4	8.8	95.7	0.1	0.1	36-38	
38-40	3.2	A	2 AA	65	27	6	4	0.0	2.1	14	3	2	0	0.1	8.9	95.6	0.0	0.0	38-40	
38-39	1.1	A	2 AA	25	10	2	1	0.0	0.8	5	1	1	0	0.0	8.8	95.7	0.0	0.0	38-39	
36-37	1.1	A	2 AA	15	6	1	1	0.0	0.5	3	1	0	0	0.0	8.4	96.1	0.0	0.0	36-37	
35-41	1.3	ABC	2/0 AA	10	4	1	0	0.0	6.0	353	81	16	0	0.2	6.8	97.7	0.5	0.4	35-41	
41-43	1.1	ABC	2/0 AA	5	2	0	0	0.0	5.6	330	75	15	0	0.1	6.9	97.6	0.4	0.3	41-43	
43-45	3.6	ABC	2/0 AA	90	37	8	2	0.0	5.3	296	67	14	0	0.4	7.3	97.2	1.0	0.9	43-45	
45-47	0.9	ABC	2/0 AA	75	31	7	1	0.0	3.9	212	48	10	0	0.1	7.3	97.2	0.1	0.1	45-47	
47-53'	3.7	A	2 AA	125	52	12	7	0.0	4.0	26	6	4								

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
88-89	23.41	81.09	0-58'	42.51	302.74	240.68	183.64

3 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
3656.4	3538.2	922.0	0.97	:	302.7	240.7	183.6

@END 104

ANEXO 5.8.-

**FLUJO DE POTENCIA, S/E SALOYA, 4
PRIMARIOS DEMANDA ACTUAL VOLTAJE
22.8 kV**

Q3672 798 1330 12369 12502 12901 13034 13433 13699 13832

PROJECT: S/E SALOYA 4P 22.8 kV 07/30/00 18:45:54
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER SALOYA
 Nominal Voltage = 22.8 KV Line to Line

SALOYA		LOAD IN SECTION							LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES			
SECTION NAME	LGTH KM	PHS CFG	COND	CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROP	ACCUM DROP	LEVEL	KW	KVAR	
FEEDER TOTALS:		(feeder pf = 0.97)							2724	708	71	0	0.0	0.0	100.0	49.3	37.8		
0-58'	0.0	ABC	4/0 AA	0	0	0	0	0.0	19.7	2724	708	71	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.1	0-58'
58'-58	8.6	ABC	2/0 AA	60	20	5	1	0.0	5.9	599	155	16	0	0.6	0.6	99.4	3.2	2.7	58'-58
58-59	12.2	A	2 AA	345	116	29	9	0.0	5.1	58	15	5	0	0.6	1.2	98.8	0.3	0.1	58-59
58-54	4.9	ABC	2/0 AA	50	17	4	0	0.0	4.6	460	118	12	0	0.3	0.9	99.1	1.1	0.9	58-54
54-55	3.7	A	2 AA	10	3	1	0	0.0	1.6	35	9	3	0	0.1	1.0	99.0	0.0	0.0	54-55
55-56	1.7	A	2 AA	45	15	4	1	0.0	0.7	8	2	1	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	55-56
55-57	2.3	A	2 AA	55	19	5	1	0.0	0.8	9	2	1	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	55-57
54-10	9.6	ABC	2/0 AA	50	17	4	0	0.0	4.0	405	104	11	0	0.5	1.4	98.6	1.7	1.4	54-10
10-11	7.0	ABC	2/0 AA	225	76	19	2	0.0	3.9	357	91	9	0	0.3	1.7	98.3	1.0	0.8	10-11
11-12	3.1	ABC	4/0 AA	85	29	7	1	0.0	2.2	286	72	8	0	0.1	1.7	98.3	0.2	0.2	11-12
12-13	5.5	AB	2 AA	50	17	4	1	0.0	6.0	263	67	10	0	0.6	2.3	97.7	1.3	0.6	12-13
13-14	1.1	A	2 AA	25	8	2	1	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	2.3	97.7	0.0	0.0	13-14
13-15	2.3	AB	2 AA	120	40	10	2	0.0	5.4	224	57	9	0	0.2	2.5	97.5	0.4	0.2	13-15
15-17	6.0	A	2 AA	85	29	7	2	0.0	7.9	164	41	13	0	0.9	3.4	96.6	1.2	0.5	15-17
17-19	14.5	A	2 AA	325	109	27	9	0.0	4.9	55	14	4	0	0.7	4.2	95.8	0.3	0.1	17-19
17-18	5.1	A	2 AA	115	39	10	3	0.0	1.7	19	5	2	0	0.1	3.5	96.5	0.0	0.0	17-18
15-16	0.7	A	2 AA	75	25	6	2	0.0	1.1	13	3	1	0	0.0	2.5	97.5	0.0	0.0	15-16
11-20	1.7	ABC	2/0 AA	55	19	5	0	0.0	0.2	9	2	0	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	11-20
58'60	7.0	ABC	2/0 AA	80	27	7	1	0.0	8.1	826	212	22	0	0.7	0.7	99.3	5.0	4.2	58'60
60-61	0.8	ABC	2/0 AA	338	114	29	3	0.0	7.8	750	190	20	0	0.1	0.8	99.2	0.5	0.4	60-61
61-66	9.5	ABC	2/0 AA	475	160	40	4	0.0	4.6	398	101	10	0	0.5	1.2	98.8	1.6	1.4	61-66
66-68	8.4	ABC	2/0 AA	360	121	30	3	0.0	2.4	185	47	5	0	0.2	1.4	98.6	0.3	0.3	66-68
68-70	2.5	ABC	2/0 AA	45	15	4	0	0.0	1.1	104	26	3	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	68-70
70-71	2.5	A	2 AA	140	47	12	4	0.0	2.8	40	10	3	0	0.1	1.5	98.5	0.0	0.0	70-71
71-72	0.4	A	2 AA	25	8	2	1	0.0	0.7	13	3	1	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	71-72
72-74	9.5	A	2 AA	15	5	1	0	0.0	0.2	3	1	0	0	0.0	1.6	98.4	0.0	0.0	72-74
72-73	2.4	A	2 AA	10	3	1	0	0.0	0.1	2	0	0	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	72-73
70-77	0.5	ABC	2/0 AA	95	32	8	1	0.0	0.3	16	4	0	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	70-77
68-69	2.0	A	2 AA	38	13	3	1	0.0	0.6	6	2	1	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	68-69
66-67	12.6	A	2 AA	210	71	18	6	0.0	3.1	35	9	3	0	0.4	1.6	98.4	0.1	0.1	66-67
61-62	2.0	A	2 AA	85	29	7	2	0.0	9.4	200	51	16	0	0.4	1.1	98.9	0.6	0.3	61-62
62-64	23.1	A	1/0 AA	498	168	42	13	0.0	6.1	95	24	8	0	1.3	2.5	97.5	1.0	0.7	62-64
64-65	3.3	A	2 AA	30	10	3	1	0.0	0.4	5	1	0	0	0.0	2.5	97.5	0.0	0.0	64-65
62-63	1.2	A	2 AA	20	7	2	1	0.0	0.3	3	1	0	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	62-63
58'-77	30.0	ABC	2/0 AA	0	0	0	0	0.0	5.4	562	150	15	0	2.0	2.0	98.0	10.0	8.4	58'-77
77-78	8.9	AB	2 AA	150	51	13	2	0.0	4.7	185	47	7	0	0.7	2.7	97.3	1.0	0.5	77-78
78-80	12.5	A	2 AA	180	61	15	5	0.0	2.7	30	8	2	0	0.3	3.0	97.0	0.1	0.0	78-80
78-79	24.9	A	2 AA	290	98	24	8	0.0	4.4	49	12	4	0	1.1	3.8	96.2	0.4	0.2	78-79
77-81	17.1	A	1/0 AA	470	158	40	13	0.0	11.9	262	68	21	0	2.8	4.8	95.2	5.7	3.9	77-81
81-87	6.6	A	1/0 AA	70	24	6	2	0.0	3.6	90	23	7	0	0.4	5.2	94.8	0.3	0.2	81-87
87-88	5.4	A	2 AA	25	8	2	1	0.0	3.6	74	18	6	0	0.4	5.6	94.4	0.2	0.1	87-88
88-90	3.7	A	2 AA	85	29	7	2	0.0	1.3	14	4	1	0	0.1	5.7	94.3	0.0	0.0	88-90
88-89	6.8	A	2 AA	120	40	10	3	0.0	1.9	20	5	2	0	0.1	5.7	94.3	0.0	0.0	88-89
82-84	0.7	A	2 AA	25	8	2	1	0.0	2.5	50	12	4	0	0.0	4.9	95.1	0.0	0.0	82-84
84-86	7.8	A	2 AA	105	35	9	3	0.0	1.6	18	4	1	0	0.1	5.0	95.0	0.0	0.0	84-86
84-85	2.0	A	2 AA	30	10	3	1	0.0	0.5	5	1	0	0	0.0	4.9	95.1	0.0	0.0	84-85
81-82	1.5	A	2 AA	15	5	1	0	0.0	1.0	19	5	2	0	0.0	4.9	95.1	0.0	0.0	81-82
82-83	4.0	A	2 AA	50	17	4	1	0.0	0.8	8	2	1	0	0.0	4.9	95.1	0.0	0.0	82-83
58'-20	14.0	ABC	2/0 AA	0	0	0	0	0.0	6.9	714	185	19	0	1.2	1.2	98.8	7.5	6.3	58'-20
20-21	4.8	A	2 AA	145	49	12	4	0.0	3.7	60	15	5	0	0.3	1.5	98.5	0.1	0.1	20-21
21-22	1.7	A	2 AA	45	15	4	1	0.0	0.7	8	2	1	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	21-22
21-23	1.5	A	2 AA	60	20	5	2	0.0	0.9	10	3	1	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	21-23
20-24	0.9	ABC	2/0 AA	25	8	2	0	0.0	6.1	618	157	16	0	0.1	1.3	98.7	0.4	0.3	20-24
24-28	2.4	ABC	2/0 AA	25	8	2	0	0.0	5.5	562	143	15	0	0.2	1.4	98.6	0.8	0.7	24-28
28-30	3.1	ABC	2/0 AA	90	30	8	1	0.0	5.4	532	135	14	0	0.2	1.6	98.4	0.9	0.8	28-30
30-35	3.2	ABC	2/0 AA	55	19	5	0	0.0	4.0	395	100	10	0	0.2	1.8	98.2	0.5	0.5	30-35
35-36	6.8	A	2 AA	135	45	11	4	0.0	4.4	77	19	6	0	0.5	2.3	97.7	0.3	0.1	35-36
36-38	2.6	A	2 AA	55	19	5	1	0.0	2.2	40	10	3	0	0.1	2.4	97.6	0.0	0.0	36-38
38-40	3.2	A	2 AA	65	22	5	2	0.0	1.0	11	3	1	0	0.0	2.4	97.6	0.0	0.0	38-40
38-39	1.1	A	2 AA	25	8	2	1	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	2.4	97.6	0.0	0.0	38-39
36-37	1.1	A	2 AA	15	5	1	0	0.0	0.2	3	1	0	0	0.0	2.3	97.7	0.0	0.0	36-37
35-41	1.3	ABC	2/0 AA	10	3	1	0	0.0	2.8	284	71	8	0	0.0	1.8	98.2	0.1	0.1	35-41
41-43	1.1	ABC	2/0 AA	5	2	0	0	0.0	2.6	266	67	7	0	0.0	1.9	98.1	0.1	0.1	41-43
43-45	3.6	ABC	2/0 AA	90	30	8	1	0.0	2.5	238	60	6	0	0.1	2.0	98.0	0.2	0.2	43-45
45-47	0.9	ABC	2/0 AA	75	25	6	1	0.0	1.8	171	43	5	0	0.0	2.0	98.0	0.0	0.0	45-47
47-53'	3.7	A	2 AA	125	42	11	3	0.0	1.9	21	5	2	0	0.1	2.1	97.9	0.0	0.0	47-53'
47-48	0.5																		

25-26 2.9 A 2 AA 30 10 3 1 0.0 0.4 5 1 0 0 0.0 1.3 98.7 0.0 0.0 25-26

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
88-89	5.74	94.26	0-58'	19.74	62.08	49.26	37.79

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
2814.1	2723.6	708.0	0.97	:	62.1	49.3	37.8

@END 104

ANEXO 5.9.-

**FLUJO DE POTENCIA, S/E SALOYA, 4
PRIMARIOS DEMANDA A 5 AÑOS VOLTAJE
22.8 kV**

@1572 798 1330 12369 12502 12901 13034 13433 13699 13832
 PROJECT: SALOYA 4P 22.8kV DEM 5 AÑOS 10/10/00 16:45:08
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER SALOYA
 Nominal Voltage = 22.86 KV Line to Line

SALOYA		LOAD IN SECTION							LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES	
SECTION NAME	LGTH PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROP	ACCUM DROP	LEVEL	KW	KVAR
SECTION NAME	KM	CFG	COND														
FEEDER TOTALS:																	
0-58'	0.0	ABC	4/0	AA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100.0	81.6	62.5
58'-58	8.6	ABC	2/0	AA	60	26	6	1	0.0	7.5	768	201	20	0	0.8	0.8	99.2
58-59	12.2	A	2	AA	345	148	37	12	0.0	6.5	75	19	6	0	0.8	1.6	98.4
58-54	4.9	ABC	2/0	AA	50	21	5	1	0.0	5.9	590	153	16	0	0.4	1.1	98.9
54-55	3.7	A	2	AA	10	4	1	0	0.0	2.1	45	11	4	0	0.2	1.3	98.7
55-56	1.7	A	2	AA	45	19	5	2	0.0	0.9	10	2	1	0	0.0	1.3	98.7
55-57	2.3	A	2	AA	55	24	6	2	0.0	1.0	12	3	1	0	0.0	1.3	98.7
54-10	9.6	ABC	2/0	AA	50	21	5	1	0.0	5.2	519	134	14	0	0.6	1.8	98.2
10-11	7.0	ABC	2/0	AA	225	97	24	3	0.0	5.0	458	117	12	0	0.4	2.1	97.9
11-12	3.1	ABC	4/0	AA	85	37	9	1	0.0	2.8	366	93	10	0	0.1	2.2	97.8
12-13	5.5	AB	2	AA	50	21	5	1	0.0	7.7	336	85	13	0	0.8	3.0	97.0
13-14	1.1	A	2	AA	25	11	3	1	0.0	0.5	5	1	0	0	0.0	3.0	97.0
13-15	2.3	AB	2	AA	120	52	13	2	0.0	7.0	287	73	12	0	0.3	3.3	96.7
15-17	6.0	A	2	AA	85	37	9	3	0.0	10.2	210	53	17	0	1.2	4.4	95.6
17-19	14.5	A	2	AA	325	140	35	11	0.0	6.4	70	18	6	0	0.9	5.4	94.6
17-18	5.1	A	2	AA	115	49	12	4	0.0	2.2	25	6	2	0	0.1	4.6	95.4
15-16	0.7	A	2	AA	75	32	8	3	0.0	1.4	16	4	1	0	0.0	3.3	96.7
11-20	1.7	ABC	2/0	AA	55	24	6	1	0.0	0.2	12	3	0	0	0.0	2.1	97.9
58'60	7.0	ABC	2/0	AA	80	34	9	1	0.0	10.4	1057	273	28	0	0.9	0.9	99.1
60-61	0.8	ABC	2/0	AA	338	145	36	4	0.0	10.0	959	244	25	0	0.1	1.0	99.0
61-66	9.5	ABC	2/0	AA	475	204	51	5	0.0	6.0	509	129	13	0	0.6	1.6	98.4
66-68	8.4	ABC	2/0	AA	360	155	39	4	0.0	3.1	236	60	6	0	0.2	1.8	98.2
68-70	2.5	ABC	2/0	AA	45	19	5	1	0.0	1.4	132	33	4	0	0.0	1.8	98.2
70-71	2.5	A	2	AA	140	60	15	5	0.0	3.6	52	13	4	0	0.1	2.0	98.0
71-72	0.4	A	2	AA	25	11	3	1	0.0	1.0	16	4	1	0	0.0	2.0	98.0
72-74	9.5	A	2	AA	15	6	2	1	0.0	0.3	3	1	0	0	0.0	2.0	98.0
72-73	2.4	A	2	AA	10	4	1	0	0.0	0.2	2	1	0	0	0.0	2.0	98.0
70-77	0.5	ABC	2/0	AA	95	41	10	1	0.0	0.4	20	5	1	0	0.0	1.9	98.1
68-69	2.0	A	2	AA	38	16	4	1	0.0	0.7	8	2	1	0	0.0	1.8	98.2
66-67	12.6	A	2	AA	210	90	23	7	0.0	4.0	45	11	4	0	0.5	2.1	97.9
61-62	2.0	A	2	AA	85	37	9	3	0.0	12.0	256	65	20	0	0.5	1.5	98.5
62-64	23.1	A	1/0	AA	498	214	54	17	0.0	7.9	122	31	10	0	1.7	3.2	96.8
64-65	3.3	A	2	AA	30	13	3	1	0.0	0.6	6	2	1	0	0.0	3.2	96.8
62-63	1.2	A	2	AA	20	9	2	1	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	1.5	98.5
58'-77	30.0	ABC	2/0	AA	0	0	0	0	0.0	7.0	724	196	19	0	2.6	2.6	97.4
77-78	8.9	AB	2	AA	150	64	16	3	0.0	6.0	237	60	10	0	0.9	3.5	96.5
78-80	12.5	A	2	AA	180	77	19	6	0.0	3.5	39	10	3	0	0.4	3.9	96.1
78-79	24.9	A	2	AA	290	125	31	10	0.0	5.6	63	16	5	0	1.4	4.9	95.1
77-81	17.1	A	1/0	AA	470	202	51	16	0.0	15.3	337	89	27	0	3.6	6.3	93.7
81-87	6.6	A	1/0	AA	70	30	8	3	0.0	4.7	115	29	10	0	0.5	6.8	93.2
87-88	5.4	A	2	AA	25	11	3	1	0.0	4.6	94	24	8	0	0.5	7.3	92.7
88-90	3.7	A	2	AA	85	37	9	3	0.0	1.7	18	5	2	0	0.1	7.3	92.7
88-89	6.8	A	2	AA	120	52	13	4	0.0	2.4	26	6	2	0	0.2	7.4	92.6
82-84	0.7	A	2	AA	25	11	3	1	0.0	3.2	63	16	5	0	0.0	6.3	93.7
84-86	7.8	A	2	AA	105	45	11	4	0.0	2.1	23	6	2	0	0.2	6.5	93.5
84-85	2.0	A	2	AA	30	13	3	1	0.0	0.6	6	2	1	0	0.0	6.3	93.7
81-82	1.5	A	2	AA	15	6	2	1	0.0	1.3	25	6	2	0	0.0	6.3	93.7
82-83	4.0	A	2	AA	50	21	5	2	0.0	1.0	11	3	1	0	0.0	6.4	93.6
58'-20	14.0	ABC	2/0	AA	0	0	0	0	0.0	8.9	915	240	24	0	1.5	1.5	98.5
20-21	4.8	A	2	AA	145	62	16	5	0.0	4.7	77	19	6	0	0.3	1.9	98.1
21-22	1.7	A	2	AA	45	19	5	2	0.0	0.9	10	2	1	0	0.0	1.9	98.1
21-23	1.5	A	2	AA	60	26	6	2	0.0	1.1	13	3	1	0	0.0	1.9	98.1
20-24	0.9	ABC	2/0	AA	25	11	3	0	0.0	7.8	790	201	21	0	0.1	1.6	98.4
24-28	2.4	ABC	2/0	AA	25	11	3	0	0.0	7.1	718	183	19	0	0.2	1.8	98.2
28-30	3.1	ABC	2/0	AA	90	39	10	1	0.0	6.9	679	172	18	0	0.3	2.1	97.9
30-35	3.2	ABC	2/0	AA	55	24	6	1	0.0	5.1	505	128	13	0	0.2	2.3	97.7
35-36	6.8	A	2	AA	135	58	15	5	0.0	5.7	98	25	8	0	0.6	2.9	97.1
36-38	2.6	A	2	AA	55	24	6	2	0.0	2.8	51	13	4	0	0.1	3.0	97.0
38-40	3.2	A	2	AA	65	28	7	2	0.0	1.3	14	4	1	0	0.0	3.1	96.9
38-39	1.1	A	2	AA	25	11	3	1	0.0	0.5	5	1	0	0	0.0	3.0	97.0
36-37	1.1	A	2	AA	15	6	2	1	0.0	0.3	3	1	0	0	0.0	2.9	97.1
35-41	1.3	ABC	2/0	AA	10	4	1	0	0.0	3.6	362	91	10	0	0.1	2.4	97.6
41-43	1.1	ABC	2/0	AA	5	2	1	0	0.0	3.4	340	86	9	0	0.0	2.4	97.6
43-45	3.6	ABC	2/0	AA	90	39	10	1	0.0	3.2	304	77	8	0	0.1	2.5	97.5
45-47	0.9	ABC	2/0	AA	75	32	8	1	0.0	2.3	219	55	6	0	0.0	2.6	97.4
47-53'	3.7	A	2	AA	125	54	13	4	0.0	2.4	27	7	2	0	0.1	2.7	97.3
47-48	0.5	AB	1/0	AA	0	0	0	0	0.0	2.6	149	37	6	0	0.0	2.6	97.4
48-51	3.0	A	2	AA	30	13	3	1	0.0	5.9	125	31	10	0	0.4	2.9	97.1
51-53	8.3	A	2	AA	190	82	20	7	0.0	3.7	41	10	3	0	0.3	3.3	96.7
51-52	3.4	A	2	AA	85	37	9	3	0.0	1.6	18	5	1	0	0.1	3.0	97.0
48-49	1.2	AB	1/0	AA	10	4	1	0	0.0	0.3	15	4	1	0	0.0	2.6	97.4
49-50	3.1	A	2	AA	30	13	3	1	0.0	0.6	6	2	1	0	0.0	2.6	97.4
45-46	5.4	A	2	AA	115	49	12	4	0.0	2.2	25	6	2	0	0.1	2.7	97.3
43-44	2.6	A	2	AA	35	15	4	1	0.0	0.7	8	2	1	0	0.0	2.4	97.6
41-42	1.9	A	2	AA	45	19	5	2	0.0	0.9	10	2	1	0	0.0	2.4	97.6
30-31	0.4	A	2	AA	10	4	1	0	0.0	6.3	140	35	11	0	0.1	2.2	97.8
31-34	3.5	A	2	AA	180												

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---		----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
86-89	7.43	92.57	0-58'	25.35	102.80	81.59	62.55

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
3613.3	3494.8	918.0	0.97	:	102.8	81.6	62.5

@END 104

ANEXO 6.1.-

**UBICACIÓN DE LAS DOS
SUBESTACIONES**

DOS SUBESTACIONES

DESIGNACION	CALIBRE	LONG (km)	TOTAL KVA	kVA acumulado	kVA-km	kVA-km RUTA CRITICA 1 MERIDIANO	kVA-km RUTA CRITICA 2 SAGUANGAL	kVA-km RUTA CRITICA 3 MINDO
20	21	1x2(4)	4.8	145	250	1,188		
21	22	1x2(4)	1.7	45	45	75		
21	23	1x2(4)	1.5	60	60	92		
11	20	3x2/0(1/0)	1.7	55	1,775	3,071		3,071
10	11	3x2/0(1/0)	7.0	225	840	5,896		5,896
11	12	2x4/0(2/0)	3.1	85	880	2,768		
12	13	2x2(4)	5.5	50	795	4,357		
13	14	1x2(4)	1.1	25	25	26		
13	15	2x2(4)	2.3	120	720	1,667		
15	16	1x2(4)	0.7	75	75	56		
15	17	1x2(4)	6.0	85	525	3,125		
17	18	1x2(4)	5.1	115	115	586		
17	19	1x2(4)	14.5	325	325	4,702		
10	54	3x2/0(1/0)	9.6	50	615	5,927		5,927
54	55	1x2(4)	3.7	10	110	411		
55	56	1x2(4)	1.7	45	45	78		
55	57	1x2(4)	2.3	55	55	129		
54	58	3x2/0(1/0)	4.9	50	455	2,235		2,235
58	59	1x2(4)	12.2	345	345	4,197		4,197
58	58'	3x2/0(1/0)	8.6	60	60	516		
20	24	3x2/0(1/0)	0.9	25	1,833	1,594	1,594	
24	25	1x2(4)	0.6	50	140	88		
25	26	1x2(4)	2.9	30	30	88		
25	27	1x2(4)	4.9	60	60	296		
24	28	3x2/0(1/0)	2.4	25	1,668	4,007	4,007	
28	29	2x2(4)	3.9	30	30	117		
28	30	3x2/0(1/0)	3.1	90	1,613	5,025	5,025	
30	31	1x2(4)	0.4	10	330	125		
31	32	1x2(4)	4.9	70	70	342		
31	33	1x2(4)	2.8	70	70	194		
31	34	1x2(4)	3.5	180	180	623		
30	35	3x2/0(1/0)	3.2	55	1,193	3,784	3,784	
35	36	1x2(4)	6.8	135	295	2,004		
36	37	1x2(4)	1.1	15	15	17		
36	38	1x2(4)	2.6	55	145	375		
38	39	1x2(4)	1.1	25	25	27		
38	40	1x2(4)	3.2	65	65	206		
35	41	3x2/0(1/0)	1.3	10	843	1,115	1,115	
41	42	1x2(4)	1.9	45	45	85		
41	43	3x2/0(1/0)	1.1	5	788	890	890	
43	44	1x2(4)	2.6	35	35	92		
43	45	3x2/0(1/0)	3.6	90	748	2,701	2,701	
45	46	1x2(4)	5.4	115	115	625		
45	47	3x2/0(1/0)	0.9	73	543	462	462	
47	53'	1x2(4)	3.7	125	125	457		
47	48	2x1/0(2)	0.5		345	175	175	
48	49	2x1/0(2)	1.2	10	40	49		

49	50	1x2(4)	3.1	30	30	92			
48	51	1x2(4)	3.0	30	305	900		900	
51	52	1x2(4)	3.4	85	85	291			
51	53	1x2(4)	8.3	190	190	1,575		1,575	
TOTAL kVA-km RUTAS CRITICAS							25,586	22,228	21,325
CARGA TOTAL SUBESTACION 1				3,858	kVA				
DEMANDA PROPORCIONAL ASIGNADA				1.361	MVA				
DESIGNACION	CALIBRE	LONGITUD (km)	TOTAL kVA	kVA acumulado	kva-km	kVA-km RUTA CRITICA 1 PACHIJAL	kVA-km RUTA CRITICA 2 PROVINCIAS UNIDAS	kVA-km RUTA CRITICA 3 SAN BERNABE	
58'	60	3x2/0(1/0)	7.0	80	80	560			
60	61	3x2/0(1/0)	0.8	338	418	332			
61	62	1x2(4)	2.0	85	633	1,291			1,291
62	63	1x2(4)	1.2	20	20	25			
62	64	1x1/0(2)	23.1	498	528	12,201			12,201
64	65	1x2(4)	3.3	30	30	100			100
61	66	3x3/0(1/0)	9.5	475	1,525	14,411			14,411
66	67	1x2(4)	12.6	210	210	2,641			
66	68	3x3/0(1/0)	8.4	360	2,095	17,552			17,552
68	69	1x2(4)	2.0	38	38	75			
68	70	3x3/0(1/0)	2.5	45	1,945	4,882	4,882	4,882	
70	71	1x2(4)	2.5	140	190	476			
71	72	1x2(4)	0.4	25	50	19			
72	73	1x2(4)	2.4	10	10	24			
72	74	1x2(4)	9.5	15	15	142			
70	77	3x3/0(1/0)	0.5	95	1,710	841	841	841	
77	78	2x2(4)	8.9	150	620	5,511	5,511		
78	79	1x2(4)	24.9	290	290	7,219	7,219		
78	80	1x2(4)	12.5	180	180	2,242			
77	81	1x1/0(2)	17.1	470	995	17,000		17,000	
81	82	1x2(4)	1.5	15	225	342			
82	83	1x2(4)	4.0	50	50	202			
82	84	1x2(4)	0.7	25	160	118			
84	85	1x2(4)	2.0	30	30	59			
84	86	1x2(4)	7.8	105	105	821			
81	87	1x1/0(2)	6.6	70	300	1,988		1,988	
87	88	1x2(4)	5.4	25	230	1,241		1,241	
88	89	1x2(4)	6.8	120	120	813		813	
88	90	1x2(4)	3.7	85	85	315			
TOTAL kVA-km RUTAS CRITICAS							18,453	26,765	45,555
CARGA TOTAL SUBESTACION 2				4,078	kVA				
DEMANDA PROPORCIONAL ASIGNADA				1.439	MVA				

**ANEXO 6.2- FLUJO DE POTENCIA, DOS S/E DEMANDA
ACTUAL, VOLTAJE 13.2 kV.**

@1568 798 1330 8246 8379 8778 8911 9310 9576 9709 -9842
 PROJECT: DOS S/E 13.2 kV D.A. 10/10/00 17:27:08
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER ARMENIA
 Nominal Voltage = 13.20 KV Line to Line

ARMENIA				LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT		LOSSES		SECTION NAME				
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	CONN	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT	ACCUM		KW	KVAR		
FEEDER TOTALS:	KM	CFG		KVA					PCT					DROP	DROP	LEVEL				
0-20	0.0	ABC	2/0	AA	0	0	0	0	0.0	20.9	1307	338	57	0	0.0	0.0	104.5	25.5	17.3	0-20
20-24	0.9	ABC	2/0	AA	25	8	2	0	0.0	9.9	615	159	27	0	0.2	0.2	104.3	1.0	0.8	20-24
24-28	2.4	ABC	2/0	AA	25	8	2	0	0.0	9.0	559	145	24	0	0.5	0.7	103.8	2.2	1.8	24-28
28-30	3.1	ABC	2/0	AA	90	30	7	1	0.0	8.7	528	136	23	0	0.6	1.2	103.3	2.5	2.1	28-30
30-35	3.2	ABC	2/0	AA	55	18	5	1	0.0	6.5	392	100	17	0	0.4	1.7	102.8	1.4	1.2	30-35
35-36	6.8	A	2	AA	135	45	11	6	0.0	7.2	76	19	10	0	1.3	3.0	101.5	0.8	0.4	35-36
36-38	2.6	A	2	AA	55	18	5	2	0.0	3.6	39	10	5	0	0.3	3.3	101.2	0.1	0.0	36-38
38-40	3.2	A	2	AA	65	22	5	3	0.0	1.6	11	3	1	0	0.1	3.4	101.1	0.0	0.0	38-40
38-39	1.1	A	2	AA	25	8	2	1	0.0	0.6	4	1	1	0	0.0	3.3	101.2	0.0	0.0	38-39
36-37	1.1	A	2	AA	15	5	1	1	0.0	0.4	2	1	0	0	0.0	3.0	101.5	0.0	0.0	36-37
35-41	1.3	ABC	2/0	AA	10	3	1	0	0.0	4.6	280	71	12	0	0.1	1.8	102.7	0.3	0.3	35-41
41-43	1.1	ABC	2/0	AA	5	2	0	0	0.0	4.3	263	67	12	0	0.1	1.9	102.6	0.2	0.2	41-43
43-45	3.6	ABC	2/0	AA	90	30	7	1	0.0	4.1	235	59	10	0	0.3	2.2	102.3	0.6	0.5	43-45
45-47	0.9	ABC	2/0	AA	73	24	6	1	0.0	3.0	169	43	7	0	0.1	2.2	102.3	0.1	0.1	45-47
47-48	0.5	AB	1/0	AA	0	0	0	0	0.0	3.3	115	29	8	0	0.0	2.3	102.2	0.0	0.0	47-48
48-51	3.0	A	2	AA	30	10	2	1	0.0	7.5	97	24	13	0	0.8	3.1	101.4	0.6	0.3	48-51
51-53	8.3	A	2	AA	190	63	16	8	0.0	4.7	32	8	4	0	0.7	3.8	100.7	0.2	0.1	51-53
51-52	3.4	A	2	AA	85	28	7	4	0.0	2.1	14	4	2	0	0.1	3.2	101.3	0.0	0.0	51-52
48-49	1.2	AB	1/0	AA	10	3	1	0	0.0	0.4	12	3	1	0	0.0	2.3	102.2	0.0	0.0	48-49
49-50	3.1	A	2	AA	30	10	2	1	0.0	0.7	5	1	1	0	0.0	2.3	102.2	0.0	0.0	49-50
47-53'	3.7	A	2	AA	125	42	10	5	0.0	3.1	21	5	3	0	0.2	2.4	102.1	0.0	0.0	47-53'
45-46	5.4	A	2	AA	115	38	10	5	0.0	2.8	19	5	3	0	0.3	2.5	102.0	0.0	0.0	45-46
43-44	2.6	A	2	AA	35	12	3	2	0.0	0.9	6	1	1	0	0.0	1.9	102.6	0.0	0.0	43-44
41-42	1.9	A	2	AA	45	15	4	2	0.0	1.1	7	2	1	0	0.0	1.8	102.7	0.0	0.0	41-42
30-31	0.4	A	2	AA	10	3	1	0	0.0	8.0	108	27	14	0	0.1	1.3	103.2	0.1	0.0	30-31
31-34	3.5	A	2	AA	180	60	15	8	0.0	4.4	30	8	4	0	0.3	1.6	102.9	0.1	0.0	31-34
31-33	2.8	A	2	AA	70	23	6	3	0.0	1.7	12	3	2	0	0.1	1.4	103.1	0.0	0.0	31-33
31-32	4.9	A	2	AA	70	23	6	3	0.0	1.7	12	3	2	0	0.1	1.5	103.0	0.0	0.0	31-32
28-29	3.9	AB	2	AA	30	10	2	1	0.0	0.4	5	1	0	0	0.0	0.7	103.8	0.0	0.0	28-29
24-25	0.6	A	2	AA	50	17	4	2	0.0	3.4	38	10	5	0	0.1	0.3	104.2	0.0	0.0	24-25
25-27	4.9	A	2	AA	60	20	5	3	0.0	1.4	10	3	1	0	0.1	0.4	104.1	0.0	0.0	25-27
25-26	2.9	A	2	AA	30	10	2	1	0.0	0.7	5	1	1	0	0.0	0.3	104.2	0.0	0.0	25-26
20-21	4.8	A	2	AA	145	48	12	6	0.0	6.0	59	15	8	0	0.7	0.7	103.8	0.3	0.1	20-21
21-23	1.5	A	2	AA	60	20	5	3	0.0	1.4	10	2	1	0	0.0	0.7	103.8	0.0	0.0	21-23
21-22	1.7	A	2	AA	45	15	4	2	0.0	1.1	7	2	1	0	0.0	0.7	103.8	0.0	0.0	21-22
20-11	1.7	ABC	2/0	AA	55	18	5	1	0.0	9.7	595	155	26	0	0.3	0.4	104.1	1.7	1.5	20-11
11-10	7.0	ABC	2/0	AA	225	75	19	3	0.0	4.5	245	63	11	0	0.6	0.9	103.6	1.2	1.0	11-10
10-54	9.6	ABC	2/0	AA	50	17	4	1	0.0	3.3	198	51	9	0	0.7	1.6	102.9	1.1	0.9	10-54
54-58	4.9	ABC	2/0	AA	50	17	4	1	0.0	2.5	144	36	6	0	0.2	1.9	102.6	0.3	0.3	54-58
58-58'	8.6	ABC	2/0	AA	60	20	5	1	0.0	0.3	10	2	0	0	0.0	1.9	102.6	0.0	0.0	58-58'
58-59	12.2	A	2	AA	345	115	29	15	0.0	8.5	58	15	8	0	1.9	3.7	100.8	0.8	0.4	58-59
54-55	3.7	A	2	AA	10	3	1	0	0.0	2.7	35	9	5	0	0.3	2.0	102.5	0.1	0.0	54-55
55-57	2.3	A	2	AA	55	18	5	2	0.0	1.3	9	2	1	0	0.1	2.0	102.5	0.0	0.0	55-57
55-56	1.7	A	2	AA	45	15	4	2	0.0	1.1	7	2	1	0	0.0	2.0	102.5	0.0	0.0	55-56
11-12	3.1	AB	4/0	AA	85	28	7	2	0.0	5.5	288	75	19	0	0.4	0.8	103.7	0.7	1.0	11-12
12-13	5.5	AB	2	AA	50	17	4	1	0.0	9.9	265	68	17	0	1.6	2.4	102.1	3.5	1.7	12-13
13-15	2.3	AB	2	AA	120	40	10	3	0.0	9.0	225	57	15	0	0.6	3.0	101.5	1.1	0.5	13-15
15-17	6.0	A	2	AA	85	28	7	4	0.0	13.2	164	42	22	0	2.5	5.5	99.0	3.3	1.5	15-17
17-19	14.5	A	2	AA	325	108	27	15	0.0	8.3	55	14	8	0	2.0	7.5	97.0	0.9	0.4	17-19
17-18	5.1	A	2	AA	115	38	10	5	0.0	2.9	19	5	3	0	0.3	5.7	98.8	0.0	0.0	17-18
15-16	0.7	A	2	AA	75	25	6	3	0.0	1.8	12	3	2	0	0.0	3.0	101.5	0.0	0.0	15-16
13-14	1.1	A	2	AA	25	8	2	1	0.0	0.6	4	1	1	0	0.0	2.4	102.1	0.0	0.0	13-14

VOLTAGE DROP MAXIMUM				WIRE LOAD MAXIMUM				LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT	PERCENT		SECTION NAME	PERCENT			KVA	KW	KVAR
17-19	7.50	97.00		0-20	20.93			30.80	25.49	17.28

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES			
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR	
1350.2	1307.0	338.5	0.97	30.8	25.5	17.3	

@1568 10640 11172 15162 15295 15694 15827 16226 16492 16625
 PROJECT: DOS S/E 13.2 kV D.A. 10/10/00 17:27:09
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER PVM
 Nominal Voltage = 13.20 KV Line to Line

PVM				LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT		LOSSES		SECTION NAME				
SECTION NAME	LGTH	PHS	COND	CONN	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT	ACCUM		KW	KVAR		
FEEDER TOTALS:	KM	CFG		KVA					PCT					DROP	DROP	LEVEL				
0-77	0.0	ABC	2/0	AA	0	0	0	0	0.0	22.1	1382	347	60	0	0.0	0.0	104.5	46.3	33.2	0-77
77-70	0.5	ABC	2/0	AA	95	31	7	1	0.0	13.3	817	206	35	0	0.1	0.1	104.4	1.0	0.8	77-70
70-68	2.5	ABC	2/0	AA	45	15	3	1	0.0	11.8	731	185	32	0	0.6	0.8	103.7	3.9	3.2	70-68
68-66	8.4	ABC	2/0	AA	360	118	28	5	0.0	11.4	648	163	28	0	1.9	2.7	101.8	10.3	8.7	68-66
66-61	9.5	ABC	2/0	AA	475	156	37	7	0.0	8.3	432	106	19	0	1.4	4.1	100.4	5.4	4.5	66-61
61-60	0.8	ABC	2/0	AA	338	111	26	5	0.0	2.3	82	19	4							

87-88	5.4 A	2 AA	25	8	2	1	0.0	6.0	72	17	10	0	1.1	9.8	94.7	0.6	0.3	87-88
88-90	3.7 A	2 AA	85	28	7	4	0.0	2.2	14	3	2	0	0.1	10.0	94.5	0.0	0.0	88-90
88-89	6.8 A	2 AA	120	39	9	6	0.0	3.1	20	5	3	0	0.4	10.2	94.3	0.1	0.0	88-89
81-82	1.5 A	2 AA	15	5	1	1	0.0	5.7	71	17	10	0	0.3	8.0	96.5	0.2	0.1	81-82
82-84	0.7 A	2 AA	25	8	2	1	0.0	4.1	48	11	7	0	0.1	8.1	96.4	0.0	0.0	82-84
84-86	7.8 A	2 AA	105	34	8	5	0.0	2.7	17	4	2	0	0.4	8.5	96.0	0.1	0.0	84-86
84-85	2.0 A	2 AA	30	10	2	1	0.0	0.8	5	1	1	0	0.0	8.1	96.4	0.0	0.0	84-85
82-83	4.0 A	2 AA	50	16	4	2	0.0	1.3	8	2	1	0	0.1	8.1	96.4	0.0	0.0	82-83
77-78	8.9 AB	2 AA	150	49	12	3	0.0	7.4	182	44	12	0	1.7	1.7	102.8	2.6	1.1	77-78
78-80	12.5 A	2 AA	180	59	14	8	0.0	4.3	30	7	4	0	0.9	2.6	101.9	0.2	0.1	78-80
78-79	24.9 A	2 AA	290	95	22	12	0.0	7.0	49	12	6	0	2.9	4.7	99.8	1.1	0.5	78-79

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
88-89	10.21	94.29	0-77	22.09	56.97	46.31	33.19	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				: ----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
2775.0	2689.1	685.3	0.97	87.8	71.8	50.5

END 126

**ANEXO 6.3- FLUJO DE POTENCIA, DOS S/E DEMANDA 5
AÑOS, VOLTAJE 13.2 kV.**

@2412 798 1330 8246 8379 8778 8911 9310 9576 9709 -9842
 PROJECT: DOS S/E 13.2 KV 5 AÑOS 10/10/00 17:30:30
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER ARMENIA
 Nominal Voltage = 13.20 KV Line to Line

ARMENIA				LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES		SECTION NAME		
SECTION NAME	LGTH	PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL		KW	KVAR
FEEDER TOTALS:							(feeder pf = 0.97)		0.97	1678	439	73	0	0.0	0.0	104.5	42.4	28.7	
0-20	0.0	ABC	2/0 AA	0	0	0	0	0.0	26.9	1678	439	73	0	0.0	0.0	104.5	0.1	0.1	0-20
20-24	0.9	ABC	2/0 AA	25	11	3	0	0.0	12.7	789	207	34	0	0.2	0.3	104.2	1.6	1.4	20-24
24-28	2.4	ABC	2/0 AA	25	11	3	0	0.0	11.6	717	188	31	0	0.6	0.8	103.7	3.6	3.0	24-28
28-30	3.1	ABC	2/0 AA	90	38	10	2	0.0	11.2	677	175	29	0	0.7	1.6	102.9	4.2	3.5	28-30
30-35	3.2	ABC	2/0 AA	55	23	6	1	0.0	8.3	501	129	22	0	0.6	2.1	102.4	2.4	2.0	30-35
35-36	6.8	A	2 AA	135	57	14	8	0.0	9.3	98	25	13	0	1.7	3.9	100.6	1.3	0.6	35-36
36-38	2.6	A	2 AA	55	23	6	3	0.0	4.6	50	13	7	0	0.3	4.2	100.3	0.1	0.1	36-38
38-40	3.2	A	2 AA	65	28	7	4	0.0	2.1	14	3	2	0	0.1	4.3	100.2	0.0	0.0	38-40
38-39	1.1	A	2 AA	25	11	3	1	0.0	0.8	5	1	1	0	0.0	4.2	100.3	0.0	0.0	38-39
36-37	1.1	A	2 AA	15	6	2	1	0.0	0.5	3	1	0	0	0.0	3.9	100.6	0.0	0.0	36-37
35-41	1.3	ABC	2/0 AA	10	4	1	0	0.0	5.9	359	91	16	0	0.2	2.3	102.2	0.5	0.4	35-41
41-43	1.1	ABC	2/0 AA	5	2	1	0	0.0	5.5	336	85	15	0	0.1	2.4	102.1	0.4	0.3	41-43
43-45	3.6	ABC	2/0 AA	90	38	10	2	0.0	5.2	301	76	13	0	0.4	2.8	101.7	1.0	0.8	43-45
45-47	0.9	ABC	2/0 AA	73	31	8	1	0.0	3.8	216	55	10	0	0.1	2.9	101.6	0.1	0.1	45-47
47-48	0.5	AB	1/0 AA	0	0	0	0	0.0	4.3	148	37	10	0	0.1	2.9	101.6	0.1	0.0	47-48
48-51	3.0	A	2 AA	30	13	3	2	0.0	9.7	124	31	17	0	1.0	3.9	100.6	1.0	0.4	48-51
51-53	8.3	A	2 AA	190	81	20	11	0.0	6.0	41	10	5	0	0.9	4.8	99.7	0.3	0.1	51-53
51-52	3.4	A	2 AA	85	36	9	5	0.0	2.7	18	5	2	0	0.2	4.1	100.4	0.0	0.0	51-52
48-49	1.2	AB	1/0 AA	10	4	1	0	0.0	0.5	15	4	1	0	0.0	3.0	101.5	0.0	0.0	48-49
49-50	3.1	A	2 AA	30	13	3	2	0.0	0.9	6	2	1	0	0.1	3.0	101.5	0.0	0.0	49-50
47-53'	3.7	A	2 AA	125	53	13	7	0.0	3.9	27	7	4	0	0.3	3.1	101.4	0.1	0.0	47-53'
45-46	5.4	A	2 AA	115	49	12	6	0.0	3.6	24	6	3	0	0.4	3.2	101.3	0.1	0.0	45-46
43-44	2.6	A	2 AA	35	15	4	2	0.0	1.1	7	2	1	0	0.1	2.5	102.0	0.0	0.0	43-44
41-42	1.9	A	2 AA	45	19	5	3	0.0	1.4	10	2	1	0	0.0	2.3	102.2	0.0	0.0	41-42
30-31	0.4	A	2 AA	10	4	1	1	0.0	10.2	138	35	18	0	0.2	1.7	102.8	0.2	0.1	30-31
31-34	3.5	A	2 AA	180	76	19	10	0.0	5.6	38	10	5	0	0.3	2.1	102.4	0.1	0.0	31-34
31-33	2.8	A	2 AA	70	30	7	4	0.0	2.2	15	4	2	0	0.1	1.8	102.7	0.0	0.0	31-33
31-32	4.9	A	2 AA	70	30	7	4	0.0	2.2	15	4	2	0	0.2	1.9	102.6	0.0	0.0	31-32
28-29	3.9	AB	2 AA	30	13	3	1	0.0	0.5	6	2	0	0	0.0	0.9	103.6	0.0	0.0	28-29
24-25	0.6	A	2 AA	50	21	5	3	0.0	4.3	49	12	6	0	0.1	0.3	104.2	0.0	0.0	24-25
25-27	4.9	A	2 AA	60	25	6	3	0.0	1.8	13	3	2	0	0.2	0.5	104.0	0.0	0.0	25-27
25-26	2.9	A	2 AA	30	13	3	2	0.0	0.9	6	2	1	0	0.0	0.4	104.1	0.0	0.0	25-26
20-21	4.8	A	2 AA	145	61	15	8	0.0	7.7	76	19	10	0	0.9	0.9	103.6	0.5	0.2	20-21
21-23	1.5	A	2 AA	60	25	6	3	0.0	1.8	13	3	2	0	0.0	0.9	103.6	0.0	0.0	21-23
21-22	1.7	A	2 AA	45	19	5	2	0.0	1.4	10	2	1	0	0.0	0.9	103.6	0.0	0.0	21-22
20-11	1.7	ABC	2/0 AA	55	23	6	1	0.0	12.5	766	201	33	0	0.4	0.5	104.0	2.9	2.4	20-11
11-10	7.0	ABC	2/0 AA	225	95	24	4	0.0	5.8	314	82	14	0	0.8	1.2	103.3	2.0	1.7	11-10
10-54	9.6	ABC	2/0 AA	50	21	5	1	0.0	4.3	254	65	11	0	0.8	2.1	102.4	1.8	1.5	10-54
54-58	4.9	ABC	2/0 AA	50	21	5	1	0.0	3.2	184	47	8	0	0.3	2.4	102.1	0.5	0.4	54-58
58-58'	8.6	ABC	2/0 AA	60	25	6	1	0.0	0.4	13	3	1	0	0.0	2.4	102.1	0.0	0.0	58-58'
58-59	12.2	A	2 AA	345	146	37	19	0.0	10.9	75	19	10	0	2.4	4.8	99.7	1.4	0.6	58-59
54-55	3.7	A	2 AA	10	4	1	1	0.0	3.4	45	11	6	0	0.4	2.5	102.0	0.2	0.1	54-55
55-57	2.3	A	2 AA	55	23	6	3	0.0	1.7	12	3	2	0	0.1	2.6	101.9	0.0	0.0	55-57
55-56	1.7	A	2 AA	45	19	5	3	0.0	1.4	10	2	1	0	0.0	2.6	101.9	0.0	0.0	55-56
11-12	3.1	AB	4/0 AA	85	36	9	2	0.0	7.0	371	98	24	0	0.5	1.0	103.5	1.2	1.7	11-12
12-13	5.5	AB	2 AA	50	21	5	1	0.0	12.8	341	89	22	0	2.1	3.1	101.4	5.8	2.8	12-13
13-15	2.3	AB	2 AA	120	51	13	3	0.0	11.7	289	74	19	0	0.8	3.8	100.7	1.8	0.9	13-15
15-17	6.0	A	2 AA	85	36	9	5	0.0	17.2	212	54	28	0	3.2	7.1	97.4	5.5	2.5	15-17
17-19	14.5	A	2 AA	325	138	35	19	0.0	10.8	70	18	10	0	2.7	9.7	94.8	1.6	0.7	17-19
17-18	5.1	A	2 AA	115	49	12	7	0.0	3.8	24	6	3	0	0.3	7.4	97.1	0.1	0.0	17-18
15-16	0.7	A	2 AA	75	32	8	4	0.0	2.4	16	4	2	0	0.0	3.9	100.6	0.0	0.0	15-16
13-14	1.1	A	2 AA	25	11	3	1	0.0	0.8	5	1	1	0	0.0	3.1	101.4	0.0	0.0	13-14

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM			LOSSES		
SECTION NAME	DROP	PERCENT	SECTION NAME	PERCENT	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
17-19	9.74	94.76	0-20	26.89		51.19	42.40	28.68

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES			
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR	
1734.4	1678.0	438.6	0.97	51.2	42.4	28.7	

@2412 10640 11172 15162 15295 15694 15827 16226 16492 16625
 PROJECT: DOS S/E 13.2 KV 5 AÑOS 10/10/00 17:30:30
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER PVM
 Nominal Voltage = 13.20 KV Line to Line

PVM				LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES		SECTION NAME		
SECTION NAME	LGTH	PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL		KW	KVAR
FEEDER TOTALS:							(feeder pf = 0.97)		0.97	1783	456	77	0	0.0	0.0	104.5	78.5	56.2	
0-77	0.0	ABC	2/0 AA	0	0	0	0	0.0	28.5	1783	456	77	0	0.0	0.0	104.5	0.1	0.1	0-77
77-70	0.5	ABC	2/0 AA	95	40	9	2	0.0	17.2	1053	271	46	0	0.2	0.2	104.3	1.6	1.3	77-70
70-68	2.5	ABC	2/0 AA	45	19	4	1	0.0	15.3	942	244	41	0	0.8	1.0	103.5	6.4	5.4	70-68
68-66	8.4	ABC	2/0 AA	360	150	35	7	0.0	14.7	835	215	36	0	2.4	3.4	101.1	17.3	14.5	68-66
66-61	9.5	ABC	2/0 AA	475	199	47	9	0.0	10.8	555	139	25	0	1.9	5.3	99.2	9.0	7.6	66-61
61-60	0.8	ABC	2/0 AA	338	141	33	6	0.0	2.9	104	24	5	0	0.0	5.3	99.2	0.0	0.0	61-60
60-58'	7.0	ABC	2/0 AA	80	33	8	2	0.0	0.6	17	4	1	0	0.0	5.4	99.1	0.0	0.0	

81-87	6.6 A	1/0 AA	70	29	7	4	0.0	8.0	113	27	16	0	1.4	11.5	93.0	1.3	0.9	81-87
87-88	5.4 A	2 AA	25	10	2	2	0.0	7.8	92	22	13	0	1.4	12.9	91.6	1.1	0.5	87-88
88-90	3.7 A	2 AA	85	36	8	5	0.0	2.9	18	4	3	0	0.2	13.1	91.4	0.0	0.0	88-90
88-89	6.8 A	2 AA	120	50	12	7	0.0	4.1	25	6	4	0	0.5	13.4	91.1	0.1	0.0	88-89
81-82	1.5 A	2 AA	15	6	1	1	0.0	7.5	91	22	13	0	0.4	10.5	94.0	0.3	0.1	81-82
82-84	0.7 A	2 AA	25	10	2	1	0.0	5.3	62	15	9	0	0.1	10.6	93.9	0.1	0.0	82-84
84-86	7.8 A	2 AA	105	44	10	6	0.0	3.5	22	5	3	0	0.5	11.1	93.4	0.1	0.0	84-86
84-85	2.0 A	2 AA	30	13	3	2	0.0	1.0	6	1	1	0	0.0	10.7	93.8	0.0	0.0	84-85
82-83	4.0 A	2 AA	50	21	5	3	0.0	1.7	10	2	1	0	0.1	10.6	93.9	0.0	0.0	82-83
77-78	8.9 AB	2 AA	150	63	15	4	0.0	9.5	234	56	15	0	2.2	2.2	102.3	4.3	1.9	77-78
78-80	12.5 A	2 AA	180	75	18	10	0.0	5.5	38	9	5	0	1.1	3.4	101.1	0.3	0.2	78-80
78-79	24.9 A	2 AA	290	121	28	16	0.0	9.0	62	15	8	0	3.8	6.0	98.5	1.9	0.8	78-79

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
88-89	13.40	91.10	0-77	28.53	96.50	78.45	56.18	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
3575.1	3461.2	895.1	0.97	:	147.7	120.9	84.9

@END 126

**ANEXO 6.4- FLUJO DE POTENCIA, DOS S/E DEMANDA
ACTUAL, VOLTAJE 22.8 kV.**

#2492 798 1330 8246 8379 8778 8911 9310 9576 9709 -9842
 PROJECT: DOS S/E 22.8 kV D.A. 10/10/00 17:43:41
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER ARMENIA
 Nominal Voltage = 22.86 KV Line to Line

ARMENIA				LOAD IN SECTION					LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES		SECTION NAME	
SECTION NAME	LGTH	PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT	ACCUM	LEVEL	KW		KVAR
FEEDER TOTALS:	KM	CFG	COND						(feeder pf = 0.97)					DROP	DROP				
0-20	0.0	ABC	2/0	AA	0	0	0	0.0	12.6	1307	331	34	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	0-20
20-24	0.9	ABC	2/0	AA	25	8	2	0.0	6.0	616	156	16	0	0.1	0.1	99.9	0.4	0.3	20-24
24-28	2.4	ABC	2/0	AA	25	8	2	0.0	5.5	560	142	15	0	0.2	0.2	99.8	0.8	0.7	24-28
28-30	3.1	ABC	2/0	AA	90	30	8	1.0	5.3	530	134	14	0	0.2	0.4	99.6	0.9	0.8	28-30
30-35	3.2	ABC	2/0	AA	55	19	5	0.0	3.9	394	99	10	0	0.2	0.6	99.4	0.5	0.4	30-35
35-36	6.8	A	2	AA	135	45	11	4.0	4.3	77	19	6	0	0.5	1.0	99.0	0.3	0.1	35-36
36-38	2.6	A	2	AA	55	19	5	1.0	2.1	40	10	3	0	0.1	1.1	98.9	0.0	0.0	36-38
38-40	3.2	A	2	AA	65	22	5	2.0	1.0	11	3	1	0	0.0	1.2	98.8	0.0	0.0	38-40
38-39	1.1	A	2	AA	25	8	2	1.0	0.4	4	1	0	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	38-39
36-37	1.1	A	2	AA	15	5	1	0.0	0.2	3	1	0	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	36-37
35-41	1.3	ABC	2/0	AA	10	3	1	0.0	2.8	283	71	7	0	0.0	0.6	99.4	0.1	0.1	35-41
41-43	1.1	ABC	2/0	AA	5	2	0	0.0	2.6	265	67	7	0	0.0	0.7	99.3	0.1	0.1	41-43
43-45	3.6	ABC	2/0	AA	90	30	8	1.0	2.4	237	60	6	0	0.1	0.8	99.2	0.2	0.2	43-45
45-47	0.9	ABC	2/0	AA	73	25	6	1.0	1.8	171	43	4	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	45-47
47-48	0.5	AB	1/0	AA	0	0	0	0.0	2.0	116	29	5	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	47-48
48-51	3.0	A	2	AA	30	10	3	1.0	4.5	98	25	8	0	0.3	1.1	98.9	0.2	0.1	48-51
51-53	8.3	A	2	AA	190	64	16	5.0	2.8	32	8	3	0	0.2	1.3	98.7	0.1	0.0	51-53
51-52	3.4	A	2	AA	85	29	7	2.0	1.3	14	4	1	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	51-52
48-49	1.2	AB	1/0	AA	10	3	1	0.0	0.2	12	3	0	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	48-49
49-50	3.1	A	2	AA	30	10	3	1.0	0.4	5	1	0	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	49-50
47-53'	3.7	A	2	AA	125	42	11	3.0	1.8	21	5	2	0	0.1	0.8	99.2	0.0	0.0	47-53'
45-46	5.4	A	2	AA	115	39	10	3.0	1.7	19	5	2	0	0.1	0.9	99.1	0.0	0.0	45-46
43-44	2.6	A	2	AA	35	12	3	1.0	0.5	6	1	0	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	43-44
41-42	1.9	A	2	AA	45	15	4	1.0	0.7	8	2	1	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	41-42
30-31	0.4	A	2	AA	10	3	1	0.0	4.8	109	27	9	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	30-31
31-34	3.5	A	2	AA	180	61	15	5.0	2.6	30	8	2	0	0.1	0.6	99.4	0.0	0.0	31-34
31-33	2.8	A	2	AA	70	24	6	2.0	1.0	12	3	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	31-33
31-32	4.9	A	2	AA	70	24	6	2.0	1.0	12	3	1	0	0.1	0.5	99.5	0.0	0.0	31-32
28-29	3.9	AB	2	AA	30	10	3	0.0	0.2	5	1	0	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	28-29
24-25	0.6	A	2	AA	50	17	4	1.0	2.0	39	10	3	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	24-25
25-27	4.9	A	2	AA	60	20	5	2.0	0.9	10	3	1	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	25-27
25-26	2.9	A	2	AA	30	10	3	1.0	0.4	5	1	0	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	25-26
20-21	4.8	A	2	AA	145	49	12	4.0	3.7	60	15	5	0	0.2	0.2	99.8	0.1	0.1	20-21
21-23	1.5	A	2	AA	60	20	5	2.0	0.9	10	3	1	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	21-23
21-22	1.7	A	2	AA	45	15	4	1.0	0.7	8	2	1	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	21-22
20-11	1.7	ABC	2/0	AA	55	19	5	0.0	5.8	593	151	15	0	0.1	0.1	99.9	0.6	0.5	20-11
11-10	7.0	ABC	2/0	AA	225	76	19	2.0	2.7	246	62	6	0	0.2	0.3	99.7	0.4	0.4	11-10
10-54	9.6	ABC	2/0	AA	50	17	4	0.0	2.0	199	50	5	0	0.2	0.6	99.4	0.4	0.3	10-54
54-58	4.9	ABC	2/0	AA	50	17	4	0.0	1.5	145	36	4	0	0.1	0.6	99.4	0.1	0.1	54-58
58-58'	8.6	ABC	2/0	AA	60	20	5	1.0	0.2	10	3	0	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	58-58'
58-59	12.2	A	2	AA	345	116	29	9.0	5.1	58	15	5	0	0.6	1.3	98.7	0.3	0.1	58-59
54-55	3.7	A	2	AA	10	3	1	0.0	1.6	35	9	3	0	0.1	0.7	99.3	0.0	0.0	54-55
55-57	2.3	A	2	AA	55	19	5	1.0	0.8	5	2	1	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	55-57
55-56	1.7	A	2	AA	45	15	4	1.0	0.7	8	2	1	0	0.0	0.7	99.3	0.0	0.0	55-56
11-12	3.1	AB	4/0	AA	85	29	7	1.0	3.3	285	72	11	0	0.1	0.3	99.7	0.3	0.4	11-12
12-13	5.5	AB	2	AA	50	17	4	1.0	5.9	262	66	10	0	0.6	0.8	99.2	1.2	0.6	12-13
13-15	2.3	AB	2	AA	120	40	10	2.0	5.3	224	56	9	0	0.2	1.0	99.0	0.4	0.2	13-15
15-17	6.0	A	2	AA	85	29	7	2.0	7.8	164	41	13	0	0.8	1.9	98.1	1.1	0.5	15-17
17-19	14.5	A	2	AA	325	109	27	9.0	4.8	55	14	4	0	0.7	2.6	97.4	0.3	0.1	17-19
17-18	5.1	A	2	AA	115	39	10	3.0	1.7	19	5	2	0	0.1	2.0	98.0	0.0	0.0	17-18
15-16	0.7	A	2	AA	75	25	6	2.0	1.1	13	3	1	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	15-16
13-14	1.1	A	2	AA	25	8	2	1.0	0.4	4	1	0	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	13-14

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
17-19	2.55	97.45	0-20	12.61	11.01	9.10	6.19

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
1348.2	1306.8	331.4	0.97	11.0	9.1	6.2

#2492 10640 11172 15162 15295 15694 15827 16226 16492 16625
 PROJECT: DOS S/E 22.8 kV D.A. 10/10/00 17:43:42
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER PVM
 Nominal Voltage = 22.80 KV Line to Line

PVM				LOAD IN SECTION					LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES		SECTION NAME	
SECTION NAME	LGTH	PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT	ACCUM	LEVEL	KW		KVAR
FEEDER TOTALS:	KM	CFG	COND						(feeder pf = 0.97)					DROP	DROP				
0-77	0.0	ABC	2/0	AA	0	0	0	0.0	13.4	1379	353	36	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	0-77
77-70	0.5	ABC	2/0	AA	95	32	8	1.0	8.1	816	210	21	0	0.0	0.1	99.9	0.4	0.3	77-70
70-68	2.5	ABC	2/0	AA	45	15	4	0.0	7.1	729	187	19	0	0.2	0.3	99.7	1.4	1.2	70-68
68-66	8.4	ABC	2/0	AA	360	120	30	3.0	6.9	647	166	17	0	0.7	0.9	99.1	3.7	3.1	68-66
66-61	9.5	ABC	2/0	AA	475	159	40	4.0	5.0	434	110	11	0	0.5	1.4	98.6	1.9	1.6	66-61
61-60	0.8	ABC	2/0	AA	338	113	28	3.0	1.4	83	21	2	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	61-60
60-58'	7.0	ABC	2/0	AA	80	27	7	1.0	0.3	13	3	0	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	60-58'
61-62	2.0	A	2	AA	85	28	7	2.0	9.4	199	50	16	0	0.4	1.8	98.2	0.6	0.3	61-62
62-64	23.1	A	1/0	AA	498	166	42	13.0	6.2	94	24	8	0	1.3	3.1	96.9	1.0	0.7	62-64
64-65	3.3	A	2	AA	30	10	3	1.0	0.5	5	1	0	0	0.0	3.2	96.8	0.0	0.0	64-65
62-63	1.2	A	2	AA	20	7	2	1.0	0.3	3	1	0	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	62-63
66-67	12.6	A	2	AA	210	70	18	6.0	3.1	35	9	3	0	0.4	1.3	98.7	0.1	0.0	66-67
68-69	2.0	A	2	AA	38	13	3	1.0	0.6	6	2	0	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	68-69
70-71	2.5	A	2	AA	140	47	12	4.0	2.8	40	10	3	0	0.1	0.1	99.9	0.0	0.0	70-71
71-72	0.4	A	2	AA	25	8	2	1.0	0.7	13	3	1	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	71-72
72-74	9.5	A	2	AA	15	5	1	0.0	0.2	3	1	0	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	72-74
72-73	2.4	A	2	AA	10	3	1	0.0	0.1	2	0	0	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	72-73
77-81	17.1	A																	

81-87	6.6 A	1/0 AA	70	23	6	2	0.0	3.5	89	22	7	0	0.4	3.0	97.0	0.2	0.2	81-87
87-88	5.4 A	2 AA	25	8	2	1	0.0	3.5	73	18	6	0	0.4	3.4	96.6	0.2	0.1	87-88
88-90	3.7 A	2 AA	85	28	7	2	0.0	1.3	14	4	1	0	0.0	3.4	96.6	0.0	0.0	88-90
88-89	6.8 A	2 AA	120	40	10	3	0.0	1.8	20	5	2	0	0.1	3.5	96.5	0.0	0.0	88-89
81-82	1.5 A	2 AA	15	5	1	0	0.0	3.4	73	18	6	0	0.1	2.7	97.3	0.1	0.0	81-82
82-84	0.7 A	2 AA	25	8	2	1	0.0	2.4	49	12	4	0	0.0	2.8	97.2	0.0	0.0	82-84
84-86	7.8 A	2 AA	105	35	9	3	0.0	1.6	18	4	1	0	0.1	2.9	97.1	0.0	0.0	84-86
84-85	2.0 A	2 AA	30	10	3	1	0.0	0.4	5	1	0	0	0.0	2.8	97.2	0.0	0.0	84-85
82-83	4.0 A	2 AA	50	17	4	1	0.0	0.7	8	2	1	0	0.0	2.8	97.2	0.0	0.0	82-83
77-78	8.9 AB	2 AA	150	50	13	2	0.0	4.5	184	46	7	0	0.6	0.6	99.4	1.0	0.4	77-78
78-80	12.5 A	2 AA	180	60	15	5	0.0	2.6	30	8	2	0	0.3	0.9	99.1	0.1	0.0	78-80
78-79	24.9 A	2 AA	290	97	24	8	0.0	4.3	49	12	4	0	1.0	1.6	98.4	0.4	0.2	78-79

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
88-89	3.48	96.52	0-77	13.35	20.20	16.41	11.78	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				: ----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
2771.8	2685.9	684.7	0.97	31.2	25.5	18.0

END 126

**ANEXO 6.5- FLUJO DE POTENCIA, DOS S/E DEMANDA 5
AÑOS, VOLTAJE 22.8 kV.**

2748 798 1330 8246 8379 8778 8911 9310 9576 9709 -9842
 PROJECT: DOS S/E 22.8 kV 5 AÑOS 10/10/00 17:45:58
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER ARMENIA
 Nominal Voltage = 22.86 KV Line to Line

ARMENIA				LOAD IN SECTION					LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES		SECTION NAME	
SECTION NAME	LGTH	PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW		KVAR
FEEDER TOTALS:	KM	CFG	COND						(feeder pf = 0.97)	1671	425	44	0	0.0	0.0	100.0	14.9	10.2	
0-20	0.0	ABC	2/0 AA	0	0	0	0	0.0	16.1	1671	425	44	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	0-20
20-24	0.9	ABC	2/0 AA	25	11	3	0	0.0	7.7	788	201	21	0	0.1	0.1	99.9	0.6	0.5	20-24
24-28	2.4	ABC	2/0 AA	25	11	3	0	0.0	7.0	716	182	19	0	0.2	0.3	99.7	1.3	1.1	24-28
28-30	3.1	ABC	2/0 AA	90	39	10	1	0.0	6.7	677	172	18	0	0.3	0.5	99.5	1.5	1.3	28-30
30-35	3.2	ABC	2/0 AA	55	24	6	1	0.0	5.0	503	127	13	0	0.2	0.7	99.3	0.9	0.7	30-35
35-36	6.8	A	2 AA	135	58	15	5	0.0	5.6	98	25	8	0	0.6	1.3	98.7	0.5	0.2	35-36
36-38	2.6	A	2 AA	55	24	6	2	0.0	2.7	50	13	4	0	0.1	1.5	98.5	0.0	0.0	36-38
38-40	3.2	A	2 AA	65	28	7	2	0.0	1.2	14	3	1	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	38-40
38-39	1.1	A	2 AA	25	11	3	1	0.0	0.5	5	1	0	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	38-39
36-37	1.1	A	2 AA	15	6	2	1	0.0	0.3	3	1	0	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	36-37
35-41	1.3	ABC	2/0 AA	10	4	1	0	0.0	3.5	361	91	9	0	0.1	0.8	99.2	0.2	0.2	35-41
41-43	1.1	ABC	2/0 AA	5	2	1	0	0.0	3.3	338	85	9	0	0.0	0.8	99.2	0.1	0.1	41-43
43-45	3.6	ABC	2/0 AA	90	39	10	1	0.0	3.1	303	76	8	0	0.1	1.0	99.0	0.4	0.3	43-45
45-47	0.9	ABC	2/0 AA	73	31	8	1	0.0	2.3	218	55	6	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	45-47
47-48	0.5	AB	1/0 AA	0	0	0	0	0.0	2.5	149	37	6	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	47-48
48-51	3.0	A	2 AA	30	13	3	1	0.0	5.8	125	31	10	0	0.3	1.4	98.6	0.3	0.2	48-51
51-53	8.3	A	2 AA	190	82	20	6	0.0	3.6	41	10	3	0	0.3	1.7	98.3	0.1	0.0	51-53
51-52	3.4	A	2 AA	85	36	9	3	0.0	1.6	18	5	1	0	0.1	1.4	98.6	0.0	0.0	51-52
48-49	1.2	AB	1/0 AA	10	4	1	0	0.0	0.3	15	4	1	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	48-49
49-50	3.1	A	2 AA	30	13	3	1	0.0	0.6	6	2	1	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	49-50
47-53'	3.7	A	2 AA	125	54	13	4	0.0	2.4	27	7	2	0	0.1	1.1	98.9	0.0	0.0	47-53'
45-46	5.4	A	2 AA	115	49	12	4	0.0	2.2	25	6	2	0	0.1	1.1	98.9	0.0	0.0	45-46
43-44	2.6	A	2 AA	35	15	4	1	0.0	0.7	8	2	1	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	43-44
41-42	1.9	A	2 AA	45	19	5	2	0.0	0.8	10	2	1	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	41-42
30-31	0.4	A	2 AA	10	4	1	0	0.0	6.2	140	35	11	0	0.1	0.6	99.4	0.1	0.0	30-31
31-34	3.5	A	2 AA	180	77	19	6	0.0	3.4	39	10	3	0	0.1	0.7	99.3	0.0	0.0	31-34
31-33	2.8	A	2 AA	70	30	8	2	0.0	1.3	15	4	1	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	31-33
31-32	4.9	A	2 AA	70	30	8	2	0.0	1.3	15	4	1	0	0.1	0.7	99.3	0.0	0.0	31-32
28-29	3.9	AB	2 AA	30	13	3	1	0.0	0.3	6	2	0	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	28-29
24-25	0.6	A	2 AA	50	21	5	2	0.0	2.6	49	12	4	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	24-25
25-27	4.9	A	2 AA	60	26	6	2	0.0	1.1	13	3	1	0	0.1	0.2	99.8	0.0	0.0	25-27
25-26	2.9	A	2 AA	30	13	3	1	0.0	0.6	6	2	1	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	25-26
20-21	4.8	A	2 AA	145	62	16	5	0.0	4.7	76	19	6	0	0.3	0.3	99.7	0.2	0.1	20-21
21-23	1.5	A	2 AA	60	26	6	2	0.0	1.1	13	3	1	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	21-23
21-22	1.7	A	2 AA	45	19	5	2	0.0	0.8	10	2	1	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	21-22
20-11	1.7	ABC	2/0 AA	55	24	6	1	0.0	7.4	759	193	20	0	0.2	0.2	99.8	1.0	0.9	20-11
11-10	7.0	ABC	2/0 AA	225	97	24	3	0.0	3.5	314	80	8	0	0.3	0.4	99.6	0.7	0.6	11-10
10-54	9.6	ABC	2/0 AA	50	21	5	1	0.0	2.6	255	64	7	0	0.3	0.7	99.3	0.7	0.6	10-54
54-58	4.9	ABC	2/0 AA	50	21	5	1	0.0	1.9	185	47	5	0	0.1	0.8	99.2	0.2	0.2	54-58
58-58'	8.6	ABC	2/0 AA	60	26	6	1	0.0	0.3	13	3	0	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	58-58'
58-59	12.2	A	2 AA	345	148	37	12	0.0	6.5	75	19	6	0	0.8	1.6	98.4	0.5	0.2	58-59
54-55	3.7	A	2 AA	10	4	1	0	0.0	2.1	45	11	4	0	0.2	0.9	99.1	0.1	0.0	54-55
55-57	2.3	A	2 AA	55	24	6	2	0.0	1.0	12	3	1	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	55-57
55-56	1.7	A	2 AA	45	19	5	2	0.0	0.8	10	2	1	0	0.0	0.9	99.1	0.0	0.0	55-56
11-12	3.1	AB	4/0 AA	85	36	9	1	0.0	4.2	365	93	14	0	0.2	0.3	99.7	0.4	0.6	11-12
12-13	5.5	AB	2 AA	50	21	5	1	0.0	7.5	336	85	13	0	0.7	1.0	99.0	2.0	1.0	12-13
13-15	2.3	AB	2 AA	120	52	13	2	0.0	6.8	286	72	11	0	0.3	1.3	98.7	0.6	0.3	13-15
15-17	6.0	A	2 AA	85	36	9	3	0.0	10.0	210	53	17	0	1.1	2.4	97.6	1.9	0.8	15-17
17-19	14.5	A	2 AA	325	140	35	11	0.0	6.2	70	18	6	0	0.9	3.3	96.7	0.5	0.2	17-19
17-18	5.1	A	2 AA	115	49	12	4	0.0	2.2	25	6	2	0	0.1	2.5	97.5	0.0	0.0	17-18
15-16	0.7	A	2 AA	75	32	8	3	0.0	1.4	16	4	1	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	15-16
13-14	1.1	A	2 AA	25	11	3	1	0.0	0.5	5	1	0	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	13-14

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM			LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
17-19	3.27	96.73	0-20	16.13	18.05	14.93	10.15	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES			
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR	
1724.4	1671.2	425.2	0.97	18.1	14.9	10.2	

2748 10640 11172 15162 15295 15694 15827 16226 16492 16625
 PROJECT: DOS S/E 22.8 kV 5 AÑOS 10/10/00 17:45:58
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER PVM
 Nominal Voltage = 22.80 KV Line to Line

PVM				LOAD IN SECTION					LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES		SECTION NAME	
SECTION NAME	LGTH	PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW		KVAR
FEEDER TOTALS:	KM	CFG	COND						(feeder pf = 0.97)	1766	455	46	0	0.0	0.0	100.0	27.1	19.4	
0-77	0.0	ABC	2/0 AA	0	0	0	0	0.0	17.1	1766	455	46	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	0-77
77-70	0.5	ABC	2/0 AA	95	41	10	1	0.0	10.3	1045	270	27	0	0.1	0.1	99.9	0.6	0.5	77-70
70-68	2.5	ABC	2/0 AA	45	19	5	1	0.0	9.1	934	242	24	0	0.3	0.3	99.7	2.3	1.9	70-68
68-66	8.4	ABC	2/0 AA	360	153	38	4	0.0	8.8	829	214	22	0	0.8	1.2	98.8	6.1	5.2	68-66
66-61	9.5	ABC	2/0 AA	475	203	51	5	0.0	6.4	555	142	15	0	0.6	1.8	98.2	3.2	2.7	66-61
61-60	0.8	ABC	2/0 AA	338	144	36	4	0.0	1.8	106	27	3	0	0.0	1.8	98.2	0.0	0.0	61-60
60-58'	7.0	ABC	2/0 AA	80	34	9	1	0.0	0.3	17	4	0	0	0.0	1.9	98.1	0.0	0.0	60-58'
61-62	2.0	A	2 AA	85	36	9	3	0.0	12.1	254	65	20	0	0.5	2.3	97.7	1.0	0.4	61-62
62-64	23.1	A	1/0 AA	498	212	53	17	0.0	7.9	121	31	10	0	1.7	4.0	96.0	1.6	1.1	62-64
64-65	3.3	A	2 AA	30	13	3	1	0.0	0.6	6	2	1	0	0.0	4.1	95.9	0.0	0.0	64-65
62-63	1.2	A	2 AA	20	9	2	1	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	2.3	97.7	0.0	0.0	62-63
66-67	12.6	A	2 AA	210	90	22	7	0.0	4.0	45	11	4	0	0.5	1.7	98.3	0.2	0.1	66-67
68-69	2.0	A	2 AA	38	16	4	1	0.0	0.7	8	2	1	0	0.0	0.4	99.6	0.0	0.0	68-69
70-71	2.5	A	2 AA	140	60	15	5	0.0	3.5	51	13	4	0	0.1	0.2	99.8	0.0	0.0	70-71
71-72	0.4	A	2 AA	25	11	3	1	0.0	0.9	16	4	1	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	71-72
72-74	9.5	A	2 AA	15	6	2	1	0.0	0.3	3	1	0	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	72

81-87	6.6 A	1/0 AA	70	30	7	2	0.0	4.5	114	29	9	0	0.5	3.9	96.1	0.4	0.3	81-87
87-88	5.4 A	2 AA	25	11	3	1	0.0	4.5	93	23	8	0	0.5	4.3	95.7	0.4	0.2	87-88
88-90	3.7 A	2 AA	85	36	9	3	0.0	1.6	18	5	1	0	0.1	4.4	95.6	0.0	0.0	88-90
88-89	6.8 A	2 AA	120	51	13	4	0.0	2.3	26	6	2	0	0.2	4.5	95.5	0.0	0.0	88-89
81-82	1.5 A	2 AA	15	6	2	1	0.0	4.3	93	23	8	0	0.1	3.5	96.5	0.1	0.0	81-82
82-84	0.7 A	2 AA	25	11	3	1	0.0	3.1	63	16	5	0	0.0	3.6	96.4	0.0	0.0	82-84
84-86	7.8 A	2 AA	105	45	11	4	0.0	2.0	22	6	2	0	0.2	3.7	96.3	0.0	0.0	84-86
84-85	2.0 A	2 AA	30	13	3	1	0.0	0.6	6	2	1	0	0.0	3.6	96.4	0.0	0.0	84-85
82-83	4.0 A	2 AA	50	21	5	2	0.0	1.0	11	3	1	0	0.0	3.6	96.4	0.0	0.0	82-83
77-78	8.9 AB	2 AA	150	64	16	3	0.0	5.8	235	59	9	0	0.8	0.8	99.2	1.6	0.7	77-78
78-80	12.5 A	2 AA	180	77	19	6	0.0	3.4	39	10	3	0	0.4	1.2	98.8	0.1	0.1	78-80
78-79	24.9 A	2 AA	290	124	31	10	0.0	5.5	62	16	5	0	1.3	2.1	97.9	0.7	0.3	78-79

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			---- WIRE LOAD MAXIMUM --			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
88-89	4.48	95.52	0-77	17.11	33.31	27.07	19.42	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				: ----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
3548.4	3437.4	880.5	0.97	51.4	42.0	29.6

END 126

ANEXO 6.6- FLUJO DE POTENCIA, DOS S/E DEMANDA 10 AÑOS, VOLTAJE 22.8 kV.

83792 798 1330 8246 8379 8778 8911 9310 9576 9709 -9842
 PROJECT: DOS S/E 22.8 kV 10 AÑOS 10/10/00 17:47:47
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER ARMENIA
 Nominal Voltage = 22.86 KV Line to Line

ARMENIA				LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES				
SECTION NAME	LGTH KM	PHS CFG	COND	CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
FEEDER TOTALS:				(feeder pf = 0.97)				0.97				100.0			24.5 16.7				
0-20	0.0	ABC	2/0 AA	0	0	0	0	0.0	20.6	2138	546	56	0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	0-20
20-24	0.9	ABC	2/0 AA	25	14	3	0	0.0	9.8	1008	258	26	0	0.1	0.1	99.9	1.0	0.8	20-24
24-28	2.4	ABC	2/0 AA	25	14	3	0	0.0	8.9	916	234	24	0	0.3	0.4	99.6	2.1	1.8	24-28
28-30	3.1	ABC	2/0 AA	90	49	12	1	0.0	8.6	866	220	23	0	0.3	0.7	99.3	2.5	2.1	28-30
30-35	3.2	ABC	2/0 AA	55	30	8	1	0.0	6.4	643	163	17	0	0.2	0.9	99.1	1.4	1.2	30-35
35-36	6.8	A	2 AA	135	74	19	6	0.0	7.1	126	32	10	0	0.8	1.7	98.3	0.8	0.3	35-36
36-38	2.6	A	2 AA	55	30	8	2	0.0	3.5	64	16	5	0	0.1	1.9	98.1	0.1	0.0	36-38
38-40	3.2	A	2 AA	65	36	9	3	0.0	1.6	18	4	1	0	0.1	1.9	98.1	0.0	0.0	38-40
38-39	1.1	A	2 AA	25	14	3	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	1.9	98.1	0.0	0.0	38-39
36-37	1.1	A	2 AA	15	8	2	1	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	36-37
35-41	1.3	ABC	2/0 AA	10	5	1	0	0.0	4.5	461	116	12	0	0.1	1.0	99.0	0.3	0.2	35-41
41-43	1.1	ABC	2/0 AA	5	3	1	0	0.0	4.2	432	109	11	0	0.1	1.1	98.9	0.2	0.2	41-43
43-45	3.6	ABC	2/0 AA	90	49	12	1	0.0	4.0	387	97	10	0	0.2	1.2	98.8	0.6	0.5	43-45
45-47	0.9	ABC	2/0 AA	73	40	10	1	0.0	2.9	278	70	7	0	0.0	1.3	98.7	0.1	0.1	45-47
47-48	0.5	AB	1/0 AA	0	0	0	0	0.0	3.3	190	48	8	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	47-48
48-51	3.0	A	2 AA	30	16	4	1	0.0	7.4	160	40	13	0	0.4	1.7	98.3	0.6	0.3	48-51
51-53	8.3	A	2 AA	190	104	26	8	0.0	4.6	52	13	4	0	0.4	2.1	97.9	0.2	0.1	51-53
51-52	3.4	A	2 AA	85	47	12	4	0.0	2.1	23	6	2	0	0.1	1.8	98.2	0.0	0.0	51-52
48-49	1.2	AB	1/0 AA	10	5	1	0	0.0	0.4	19	5	1	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	48-49
49-50	3.1	A	2 AA	30	16	4	1	0.0	0.7	8	2	1	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	49-50
47-53'	3.7	A	2 AA	125	68	17	5	0.0	3.0	34	9	3	0	0.1	1.4	98.6	0.0	0.0	47-53'
45-46	5.4	A	2 AA	115	63	16	5	0.0	2.8	32	8	2	0	0.2	1.4	98.6	0.0	0.0	45-46
43-44	2.6	A	2 AA	35	19	5	2	0.0	0.8	10	2	1	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	43-44
41-42	1.9	A	2 AA	45	25	6	2	0.0	1.1	12	3	1	0	0.0	1.0	99.0	0.0	0.0	41-42
30-31	0.4	A	2 AA	10	5	1	0	0.0	7.9	178	45	14	0	0.1	0.8	99.2	0.1	0.0	30-31
31-34	3.5	A	2 AA	180	99	25	8	0.0	4.3	49	12	4	0	0.2	0.9	99.1	0.1	0.0	31-34
31-33	2.8	A	2 AA	70	38	10	3	0.0	1.7	19	5	2	0	0.0	0.8	99.2	0.0	0.0	31-33
31-32	4.9	A	2 AA	70	38	10	3	0.0	1.7	19	5	2	0	0.1	0.8	99.2	0.0	0.0	31-32
28-29	3.9	AB	2 AA	30	16	4	1	0.0	0.4	8	2	0	0	0.0	0.4	99.6	0.0	0.0	28-29
24-25	0.6	A	2 AA	50	27	7	2	0.0	3.3	63	16	5	0	0.0	0.1	99.9	0.0	0.0	24-25
25-27	4.9	A	2 AA	60	33	8	3	0.0	1.4	16	4	1	0	0.1	0.2	99.8	0.0	0.0	25-27
25-26	2.9	A	2 AA	30	16	4	1	0.0	0.7	8	2	1	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	25-26
20-21	4.8	A	2 AA	145	79	20	6	0.0	6.0	98	25	8	0	0.4	0.4	99.6	0.3	0.1	20-21
21-23	1.5	A	2 AA	60	33	8	3	0.0	1.4	16	4	1	0	0.0	0.4	99.6	0.0	0.0	21-23
21-22	1.7	A	2 AA	45	25	6	2	0.0	1.1	12	3	1	0	0.0	0.4	99.6	0.0	0.0	21-22
20-11	1.7	ABC	2/0 AA	55	30	8	1	0.0	9.5	972	249	25	0	0.2	0.2	99.8	1.7	1.4	20-11
11-10	7.0	ABC	2/0 AA	225	123	31	3	0.0	4.5	402	102	11	0	0.3	0.5	99.5	1.2	1.0	11-10
10-54	9.6	ABC	2/0 AA	50	27	7	1	0.0	3.3	326	83	9	0	0.4	0.9	99.1	1.1	0.9	10-54
54-58	4.9	ABC	2/0 AA	50	27	7	1	0.0	2.4	237	60	6	0	0.1	1.1	98.9	0.3	0.2	54-58
58-58'	8.6	ABC	2/0 AA	60	33	8	1	0.0	0.3	16	4	0	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	58-58'
58-59	12.2	A	2 AA	345	189	47	15	0.0	8.3	95	24	8	0	1.1	2.1	97.9	0.8	0.4	58-59
54-55	3.7	A	2 AA	10	5	1	0	0.0	2.6	58	14	5	0	0.2	1.1	98.9	0.1	0.0	54-55
55-57	2.3	A	2 AA	55	30	8	2	0.0	1.3	15	4	1	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	55-57
55-56	1.7	A	2 AA	45	25	6	2	0.0	1.1	12	3	1	0	0.0	1.1	98.9	0.0	0.0	55-56
11-12	3.1	AB	4/0 AA	85	47	12	2	0.0	5.3	468	120	18	0	0.2	0.4	99.6	0.7	1.0	11-12
12-13	5.5	AB	2 AA	50	27	7	1	0.0	9.7	430	110	17	0	0.9	1.3	98.7	3.3	1.6	12-13
13-15	2.3	AB	2 AA	120	66	16	3	0.0	8.8	367	93	15	0	0.3	1.7	98.3	1.0	0.5	13-15
15-17	6.0	A	2 AA	85	47	12	4	0.0	12.9	268	68	21	0	1.4	3.1	96.9	3.1	1.4	15-17
17-19	14.5	A	2 AA	325	178	45	14	0.0	8.0	90	23	7	0	1.1	4.2	95.8	0.9	0.4	17-19
17-18	5.1	A	2 AA	115	63	16	5	0.0	2.8	32	8	3	0	0.1	3.2	96.8	0.0	0.0	17-18
15-16	0.7	A	2 AA	75	41	10	3	0.0	1.8	21	5	2	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	15-16
13-14	1.1	A	2 AA	25	14	3	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	13-14

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM			LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	PERCENT	KVA	KW	KVAR
17-19	4.21	95.79	0-20	20.64		29.67	24.54	16.67

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES			
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR	
2207.1	2138.3	546.4	0.97	29.7	24.5	16.7	

83792 10640 11172 15162 15295 15694 15827 16226 16492 16625
 PROJECT: DOS S/E 22.8 kV 10 AÑOS 10/10/00 17:47:47
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER PVM
 Nominal Voltage = 22.80 KV Line to Line

PVM				LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES				
SECTION NAME	LGTH KM	PHS CFG	COND	CONN KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	DROP	DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
FEEDER TOTALS:				(feeder pf = 0.97)				0.97				100.0			44.8 32.1				
0-77	0.0	ABC	2/0 AA	0	0	0	0	0.0	21.9	2265	588	59	0	0.0	0.0	100.0	0.1	0.0	0-77
77-70	0.5	ABC	2/0 AA	95	52	13	1	0.0	13.2	1340	349	35	0	0.1	0.1	99.9	1.0	0.8	77-70
70-68	2.5	ABC	2/0 AA	45	24	6	1	0.0	11.7	1197	313	31	0	0.4	0.4	99.6	3.8	3.2	70-68
68-66	8.4	ABC	2/0 AA	360	196	49	5	0.0	11.3	1063	277	28	0	1.1	1.5	98.5	10.1	8.5	68-66
66-61	9.5	ABC	2/0 AA	475	258	65	7	0.0	8.3	711	183	19	0	0.8	2.4	97.6	5.2	4.4	66-61
61-60	0.8	ABC	2/0 AA	338	184	46	5	0.0	2.3	136	34	4	0	0.0	2.4	97.6	0.0	0.0	61-60
60-58'	7.0	ABC	2/0 AA	80	44	11	1	0.0	0.4	22	5	1	0	0.0	2.4	97.6	0.0	0.0	60-58'
61-62	2.0	A	2 AA	85	46	12	4	0.0	15.6	326	83	26	0	0.6	3.0	97.0	1.7	0.7	61-62
62-64	23.1	A	1/0 AA	498	271	68	22	0.0	10.2	155	40	12	0	2.2	5.2	94.8	2.7	1.8	62-64
64-65	3.3	A	2 AA	30	16	4	1	0.0	0.7	8	2	1	0	0.0	5.2	94.8	0.0	0.0	64-65
62-63	1.2	A	2 AA	20	11	3	1	0.0	0.5	5	1	0	0	0.0	3.0	97.0	0.0	0.0	62-63
66-67	12.6	A	2 AA	210	114	29	9	0.0	5.1	57	14	5	0	0.6	2.2	97.8	0.3	0.1	66-67
68-69	2.0	A	2 AA	38	21	5	2	0.0	0.9	10	3	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	68-69
70-71	2.5	A	2 AA	140	76	19	6	0.0	4.5	65	16	5	0	0.1	0.2	99.8	0.1	0.0	70-71
71-72	0.4	A	2 AA	25	14	3	1	0.0	1.2	20	5	2	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	71-72
72-74	9.5	A	2 AA	15	8	2	1	0.0	0.4	4	1	0	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	72-74
72-73	2.4	A	2 AA	10	5	1	0	0.0	0.2	3	1	0							

81-87	6.6 A	1/0 AA	70	38	10	3	0.0	5.9	146	37	12	0	0.6	5.0	95.0	0.7	0.5	81-87
87-88	5.4 A	2 AA	25	14	3	1	0.0	5.8	119	30	10	0	0.6	5.6	94.4	0.6	0.3	87-88
88-90	3.7 A	2 AA	85	46	12	4	0.0	2.1	23	6	2	0	0.1	5.7	94.3	0.0	0.0	88-90
88-89	6.8 A	2 AA	120	65	16	5	0.0	3.0	33	8	3	0	0.2	5.8	94.2	0.1	0.0	88-89
81-82	1.5 A	2 AA	15	8	2	1	0.0	5.6	119	30	10	0	0.2	4.5	95.5	0.2	0.1	81-82
82-84	0.7 A	2 AA	25	14	3	1	0.0	4.0	80	20	7	0	0.1	4.6	95.4	0.0	0.0	82-84
84-86	7.8 A	2 AA	105	57	14	5	0.0	2.6	29	7	2	0	0.2	4.8	95.2	0.0	0.0	84-86
84-85	2.0 A	2 AA	30	16	4	1	0.0	0.7	8	2	1	0	0.0	4.6	95.4	0.0	0.0	84-85
82-83	4.0 A	2 AA	50	27	7	2	0.0	1.2	14	3	1	0	0.0	4.6	95.4	0.0	0.0	82-83
77-78	8.9 AB	2 AA	150	82	20	3	0.0	7.4	300	76	12	0	1.0	1.0	99.0	2.6	1.1	77-78
78-80	12.5 A	2 AA	180	98	25	8	0.0	4.3	49	12	4	0	0.5	1.5	98.5	0.2	0.1	78-80
78-79	24.9 A	2 AA	290	158	40	12	0.0	7.0	80	20	6	0	1.7	2.7	97.3	1.1	0.5	78-79

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR	
88-89	5.78	94.22	0-77	21.94	55.15	44.82	32.14	

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR
4546.8	4402.9	1134.9	0.97	84.8	69.4	48.8

END 126

ANEXO 6.7.- FLUJO DE POTENCIA, DOS S/E DEMANDA 15 AÑOS, VOLTAJE 22.8 kV.

81120 798 1330 8246 8379 8778 8911 9310 9576 9709 -9842
 PROJECT: DOS S/E 22.8 kV 15 AÑOS 10/10/00 17:51:21
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER ARMENIA
 Nominal Voltage = 22.86 KV Line to Line

ARMENIA				LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES				
SECTION NAME	LGTH	PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROP	PERCENT DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
FEEDER TOTALS:							(feeder pf = 0.97)		2738	704	71	0	0	0.0	0.0	100.0	40.4	27.5	
0-20	0.0	ABC	2/0 AA	0	0	0	0	0.0	26.4	2738	704	71	0	0.0	0.0	100.0	0.1	0.1	0-20
20-24	0.9	ABC	2/0 AA	25	17	4	0	0.0	12.5	1290	332	34	0	0.1	0.1	99.9	1.6	1.3	20-24
24-28	2.4	ABC	2/0 AA	25	17	4	0	0.0	11.4	1173	301	31	0	0.3	0.5	99.5	3.5	2.9	24-28
28-30	3.1	ABC	2/0 AA	90	63	16	2	0.0	11.1	1108	283	29	0	0.4	0.9	99.1	4.0	3.4	28-30
30-35	3.2	ABC	2/0 AA	55	38	10	1	0.0	8.2	822	209	22	0	0.3	1.2	98.8	2.3	1.9	30-35
35-36	6.8	A	2 AA	135	94	24	7	0.0	9.1	160	40	13	0	1.0	2.2	97.8	1.3	0.6	35-36
36-38	2.6	A	2 AA	55	38	10	3	0.0	4.5	82	21	7	0	0.2	2.4	97.6	0.1	0.1	36-38
38-40	3.2	A	2 AA	65	45	11	4	0.0	2.0	23	6	2	0	0.1	2.4	97.6	0.0	0.0	38-40
38-39	1.1	A	2 AA	25	17	4	1	0.0	0.8	9	2	1	0	0.0	2.4	97.6	0.0	0.0	38-39
36-37	1.1	A	2 AA	15	10	3	1	0.0	0.5	5	1	0	0	0.0	2.2	97.8	0.0	0.0	36-37
35-41	1.3	ABC	2/0 AA	10	7	2	0	0.0	5.8	589	149	16	0	0.1	1.3	98.7	0.5	0.4	35-41
41-43	1.1	ABC	2/0 AA	5	3	1	0	0.0	5.4	552	140	15	0	0.1	1.4	98.6	0.4	0.3	41-43
43-45	3.6	ABC	2/0 AA	90	63	16	2	0.0	5.1	494	125	13	0	0.2	1.6	98.4	0.9	0.8	43-45
45-47	0.9	ABC	2/0 AA	73	51	13	1	0.0	3.7	356	89	9	0	0.0	1.6	98.4	0.1	0.1	45-47
47-48	0.5	AB	1/0 AA	0	0	0	0	0.0	4.2	243	61	10	0	0.0	1.7	98.3	0.1	0.0	47-48
48-51	3.0	A	2 AA	30	21	5	2	0.0	9.5	204	51	16	0	0.6	2.2	97.8	0.9	0.4	48-51
51-53	8.3	A	2 AA	190	133	33	11	0.0	5.9	67	17	5	0	0.5	2.7	97.3	0.3	0.1	51-53
51-52	3.4	A	2 AA	85	59	15	5	0.0	2.6	30	7	2	0	0.1	2.3	97.7	0.0	0.0	51-52
48-49	1.2	AB	1/0 AA	10	7	2	0	0.0	0.5	24	6	1	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	48-49
49-50	3.1	A	2 AA	30	21	5	2	0.0	0.9	10	3	1	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	49-50
47-53'	3.7	A	2 AA	125	87	22	7	0.0	3.9	44	11	3	0	0.2	1.8	98.2	0.1	0.0	47-53'
45-46	5.4	A	2 AA	115	80	20	6	0.0	3.5	40	10	3	0	0.2	1.8	98.2	0.1	0.0	45-46
43-44	2.6	A	2 AA	35	24	6	2	0.0	1.1	12	3	1	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	43-44
41-42	1.9	A	2 AA	45	31	8	2	0.0	1.4	16	4	1	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	41-42
30-31	0.4	A	2 AA	10	7	2	1	0.0	10.1	228	57	18	0	0.1	1.0	99.0	0.2	0.1	30-31
31-34	3.5	A	2 AA	180	126	32	10	0.0	5.5	63	16	5	0	0.2	1.2	98.8	0.1	0.0	31-34
31-33	2.8	A	2 AA	70	49	12	4	0.0	2.1	24	6	2	0	0.1	1.0	99.0	0.0	0.0	31-33
31-32	4.9	A	2 AA	70	49	12	4	0.0	2.1	24	6	2	0	0.1	1.1	98.9	0.0	0.0	31-32
28-29	3.9	AB	2 AA	30	21	5	1	0.0	0.5	10	3	0	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	28-29
24-25	0.6	A	2 AA	50	35	9	3	0.0	4.3	80	20	6	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	24-25
25-27	4.9	A	2 AA	60	42	11	3	0.0	1.8	21	5	2	0	0.1	0.3	99.7	0.0	0.0	25-27
25-26	2.9	A	2 AA	30	21	5	2	0.0	0.9	10	3	1	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	25-26
20-21	4.8	A	2 AA	145	101	25	8	0.0	7.6	125	31	10	0	0.5	0.5	99.5	0.5	0.2	20-21
21-23	1.5	A	2 AA	60	42	11	3	0.0	1.8	21	5	2	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	21-23
21-22	1.7	A	2 AA	45	31	8	2	0.0	1.4	16	4	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	21-22
20-11	1.7	ABC	2/0 AA	55	38	10	1	0.0	12.2	1245	321	32	0	0.3	0.3	99.7	2.8	2.3	20-11
11-10	7.0	ABC	2/0 AA	225	157	39	4	0.0	5.7	514	132	13	0	0.4	0.7	99.3	2.0	1.6	11-10
10-54	9.6	ABC	2/0 AA	50	35	9	1	0.0	4.2	416	106	11	0	0.5	1.2	98.8	1.8	1.5	10-54
54-58	4.9	ABC	2/0 AA	50	35	9	1	0.0	3.1	303	76	8	0	0.2	1.4	98.6	0.5	0.4	54-58
58-58'	8.6	ABC	2/0 AA	60	42	11	1	0.0	0.4	21	5	1	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	58-58'
58-59	12.2	A	2 AA	345	241	60	19	0.0	10.7	122	31	10	0	1.3	2.7	97.3	1.3	0.6	58-59
54-55	3.7	A	2 AA	10	7	2	1	0.0	3.4	74	18	6	0	0.3	1.4	98.6	0.1	0.1	54-55
55-57	2.3	A	2 AA	55	38	10	3	0.0	1.7	19	5	2	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	55-57
55-56	1.7	A	2 AA	45	31	8	2	0.0	1.4	16	4	1	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	55-56
11-12	3.1	AB	4/0 AA	85	59	15	2	0.0	6.9	601	155	24	0	0.3	0.5	99.5	1.1	1.6	11-12
12-13	5.5	AB	2 AA	50	35	9	1	0.0	12.4	552	141	22	0	1.2	1.7	98.3	5.4	2.6	12-13
13-15	2.3	AB	2 AA	120	84	21	3	0.0	11.3	470	119	19	0	0.4	2.2	97.8	1.7	0.8	13-15
15-17	6.0	A	2 AA	85	59	15	5	0.0	16.6	344	87	27	0	1.8	4.0	96.0	5.1	2.3	15-17
17-19	14.5	A	2 AA	325	227	57	18	0.0	10.3	115	29	9	0	1.5	5.4	94.6	1.4	0.6	17-19
17-18	5.1	A	2 AA	115	80	20	7	0.0	3.6	40	10	3	0	0.2	4.1	95.9	0.1	0.0	17-18
15-16	0.7	A	2 AA	75	52	13	4	0.0	2.3	26	7	2	0	0.0	2.2	97.8	0.0	0.0	15-16
13-14	1.1	A	2 AA	25	17	4	1	0.0	0.8	9	2	1	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	13-14

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	CAPACITY	KVA	KW	KVAR
17-19	5.42	94.58	0-20	26.45	48.87	40.44	27.45

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				:	RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES			
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR	
2827.2	2738.3	703.6	0.97	:	48.9	40.4	27.5	

81120 10640 11172 15162 15295 15694 15827 16226 16492 16625
 PROJECT: DOS S/E 22.8 kV 15 AÑOS 10/10/00 17:51:22
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER PVM
 Nominal Voltage = 22.80 KV Line to Line

PVM				LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES				
SECTION NAME	LGTH	PHS	CONN	KVA	KW	KVAR	AMPS	CUST	LOAD PCT	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT DROP	PERCENT DROP	LEVEL	KW	KVAR	SECTION NAME
FEEDER TOTALS:							(feeder pf = 0.97)		2908	763	76	0	0	0.0	0.0	100.0	74.6	53.5	
0-77	0.0	AHC	2/0 AA	0	0	0	0	0.0	28.2	2908	763	76	0	0.0	0.0	100.0	0.1	0.1	0-77
77-70	0.5	AHC	2/0 AA	95	66	17	2	0.0	17.0	1720	453	45	0	0.1	0.1	99.9	1.6	1.3	77-70
70-68	2.5	ABC	2/0 AA	45	31	8	1	0.0	15.1	1537	407	40	0	0.5	0.6	99.4	6.3	5.3	70-68
68-66	8.4	ABC	2/0 AA	360	250	63	7	0.0	14.5	1364	359	36	0	1.4	2.0	98.0	16.8	14.1	68-66
66-61	9.5	ABC	2/0 AA	475	330	83	9	0.0	10.6	911	236	24	0	1.1	3.0	97.0	8.7	7.3	66-61
61-60	0.8	AHC	2/0 AA	338	235	59	6	0.0	2.9	173	43	5	0	0.0	3.1	96.9	0.0	0.0	61-60
60-58'	7.0	ABC	2/0 AA	80	56	14	1	0.0	0.6	28	7	1	0	0.0	3.1	96.9	0.0	0.0	60-58'

87-88	5.4 A	2 AA	25	17	4	1	0.0	7.5	152	38	13	0	0.8	7.2	92.8	1.0	0.4	87-88
88-90	3.7 A	2 AA	85	59	15	5	0.0	2.8	30	7	2	0	0.1	7.3	92.7	0.0	0.0	88-90
88-89	6.8 A	2 AA	120	83	21	7	0.0	3.9	42	10	4	0	0.3	7.5	92.5	0.1	0.0	88-89
81-82	1.5 A	2 AA	15	10	3	1	0.0	7.2	151	38	13	0	0.2	5.9	94.1	0.3	0.1	81-82
82-84	0.7 A	2 AA	25	17	4	1	0.0	5.1	103	26	9	0	0.1	6.0	94.0	0.1	0.0	82-84
84-86	7.8 A	2 AA	105	73	18	6	0.0	3.4	37	9	3	0	0.3	6.2	93.8	0.1	0.0	84-86
84-85	2.0 A	2 AA	30	21	5	2	0.0	1.0	10	3	1	0	0.0	6.0	94.0	0.0	0.0	84-85
82-83	4.0 A	2 AA	50	35	9	3	0.0	1.6	17	4	1	0	0.1	6.0	94.0	0.0	0.0	82-83
77-78	8.9 AB	2 AA	150	104	26	4	0.0	9.5	385	98	15	0	1.3	1.3	98.7	4.2	1.9	77-78
78-80	12.5 A	2 AA	180	125	31	10	0.0	5.5	63	16	5	0	0.7	2.0	98.0	0.3	0.2	78-80
78-79	24.9 A	2 AA	290	201	50	16	0.0	9.0	103	26	8	0	2.2	3.5	96.5	1.8	0.8	78-79

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY		KVA	KW	KVAR
88-89	7.49	92.51	0-77	28.19		91.78	74.59	53.48

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----			
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR	
5833.3	5645.8	1467.1	0.97	:	140.6	115.0	80.9	

END 126

ANEXO 6.8- FLUJO DE POTENCIA, DOS S/E DEMANDA 15 AÑOS, VOLTAJE 22.8 kV CON CAMBIOS.

82604 798 1330 8246 8379 8778 8911 9310 9576 9709 -9842
 PROJECT: DOS S/E 22.8kV 15 AÑOS MEJORAD 11/04/00 18:08:54
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER ARMENIA
 Nominal Voltage = 22.86 KV Line to Line

ARMENIA				LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES				
SECTION NAME	LGTH	PHS	CONN	KW	KVAR	AMPS	CUST	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT	PERCENT	PERCENT	PERCENT	KW	KVAR	SECTION NAME	
FEEDER TOTALS:	KM	CFG	COND	KVA	(feeder pf =	0.97)	PCT	2738	704	71	0	DROP	DROP	LEVEL	40.4	27.5			
0-20	0.0	ABC	2/0 AA	0	0	0	0.0	26.4	2738	704	71	0	0.0	0.0	100.0	0.1	0.1	0-20	
20-24	0.9	ABC	2/0 AA	25	17	4	0.0	12.5	1290	332	34	0	0.1	0.1	99.9	1.6	1.3	20-24	
24-28	2.4	ABC	2/0 AA	25	17	4	0.0	11.4	1173	301	31	0	0.3	0.5	99.5	3.5	2.9	24-28	
28-30	3.1	ABC	2/0 AA	90	63	16	2	0.0	11.1	1108	283	29	0	0.4	0.9	99.1	4.0	3.4	28-30
30-35	3.2	ABC	2/0 AA	55	38	10	1	0.0	8.2	822	209	22	0	0.3	1.2	98.8	2.3	1.9	30-35
35-36	6.8	A	2 AA	135	94	24	7	0.0	9.1	160	40	13	0	1.0	2.2	97.8	1.3	0.6	35-36
36-38	2.6	A	2 AA	55	38	10	3	0.0	4.5	82	21	7	0	0.2	2.4	97.6	0.1	0.1	36-38
38-40	3.2	A	2 AA	65	45	11	4	0.0	2.0	23	6	2	0	0.1	2.4	97.6	0.0	0.0	38-40
38-39	1.1	A	2 AA	25	17	4	1	0.0	0.8	9	2	1	0	0.0	2.4	97.6	0.0	0.0	38-39
36-37	1.1	A	2 AA	15	10	3	1	0.0	0.5	5	1	0	0	0.0	2.2	97.8	0.0	0.0	36-37
35-41	1.3	ABC	2/0 AA	10	7	2	0	0.0	5.8	589	149	16	0	0.1	1.3	98.7	0.5	0.4	35-41
41-43	1.1	ABC	2/0 AA	5	3	1	0	0.0	5.4	552	140	15	0	0.1	1.4	98.6	0.4	0.3	41-43
43-45	3.6	ABC	2/0 AA	90	63	16	2	0.0	5.1	494	125	13	0	0.2	1.6	98.4	0.9	0.8	43-45
45-47	0.9	ABC	2/0 AA	73	51	13	1	0.0	3.7	356	89	9	0	0.0	1.6	98.4	0.1	0.1	45-47
47-48	0.5	AB	1/0 AA	0	0	0	0	0.0	4.2	243	61	10	0	0.0	1.7	98.3	0.1	0.0	47-48
48-51	3.0	A	2 AA	30	21	5	2	0.0	9.5	204	51	16	0	0.6	2.2	97.8	0.9	0.4	48-51
51-53	8.3	A	2 AA	190	133	33	11	0.0	5.9	67	17	5	0	0.5	2.7	97.3	0.3	0.1	51-53
51-52	3.4	A	2 AA	85	59	15	5	0.0	2.6	30	7	2	0	0.1	2.3	97.7	0.0	0.0	51-52
48-49	1.2	AB	1/0 AA	10	7	2	0	0.0	0.5	24	6	1	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	48-49
49-50	3.1	A	2 AA	30	21	5	2	0.0	0.9	10	3	1	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	49-50
47-53'	3.7	A	2 AA	125	87	22	7	0.0	3.9	44	11	3	0	0.2	1.8	98.2	0.1	0.0	47-53'
45-46	5.4	A	2 AA	115	80	20	6	0.0	3.5	40	10	3	0	0.2	1.8	98.2	0.1	0.0	45-46
43-44	2.6	A	2 AA	35	24	6	2	0.0	1.1	12	3	1	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	43-44
41-42	1.9	A	2 AA	45	31	8	2	0.0	1.4	16	4	1	0	0.0	1.3	98.7	0.0	0.0	41-42
30-31	0.4	A	2 AA	10	7	2	1	0.0	10.1	228	57	18	0	0.1	1.0	99.0	0.2	0.1	30-31
31-34	3.5	A	2 AA	180	126	32	10	0.0	5.5	63	16	5	0	0.2	1.2	98.8	0.1	0.0	31-34
31-33	2.8	A	2 AA	70	49	12	4	0.0	2.1	24	6	2	0	0.1	1.0	99.0	0.0	0.0	31-33
31-32	4.9	A	2 AA	70	49	12	4	0.0	2.1	24	6	2	0	0.1	1.1	98.9	0.0	0.0	31-32
28-29	3.9	AB	2 AA	30	21	5	1	0.0	0.5	10	3	0	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	28-29
24-25	0.6	A	2 AA	50	35	9	3	0.0	4.3	80	20	6	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	24-25
25-27	4.9	A	2 AA	60	42	11	3	0.0	1.8	21	5	2	0	0.1	0.3	99.7	0.0	0.0	25-27
25-26	2.9	A	2 AA	30	21	5	2	0.0	0.9	10	3	1	0	0.0	0.2	99.8	0.0	0.0	25-26
20-21	4.8	A	2 AA	145	101	25	8	0.0	7.6	125	31	10	0	0.5	0.5	99.5	0.5	0.2	20-21
21-23	1.5	A	2 AA	60	42	11	3	0.0	1.8	21	5	2	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	21-23
21-22	1.7	A	2 AA	45	31	8	2	0.0	1.4	16	4	1	0	0.0	0.5	99.5	0.0	0.0	21-22
20-11	1.7	ABC	2/0 AA	55	38	10	1	0.0	12.2	1245	321	32	0	0.3	0.3	99.7	2.8	2.3	20-11
11-10	7.0	ABC	2/0 AA	225	157	39	4	0.0	5.7	514	132	13	0	0.4	0.7	99.3	2.0	1.6	11-10
10-54	9.6	ABC	2/0 AA	50	35	9	1	0.0	4.2	416	106	11	0	0.5	1.2	98.8	1.8	1.5	10-54
54-58	4.9	ABC	2/0 AA	50	35	9	1	0.0	3.1	303	76	8	0	0.2	1.4	98.6	0.5	0.4	54-58
58-58'	8.6	ABC	2/0 AA	60	42	11	1	0.0	0.4	21	5	1	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	58-58'
58-59	12.2	A	2 AA	345	241	60	19	0.0	10.7	122	31	10	0	1.3	2.7	97.3	1.3	0.6	58-59
54-55	3.7	A	2 AA	10	7	2	1	0.0	3.4	74	18	6	0	0.3	1.4	98.6	0.1	0.1	54-55
55-57	2.3	A	2 AA	55	38	10	3	0.0	1.7	19	5	2	0	0.0	1.5	98.5	0.0	0.0	55-57
55-56	1.7	A	2 AA	45	31	8	2	0.0	1.4	16	4	1	0	0.0	1.4	98.6	0.0	0.0	55-56
11-12	3.1	AB	4/0 AA	85	59	15	2	0.0	6.9	601	155	24	0	0.3	0.5	99.5	1.1	1.6	11-12
12-13	5.5	AB	2 AA	50	35	9	1	0.0	12.4	552	141	22	0	1.2	1.7	98.3	5.4	2.6	12-13
13-15	2.3	AB	2 AA	120	84	21	3	0.0	11.3	470	119	19	0	0.4	2.2	97.8	1.7	0.8	13-15
15-17	6.0	A	2 AA	85	59	15	5	0.0	16.6	344	87	27	0	1.8	4.0	96.0	5.1	2.3	15-17
17-19	14.5	A	2 AA	325	227	57	18	0.0	10.3	115	29	9	0	1.5	5.4	94.6	1.4	0.6	17-19
17-18	5.1	A	2 AA	115	80	20	7	0.0	3.6	40	10	3	0	0.2	4.1	95.9	0.1	0.0	17-18
15-16	0.7	A	2 AA	75	52	13	4	0.0	2.3	26	7	2	0	0.0	2.2	97.8	0.0	0.0	15-16
13-14	1.1	A	2 AA	25	17	4	1	0.0	0.8	9	2	1	0	0.0	1.7	98.3	0.0	0.0	13-14

VOLTAGE DROP MAXIMUM			WIRE LOAD MAXIMUM		LOSSES		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY	KVA	KW	KVAR
17-19	5.42	94.58	0-20	26.45	48.87	40.44	27.45

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD				RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES			
KVA	KW	KVAR	PF	KVA	KW	KVAR	
2827.2	2738.3	703.6	0.97	48.9	40.4	27.5	

82604 10640 11172 15162 15295 15694 15827 16226 16492 16625
 PROJECT: DOS S/E 22.8kV 15 AÑOS MEJORAD 11/04/00 18:08:55
 LICENSED TO: Escuela Politecnica Nacional
 BALANCED ANALYSIS ON FEEDER PVM
 Nominal Voltage = 22.80 KV Line to Line

PVM				LOAD IN SECTION				LOAD THRU SECTION				VOLTAGE PERCENT			LOSSES				
SECTION NAME	LGTH	PHS	CONN	KW	KVAR	AMPS	CUST	KW	KVAR	AMPS	CUST	SECT	PERCENT	PERCENT	PERCENT	KW	KVAR	SECTION NAME	
FEEDER TOTALS:	KM	CFG	COND	KVA	(feeder pf =	0.97)	PCT	2899	752	76	0 <th>DROP</th> <th>DROP</th> <th>LEVEL</th> <th>50.9</th> <th>37.9</th> <th></th> <th></th>	DROP	DROP	LEVEL	50.9	37.9			
0-77	0.0	ABC	2/0 AA	0	0	0	0.0	28.1	2899	752	76	0	0.0	0.0	100.0	0.1	0.1	0-77	
77-70	0.5	ABC	2/0 AA	95	66	17	2	0.0	17.0	1723	452	45	0	0.1	0.1	99.9	1.6	1.3	77-70
70-68	2.5	ABC	2/0 AA	45	31	8	1	0.0	15.1	1540	406	40	0	0.5	0.6	99.4	6.3	5.3	70-68
68-66	8.4	ABC	2/0 AA	360	251	63	7	0.0	14.5	1366	358	36	0	1.4	2.0	98.0	16.8	14.1	68-66
66-61	9.5	ABC	2/0 AA	475	332	83	9	0.0	10.6	910	234	24	0	1.1	3.0	97.0	8.7	7.3	66-61
61-60	0.8	ABC	2/0 AA	338	236	59	6	0.0	2.9	174	44	5	0	0.0	3.1	96.9	0.0	0.0	61-60
60-58'	7.0	ABC	2/0 AA	80	56	14	2	0.0	0.6	28	7	1	0	0.0	3.1	96.9	0.0	0.0	60-58'
61-62	2.0	ABC	2 AA	85	59	15	2	0.0	6.6	414	105	11	0	0.2	3.2	96.8	0.8	0.3	61-62
62-63	1.2	A	2 AA	20	14	4	1	0.0	0.6	7	2	1	0	0.0	3.2	96.8	0.0	0.0	62-63
62-64	23.1	ABC	1/0 AA	498	348	87	9	0.0	4.3	196	50	5	0	0.7	3.9	96.1	1.3	0.9	62-64
64-65	3.3	A	2 AA	30	21	5	2	0.0	0.9	10	3	1	0	0.0	3.9	96.1	0.0	0.0	64-65
66-67	12.6	A	2 AA	210	147	37	12	0.0	6.5	74	19	6	0	0.8	2.8	97.2	0.5	0.2	66-67
68-69	2.0	A	2 AA	38	27	7	2	0.0	1.2	13	3	1	0	0.0	0.6	99.4	0.0	0.0	68-69
70-71	2.5	A	2 AA	140	98	25	8	0.0	5.8	84	21	7	0	0.2	0.3	99.7	0.1	0.1	70-71
71-72	0.4	A	2 AA	25	17	4	1	0.0	1.5	26	7	2	0	0.0	0.3	99.7	0.0	0.0	71-72
72-74	9.5	A	2 AA	15	10	3	1	0.0	0.5	5	1	0	0						

78-79	24.9	A	2	AA	290	202	51	16	0.0	9.0	103	26	8	0	2.2	3.5	96.5	1.9	0.8	78-79
77-81	17.1	ABC	1/0	AA	470	328	82	9	0.0	8.0	539	138	14	0	1.4	1.4	98.6	6.6	4.5	77-81
81-82	1.5	A	2	AA	15	10	3	1	0.0	6.9	152	38	12	0	0.2	1.6	98.4	0.3	0.1	81-82
82-84	0.7	A	2	AA	25	17	4	1	0.0	4.9	103	26	8	0	0.1	1.6	98.4	0.1	0.0	82-84
84-86	7.8	A	2	AA	105	73	18	6	0.0	3.2	37	9	3	0	0.3	1.9	98.1	0.1	0.0	84-86
84-85	2.0	A	2	AA	30	21	5	2	0.0	0.9	10	3	1	0	0.0	1.6	98.4	0.0	0.0	84-85
82-83	4.0	A	2	AA	50	35	9	3	0.0	1.5	17	4	1	0	0.1	1.6	98.4	0.0	0.0	82-83
81-87	6.6	ABC	1/0	AA	70	49	12	1	0.0	2.4	186	47	5	0	0.2	1.5	98.5	0.3	0.2	81-87
87-88	5.4	A	2	AA	25	17	4	1	0.0	7.1	153	39	12	0	0.7	2.3	97.7	0.9	0.4	87-88
88-90	3.7	A	2	AA	85	59	15	5	0.0	2.6	30	7	2	0	0.1	2.4	97.6	0.0	0.0	88-90
88-89	6.8	A	2	AA	120	84	21	7	0.0	3.7	42	11	3	0	0.3	2.5	97.5	0.1	0.0	88-89

----- VOLTAGE DROP MAXIMUM -----			--- WIRE LOAD MAXIMUM ---			----- LOSSES -----		
SECTION NAME	PERCENT DROP	PERCENT LEVEL	SECTION NAME	PERCENT CAPACITY		KVA	KW	KVAR
64-65	3.94	96.06	0-77	28.09		63.48	50.95	37.87

2 iteration(s) with convergence criteria of 0.50

----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOAD -----				:	----- RUN CUMULATIVE FEEDER LOSSES -----		
KVA	KW	KVAR	PF	:	KVA	KW	KVAR
5822.2	5637.4	1455.3	0.97	:	112.3	91.4	65.3

END 126