

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**SOLUCIONES TOPOLÓGICAS Y LOGÍSTICAS ANTE
CONTINGENCIAS PERMANENTES EN LOS
TRANSFORMADORES DEL SISTEMA NACIONAL DE
TRANSMISIÓN, CON APLICACIÓN A LAS SUBESTACIONES
“SANTA ROSA” Y “SANTO DOMINGO”**

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

DAVID GUSTAVO BRITO ESCOBAR

DIRECTOR: ING. MARIO BARBA

QUITO, MARZO, 2003

DECLARACIÓN

Yo DAVID GUSTAVO BRITO ESCOBAR, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

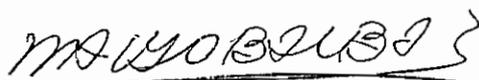
A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.



DAVID G. BRITO E.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor DAVID GUSTAVO BRITO ESCOBAR, bajo mi supervisión

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'MARIO BARBA', written over a horizontal line.

ING. MARIO BARBA
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradezco a mis padres por su apoyo en el transcurso de mi carrera.

Agradezco al Ing. Mario Barba por el apoyo sincero que he recibido.

Agradezco al Departamento de Operación de TRANSELECTRIC S.A. ya que sin su colaboración este trabajo no hubiera sido realizado.

David Brito E.

RESUMEN

El presente proyecto de titulación presenta alternativas de solución ante falla permanente en transformadores de las Subestaciones Santa Rosa y Santo Domingo del Sistema Nacional de Transmisión. Plantea posibles cambios topológicos a realizarse en el sistema para suplir la demanda de las zonas afectadas, analiza varias opciones operativas que pueden presentarse en el sistema con los cambios topológicos propuestos, con esto se determinan los porcentajes de carga a cortar a las empresas distribuidoras afectadas, por subestación, en las condiciones más críticas de operación, analiza la logística de las subestaciones involucradas escogiendo de esta manera el mejor cambio topológico factible de realizarse en este tipo de contingencias, los estudios de flujos de potencia necesarios se los realiza en el software Power Factory de DIGSILENT.

Con las alternativas topológicas escogidas se calculan índices de disponibilidad por medio de cadenas de conexión desde la red de 230kV a los clientes de la Compañía Nacional de Transmisión TRANSELECTRIC S.A. Finalmente se presenta de manera sintética la coordinación de protecciones de las alternativas planteadas.

PRESENTACIÓN

La situación socio política del Ecuador y de la región ha hecho que se piense en la vulnerabilidad que tienen varios puntos claves en donde se encuentran instalaciones que son indispensables para dar servicios básicos a la población como agua potable, comunicaciones y energía eléctrica. Algunas de las instalaciones de La Compañía Nacional de Transmisión TRANSELECTRIC S.A. son consideradas puntos estratégicos y por lo tanto son vulnerables ante situaciones de cualquier índole, por esto es indispensable realizar estudios que permitan analizar las posibles soluciones a buena parte de los problemas que se ocasionarían ante contingencias en la red de transmisión de energía eléctrica. Se tendrá que pensar en hacer dinámica la red, para que pueda adaptarse a condiciones inesperadas. Es importante aclarar que el estar prevenido con estudios que indiquen las acciones a tomar ante contingencias, implica no descuidar la seguridad de todos los puntos considerados estratégicos en el Ecuador.

El presente proyecto de titulación en el que se simulan fallas permanentes en los transformadores de las Subestaciones Santa Rosa y Santo Domingo y propone soluciones ante estas contingencias, se lo puede considerar el inicio de los estudios que deberá hacer TRANSELECTRIC para prever posibles situaciones inesperadas que se pueden presentar en la red de Transmisión Eléctrica, por lo que se lo puede tomar como base para posteriores estudios en los que se deberán incluir todos los elementos del Sistema Nacional Interconectado.

CONTENIDO

I	INTRODUCCIÓN 1	1
1.1	Antecedentes.	1
1.2	Objetivos.	2
1.3	Alcance.	3
II	ELEMENTOS PARA ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	4
2.1	Introducción a flujos de potencia y criterios operativos de un sistema eléctrico.	4
2.1.1	Modelación de elementos de un sistema eléctrico de potencia.	5
2.1.1.1	Líneas de Transmisión.	5
2.1.1.2	Transformadores.	5
2.1.1.3	Generadores.	5
2.1.1.4	Capacitores y Reactores.	6
2.1.1.5	Representación de la Carga.	6
2.1.1.6	Tipos de Nodos.	6
2.1.2	Ecuaciones de flujos de potencia.	7
2.1.3	Métodos de solución.	8
2.1.4	Operación de un sistema eléctrico.	8
2.2	Estructura de las subestaciones de un sistema eléctrico de potencia.	9
2.2.1	Subestaciones de transformación.	10
2.2.2	Subestaciones de interconexión o seccionamiento.	10
2.2.3	Principales elementos de una subestación.	10
2.2.3.1	Equipo principal.	10
2.2.3.2	Equipo de seccionamiento.	11
2.2.3.3	Equipo de protección.	11
2.2.3.4	Equipo de medición.	11
2.2.3.5	Equipo de control y monitoreo.	11
2.2.4	Esquemas de barras en subestaciones.	12
2.2.4.1	Barra simple.	12
2.2.4.2	Barra principal y transferencia.	12
2.2.4.3	Doble barra principal.	13
2.2.4.4	Anillo.	14
2.2.5	Servicios auxiliares de una subestación.	15
2.2.5.1	Servicios auxiliares de corriente alterna.	15
2.2.5.2	Servicios auxiliares de corriente continua.	16
2.3	Principios de confiabilidad	19
2.3.1	Definiciones básicas.	19
2.3.2	Análisis de sistemas.	20
2.3.2.1	Función de estructura.	21
2.3.2.2	Descomposición modular.	21
2.3.2.3	Red de fiabilidad.	22
2.3.3	Confiabilidad de sistemas.	22

2.4	Principios de protecciones.	23
2.4.1	Componentes de un sistema de protección.	23
2.4.1.1	Transformadores de potencial y corriente (TP y TC).	23
2.4.1.2	Relés.	23
2.4.1.3	Disyuntores.	23
2.4.1.4	Circuitos de control.	24
2.4.2	Clasificación de los relés.	24
2.4.3	Características de los sistemas de protecciones.	24
2.4.4	Coordinación de protecciones.	26
2.5	Software integrado para análisis de sistemas de potencia "Power Factory (DIgSILENT)" y simulación del Sistema Interconectado del Ecuador.	30
2.5.1	El programa Power Factory de DIgSILENT (Digital Simulator For Electrical Network).	30
2.5.2	El Sistema Nacional Interconectado y simulación en el programa DIgSILENT.	32
III	SOLUCIONES TOPOLÓGICAS Y LOGÍSTICAS ANTE LA INDISPONIBILIDAD PERMANENTE EN LOS TRANSFORMADORES ATU DE LA SUBESTACION SANTA ROSA Y ATU DE LA SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO	37
3.1	Proyección de la demanda a julio de 2003.	38
3.2	Soluciones topológicas en caso de falla permanente en el Transformador ATU de la Subestación Santa Rosa con demanda a julio de 2003.	40
3.2.1	Cambio topológico del circuito dos de la Línea Santa Rosa - Santo Domingo de 230 kv a 138kv.	40
3.2.2	Cambio topológico del circuito dos de la Línea Santa Rosa - Totoras de 230 kv a 138kv.	41
3.2.3	Cambio topológico del circuito dos de la Línea Santa Rosa - Totoras y del circuito dos de la línea Santa Rosa - Santo Domingo de 230 kv a 138kv.	44
3.2.4	Resumen de cortes de carga en la zona de Quito con una falla permanente en el transformador ATU de Santa Rosa.	45
3.3	Soluciones topológicas en caso de falla permanente en el Transformador ATU de la Subestación Santo Domingo con demanda a julio de 2003.	46
3.3.1	Cambio topológico del circuito dos de la Línea Santo Domingo - Santa Rosa de 230 kv a 138kv.	46
3.3.2	Cambio topológico del circuito dos de la Línea Quevedo - Santo Domingo de 230 kv a 138kv.	48
3.3.3	Cambio topológico del circuito dos de la línea Quevedo - Santo Domingo y del circuito dos de la línea Santa Rosa - Santo Domingo de 230 kv a 138kv.	49
3.3.4	Resumen de cortes de carga en Santo Domingo y Esmeraldas con una falla permanente en el transformador ATU de Santo Domingo.	51
3.4	Determinación de la solución topológica factible a realizar en base a las	

	alternativas propuestas.	51
3.4.1	Falla permanente en el transformador ATU de la Subestación Santa Rosa.	51
3.4.2	Falla permanente en el transformador ATU se la Subestación Santo Domingo.	54
3.5	Índices de disponibilidad a los usuarios del Sistema Nacional de Transmisión	57
3.5.1	Determinación del índice de disponibilidad a los usuarios con la nueva topología planteada.	61
3.6	Coordinación de protecciones en los cambios topológicos propuestos.	71
3.6.1	Coordinación de protecciones del circuito 2 de la Línea Santa Rosa – Totoras a 138kv.	71
3.6.2	Coordinación de protecciones del circuito 2 de la Línea Santo Domingo - Quevedo a 138kv.	80
IV	ANÁLISIS DE LAS SOLUCIONES TOPOLÓGICAS PLANTEADAS EN CASO DE INDISPONIBILIDAD PERMANENTE DE TRANSFORMADORES DEL S.N.I.	89
4.1	Análisis de las condiciones operativas del S.N.I. con los cambios topológicos propuestos.	89
4.1.1	Opeación del sistema en caso de falla permanente del Transformador ATU de Santa Rosa.	89
4.1.2	Opeación del sistema en caso de falla permanente del Transformador ATU de Santo Domingo.	95
4.2	Análisis de los índices de disponibilidad de las soluciones topológicas determinadas.	100
4.3	Análisis de la coordinación de protecciones de los cambios topológicos planteados en la red.	103
4.3.1	Análisis de la coordinación de protecciones del circuito 2 de la Línea Santa Rosa – Totoras a 138kv.	104
4.3.2	Análisis de la coordinación de protecciones del circuito 2 de la Línea Santo Domingo - Quevedo a 138kv.	105
V	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	109
	Referencias Bibliográficas.	115

CAPÍTULO I

I INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

El sistema Nacional de Transmisión de Energía Eléctrica del Ecuador, está estructurado básicamente por una red troncal en anillo a 230 kV, a doble circuito, y redes radiales con voltajes menores, 138 kV, 69 kV, 46 kV y 34.5 kV que corresponden a los puntos de entrega hacia las empresas distribuidoras, el objetivo principal de este sistema es realizar el transporte de energía desde los usuarios generadores hacia los usuarios distribuidores, minimizando los costos de inversión, los costos esperados de operación y mantenimiento y los costos provocados por mantenimientos no programados o fallas.

El nivel de confiabilidad que TRANSELECTRIC S.A. proporciona a sus clientes, está determinado fundamentalmente por la disponibilidad de las respectivas cadenas de conexión con los mismos, lo que incluye la disponibilidad de los equipos e instalaciones que conforman cada uno de los caminos que sirven en la transmisión del fluido eléctrico. En el ámbito nacional, los costos por interrupción de servicio dependen del nivel de disponibilidad de las cadenas de conexión desde el anillo de 230kV, hasta el punto de conexión con cada uno de los usuarios.

La Supervisión de Operación, área de la Gerencia de Explotación de la Compañía Nacional de Transmisión TRANSELECTRIC S.A. tiene la misión de planificar, operar y evaluar el intercambio de energía entre los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista con la toma dinámica de decisiones basadas en análisis eléctricos. Esta área está considerando la posibilidad de que problemas presentados en las redes de transmisión de países vecinos, puedan reproducirse en el Ecuador; por lo que ha propuesto estudios en cada uno de los componentes del sistema en caso de que alguno de éstos llegara a fallar de manera permanente.

Con estos estudios se planifica la minimización del tiempo de interrupción del servicio a los clientes potencialmente afectados por averías en los componentes del Sistema de Transmisión, tratando de hacer dinámica la red, esto se consigue modificando las cadenas existentes que van desde el anillo de 230kV hacia los usuarios finales, con lo que se pueden declarar disponibles nuevas topologías en el sistema y por lo tanto se minimizarán los costos por interrupción.

1.2 OBJETIVOS

General:

- Determinar la alternativa topológica que pueda implementarse en el Sistema Nacional de Transmisión, que ofrezca las mejores soluciones tanto operativas como logísticas, que pueda ejecutarse en el menor tiempo posible, ante una falla permanente en los transformadores de las subestaciones Santa Rosa y Santo Domingo, pertenecientes a la Compañía Nacional de Transmisión TRANSELECTRIC S.A. para satisfacer la demanda de energía de las zonas involucradas.

Específicos:

- Establecer la metodología a seguir para realizar estudios en el Sistema Nacional de Transmisión, ante la ausencia permanente de algunos de sus componentes.
- Analizar los posibles cambios topológicos a realizar en el sistema ante una eventual pérdida de los transformadores Santa Rosa y Santo Domingo de la red de transmisión del Ecuador, mediante el estudio de flujos de potencia con el software DIgSILENT.
- De las soluciones planteadas escoger aquella que sea factible de ejecutar y la que presente las mejores ventajas operativas.
- Realizar los estudios de coordinación de protecciones de aquellos cambios topológicos que fueron escogidos
- Determinar el índice de disponibilidad de servicio en cada punto de conexión de los usuarios de la red de transmisión con la nueva topología planteada.

1.3 ALCANCE

- El proyecto de titulación determinará las soluciones topológicas con demanda a Julio de 2003 para condiciones de máxima, media y mínima demandas para los siguientes casos:
 - a) Falla permanente en el Transformador ATU de la Subestación Santa Rosa
 - b) Falla permanente en el transformador ATU de la Subestación Santo Domingo.
- Los estudios se realizarán utilizando el software DlgSILENT para flujos de potencia, se escogerá aquel cambio topológico que presente las mejores ventajas operativas y se determinará para cada caso de demanda, los cortes de carga a realizar, por subestación, en las empresas distribuidoras involucradas para que el sistema sea operable con cada cambio topológico propuesto.
- Se analizará a más de las mejores soluciones operativas aquella que sea factible de ejecutar físicamente en cada subestación.
- En base a los resultados de las corridas de cortocircuitos en el programa DlgSILENT, se diseñará la coordinación de protecciones de aquella solución factible de ejecutar.
- Partiendo de los estudios de confiabilidad realizados por TRANSELECTRIC S.A. se determinarán los índices de disponibilidad a los clientes de esta empresa, mediante las cadenas de conexión desde el anillo de 230kV, se realizarán estos estudios de confiabilidad exclusivamente para las soluciones topológicas escogidas.

CAPÍTULO II

II ELEMENTOS PARA ANÁLISIS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

En este capítulo se presentan los conceptos fundamentales utilizados para cumplir con los objetivos del proyecto de titulación. Primeramente se hace una introducción a los flujos de potencia empezando con la modelación de los elementos que componen un sistema eléctrico de potencia, estos modelos son introducidos en un software que facilita los cálculos necesarios para determinar los voltajes, ángulos y flujos de potencia en cada uno de los nodos de un sistema. Se plantean las ecuaciones básicas de los flujos de potencia necesarias para su cálculo y se enumeran los métodos de solución de éstas, se dan criterios básicos de operación de sistemas eléctricos de potencia que son de amplia utilidad en el desarrollo de este trabajo.

De manera descriptiva se incluye una breve introducción a la logística de subestaciones, enumerando los principales componentes de las mismas y la función que desempeñan. También se tiene principios básicos de confiabilidad de sistemas. Adicionalmente el presente capítulo contiene principios de protecciones de sistemas eléctricos de potencia, enumera los componentes principales, así como las características y las condiciones básicas que deben cumplir las protecciones en un sistema, finalmente se establecen las pautas necesarias para el diseño de la coordinación de protecciones en líneas de transmisión.

2.1 INTRODUCCIÓN A FLUJOS DE POTENCIA Y CRITERIOS OPERATIVOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

Los estudios de flujos de potencia son de gran importancia en la planeación, operación y diseño de la expansión futura de los sistemas eléctricos de potencia (SEP). La información principalmente que se obtiene de un flujo de potencia es la magnitud y el ángulo de fase del voltaje en cada barra y las potencias real y

reactiva que fluyen en cada línea. Con esta información en los elementos que integran el SEP, es posible detectar y prever situaciones que impliquen, entre otros: regulación de voltaje, sobrecarga en líneas de transmisión y transformadores, determinar pérdidas y obtener márgenes de estabilidad en estado estable.

El presente trabajo se fundamenta en la simulación de flujos de potencia mediante un paquete computacional y su análisis, con el fin de establecer condiciones de operación en estado de emergencia ante la ausencia de elementos importantes en el Sistema Nacional. Cada simulación analizada tiene diferentes resultados ya que se las realiza para diferentes condiciones topológicas y de carga.

2.1.1 MODELACIÓN DE ELEMENTOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Los principales elementos que se modelan en un Sistema Eléctrico de Potencia son [2]:

2.1.1.1 Líneas de Transmisión

Son los elementos que en mayor cantidad están presentes en los SEP y los que más se encuentran expuestos a la ocurrencia de fallas, las líneas de transmisión se caracterizan por tener efecto inductivo que está determinado por la impedancia serie de la línea y efecto capacitivo que está determinado por la admitancia en derivación que depende del nivel de voltaje y la longitud de la línea.

2.1.1.2 Transformadores

Constituyen los elementos de conexión entre redes eléctricas de diferente nivel de voltaje y su modelo lo constituye una impedancia de característica inductiva.

2.1.1.3 Generadores

Este elemento se representa por una fuente de potencia activa, la cual siempre mantiene un voltaje específico de acuerdo con sus límites de generación tanto de potencia activa como reactiva indicados en sus curvas de operación

2.1.1.4 Capacitores y Reactores.

Estos elementos son fundamentales para lograr el control de voltaje en la red y son representados como admitancias constantes, lo que hace que la potencia de estos elementos dependa cuadráticamente del voltaje al cual operan.

2.1.1.5 Representación de la Carga.

Existen diferentes métodos para modelar la carga como: potencia constante, admitancia constante, corriente constante, carga con dependencia de la frecuencia, también se puede tener una combinación de estos métodos para la modelación. En los posteriores análisis de flujos de potencia se asumirá la representación de la carga como potencia constante.

2.1.1.6 Tipos de Nodos

Existen básicamente dos tipos de nodos: nodos de generación o de voltaje controlado y nodos de carga o voltaje no controlado. En los nodos de generación se asume que la potencia activa y el voltaje de generación son conocidos y se denominan de voltaje controlado, debido a que generalmente es posible mantener constante el voltaje de generación por medio de la inyección o absorción de potencia reactiva, según permitan las características de la unidad.

En los nodos de carga se especifica tanto la potencia activa como reactiva por lo que se desconoce el voltaje en magnitud y ángulo. La tabla 2.1.1 muestra los tipos de nodos y sus variables.

Tipo de Nodo	Variables conocidas	Incógnitas
Carga	P_c, Q_c	V, δ
Generación	P_g, V	Q_g, δ

Tabla 2.1.1 Tipos de nodos y sus variables

2.1.2 ECUACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA

El modelo Matemático que plantea el problema de flujos de potencia se indica de manera general por la ecuación (2.1) [2]

$$\begin{aligned}
 S &= V \cdot I^* \\
 I^* &= Y \cdot V \\
 P_i - jQ_i &= V_i^* \sum Y_{ik} \cdot V_k \quad i = 1, 2, 3, \dots, n
 \end{aligned} \tag{2.1}$$

donde

- I^* Es el conjugado de la corriente neta del nodo i
- V_i Voltaje en el nodo i
- V_k Voltaje en el nodo k
- Y_{ik} Admitancia serie entre todos los nodos i y k

Como se observa es un sistema de ecuaciones complejas y no lineales; de ahí que su solución se realice por medio de métodos numéricos iterativos.

Si se expresa el voltaje y admitancias en forma polar:

$$\begin{aligned}
 V_i &= |V_i| \angle \delta_i \\
 Y_{ik} &= |Y_{ik}| \angle \gamma_{ik}
 \end{aligned}$$

Reemplazando estas ecuaciones en la ecuación (2.1) se tiene:

$$P_i - jQ_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| \cdot |V_i| \cdot |V_k| \cdot e^{j(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik})} \quad i=1, 2, \dots, n$$

Además como:

$$\begin{aligned}
 \theta_{km} &= \theta_k - \theta_m \quad y \\
 e^{j\theta_{km}} &= \cos(\theta_{km}) + j \operatorname{sen}(\theta_{km})
 \end{aligned}$$

Desarrollando y separando parte real e imaginaria:

$$P_i = \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| \cdot |V_i| \cdot |V_k| \cos(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad i=1, 2, \dots, n \tag{2.2}$$

$$Q_i = - \sum_{k=1}^n |Y_{ik}| \cdot |V_i| \cdot |V_k| \operatorname{sen}(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \quad i=1, 2, \dots, n \tag{2.3}$$

Estas ecuaciones se determinarán para cada nodo del SEP y deberán resolverse empleando alguno de los métodos conocidos.

2.1.3 MÉTODOS DE SOLUCIÓN

Para la solución de las ecuaciones (2.2) y (2.3) se hace uso de métodos iterativos como Gauss, Gauss - Seidel, Newton – Raphson que es el más utilizado en la solución de sistemas de ecuaciones no lineales, transforma un problema no lineal en una secuencia de problemas lineales cuyas aproximaciones sucesivas se van acercando a la solución del problema original, también es utilizado el método desacoplado rápido que emplea características de los SEP como la no conexión de todos los elementos del sistema, la dependencia marcada entre potencia activa y ángulos de fase de los voltajes, la dependencia entre la potencia reactiva y la magnitud de los voltajes y finalmente la relación reactancia/resistencia alta; estas características las aprovecha para la simplificación de los cálculos de potencia activa y reactiva en los nodos de la red [2].

2.1.4 OPERACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

Para que un sistema eléctrico de potencia opere normalmente debe tener suficiente potencia instalada que le permita absorber los aumentos de la demanda, esto se logra con la correcta planificación, es recomendable mantener una reserva de un 10 a 20 % sobre la demanda prevista en la planificación. [3]

El sistema debe ser capaz de mantener, con el mínimo de interrupciones, un nivel y rango adecuado de voltaje y frecuencia. Las bandas de tolerancias en el Ecuador son de $\pm 5\%$ en barras de 230 y 138 kV y $\pm 3\%$ en barras de 69 y 34.5 kV para el voltaje y $\pm 0.15\text{Hz}$ para la frecuencia [5]. Un criterio de estabilidad que se usa frecuentemente para la operación del sistema es que la diferencia de ángulo del voltaje entre dos barras conectadas mediante una línea de transmisión, no debe ser mayor a 30 grados, caso contrario cualquier perturbación en el

sistema puede hacer que este empiece a oscilar, lo que puede llevar a un colapso total.

Un Sistema Eléctrico debe reunir los recursos humanos y materiales para repartir en forma económica la carga en las diferentes centrales generadoras y sistemas de transmisión, considerando recursos de fuentes de energía, rendimiento de los diferentes equipos que componen el sistema, política de tarifas, etc. Si el sistema no cumple estos criterios básicos de operación entonces se dice que el sistema opera en forma anormal o no económica, esto sucede cuando ocurren fenómenos ajenos a sus recursos como fallas en sus componentes, errores en la operación del sistema o imprevistos como tormentas, sismos, incendios, etc. Estas operaciones anormales en el sistema pueden traer como consecuencia daños en los equipos si la intensidad y duración del fenómeno excede ciertos límites, también se puede perder la estabilidad del sistema y por último no se entregará a los usuarios finales un servicio de calidad. Para reducir al mínimo el efecto de estas condiciones adversas en la operación del sistema se debe analizar alternativas de solución para cada caso singular.

2.2 ESTRUCTURA DE LAS SUBESTACIONES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Una subestación es un conjunto de equipos que dirigen y controlan el flujo de potencia de un sistema eléctrico, lo pueden hacer mediante transformadores, también pueden conectar diferentes rutas de flujo a un mismo nivel de voltaje. [7][10][15]

Las subestaciones eléctricas por su tipo de servicio se clasifican en:

- Subestaciones elevadoras
- Subestaciones reductoras
- Subestaciones compensadoras
- Subestaciones de maniobra o switcheo
- Subestación de distribución
- Subestaciones rectificadoras

- Subestaciones inversoras

En forma general las subestaciones se podrían separar en dos grupos: Subestaciones de Transformación y Subestaciones de Interconexión o Seccionamiento.

2.2.1 SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN

Son aquellas en las cuales se realiza un proceso de transformación o variación de un nivel a otro de voltaje, de acuerdo a las necesidades.

2.2.2 SUBESTACIONES DE INTERCONEXIÓN O SECCIONAMIENTO

Son aquellas cuya función es seccionar o cortar la línea de transmisión, sin que se produzca ningún proceso de transformación de voltaje, su trabajo es el de seccionar líneas muy largas o el de conectar líneas del mismo nivel de voltaje dentro de un sistema interconectado.

2.2.3 PRINCIPALES ELEMENTOS DE UNA SUBESTACIÓN

Los equipos de una subestación se clasifican en:

- Principal
- De seccionamiento
- De Protección
- De Medición y
- De control y monitoreo

2.2.3.1 Equipo Principal.

Dentro de éste se encuentran las barras de la subestación y los transformadores de potencia, que son los enlaces entre los generadores del sistema de potencia y las líneas de transmisión, y entre líneas de diferentes niveles de voltaje. Las líneas de transmisión operan a voltajes nominales hasta de 765 kV línea a línea. Generalmente los generadores se fabrican hasta los 24 kV aunque hay algunos niveles ligeramente superiores. Los transformadores también bajan los voltajes a

los niveles de distribución. Son altamente eficientes y muy confiables, cerca del 100% [1].

2.2.3.2 Equipo de Seccionamiento.

En este equipo tenemos los disyuntores, que son elementos que controlan el flujo de energía, conectando o desconectando circuitos, éstos son usados para llevar a cabo mantenimientos y trabajos en las subestaciones y los seccionadores, que son elementos de maniobra que permiten aislar los interruptores, circuitos o partes de las subestaciones para mantenimiento, en algunos casos permiten seleccionar la forma de conectar los circuitos a las barras.

2.2.3.3 Equipo de Protección

En este equipo se encuentran los pararrayos, que son los elementos que protegen al sistema de potencia contra sobretensiones producidas por descargas atmosféricas, maniobras de conexión o desconexión o fallas. Los interruptores también son parte del sistema de protección ya que desconectan automáticamente una falla en el circuito al cual está asociado.

2.2.3.4 Equipo de Medición

Son básicamente los transformadores de voltaje y los de corriente, éstos censan el cambio de estado de los parámetros del sistema como voltaje y corriente.

Todos estos equipos están colocados en un área llamada "Patio de la Subestación", la forma de arreglo de los equipos responde a una determinada configuración, la cual brinda diferentes grados de confiabilidad, seguridad y flexibilidad en el manejo y control del transporte de la energía.

2.2.3.5 Equipo de Control y Monitoreo

Los equipos de control son aquellos que permiten al operador maniobrar el sistema de potencia local o remotamente. Además en subestaciones modernas, se puede programar funciones automáticas que actúan en lugar del operador, como respuesta a eventos ocurridos en el sistema de potencia.

Los equipos de monitoreo son aquellos que supervisan el estado del equipo primario y/o secundario, realizan la adquisición de señales análogas (mediciones de V, I) y permiten su análisis histórico (curvas de tendencia).

2.2.4 ESQUEMAS DE BARRAS EN SUBESTACIONES

Existen diferentes configuraciones en las que se pueden disponer los elementos de una subestación, las principales son:

2.2.4.1 Barra simple

Es una configuración que cuenta con una sola barra colectora a la cual se conectan los circuitos por medio de un interruptor. Figura 2.2.1

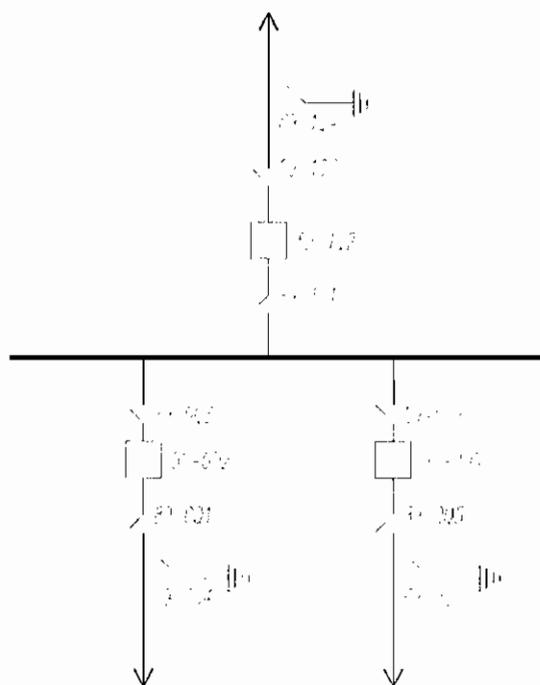


Figura 2.2.1 Esquema de barra simple

2.2.4.2 Barra Principal y Transferencia

Se parte de la configuración de barra simple. A ésta se le añade una barra auxiliar o de transferencia, a cada circuito un seccionador de transferencia para la conexión a dicha barra y un interruptor de transferencia para unir las dos barras, el gráfico se lo muestra en la figura 2.2.2

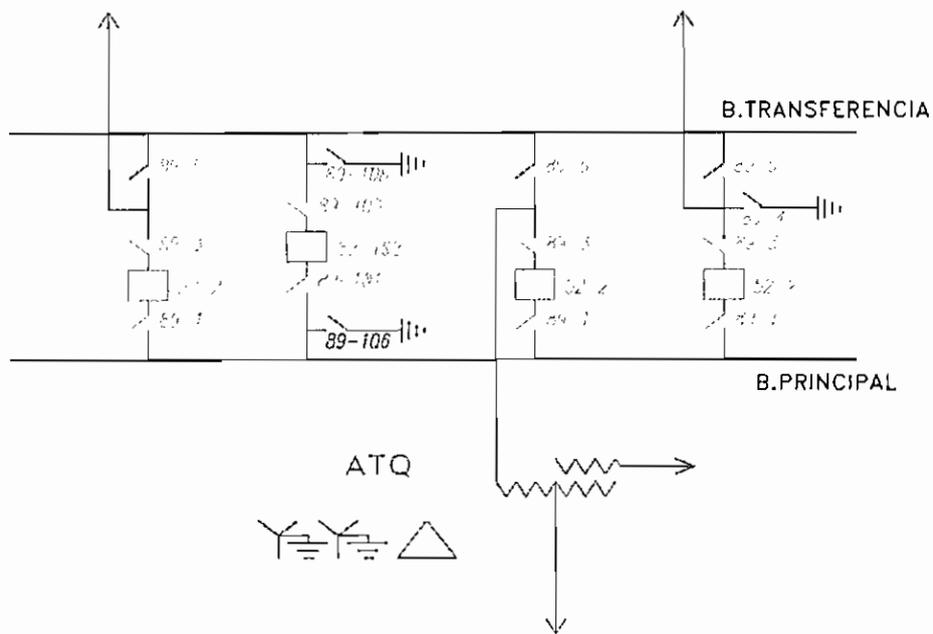


Figura 2.2.2 Esquema de barra principal y de transferencia

2.2.4.3 Doble Barra Principal

Parte también de la barra simple. A ésta se le añade una segunda barra principal y un interruptor de acoplamiento de las barras. Se lo muestra en la figura 2.2.3

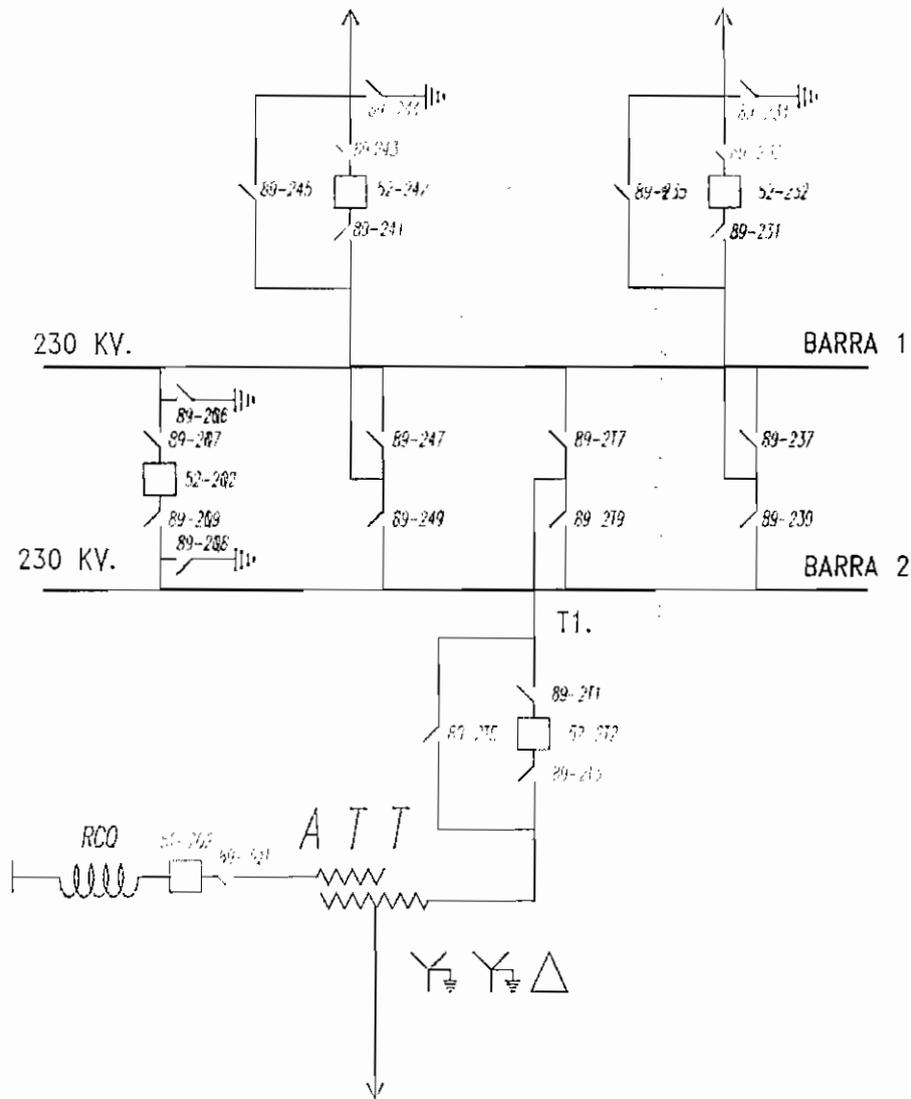


Figura 2.2.3 Esquema de doble barra principal

2.2.4.4 Anillo

En este esquema los interruptores están dispuestos en un anillo con circuitos conectados entre aquellos; hay el mismo número de interruptores que de circuitos y, durante la operación normal, todos los interruptores están cerrados. Para una falla de un circuito se abren dos interruptores automáticos y, en el caso que uno de éstos no opere para normalizar la falla, será abierto otro circuito por la operación de relevadores de respaldo. Durante trabajos de conservación en interruptor automático, el anillo se abre pero todas las líneas permanecen en servicio. Se muestra en la figura 2.2.4.

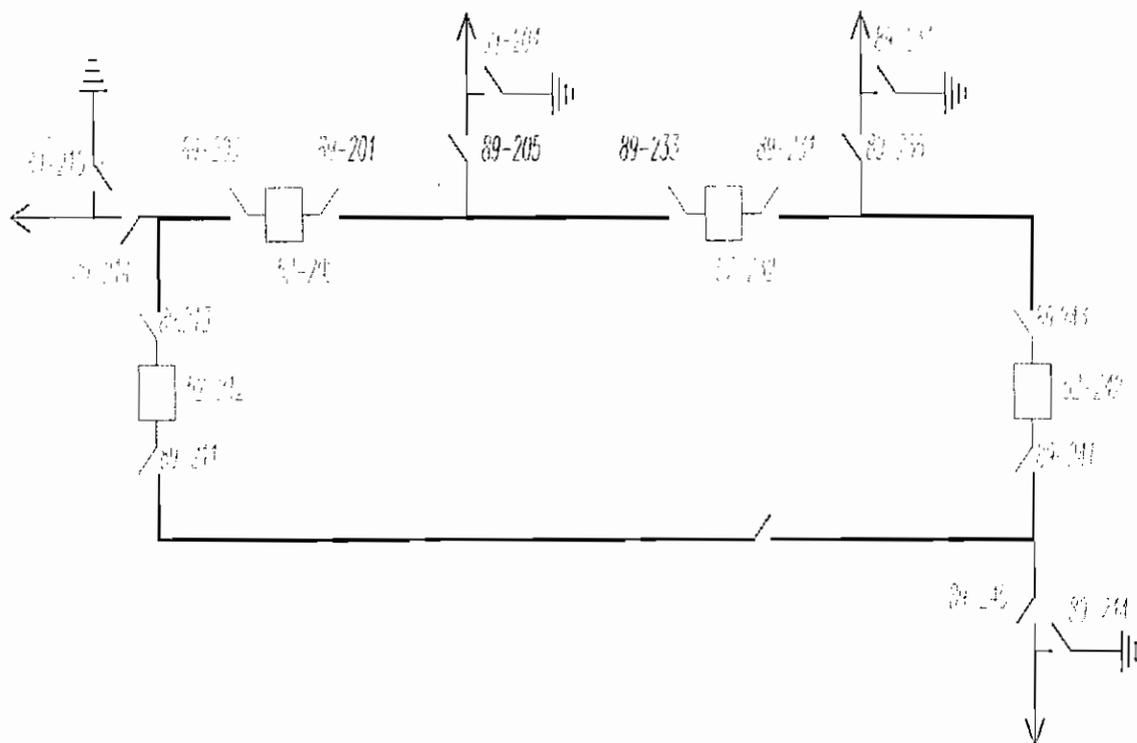


Figura 2.2.4 Esquema de anillo

2.2.5 SERVICIOS AUXILIARES DE UNA SUBESTACIÓN

Los servicios auxiliares son todas aquellas cargas dentro de la subestación que necesitan un constante y normal suministro de energía para la operación de la misma. El diagrama unifilar de servicios auxiliares de una subestación se lo muestra en la figura 2.2.5

La calidad y cantidad de servicios auxiliares en una subestación varían conforme se haya escogido un esquema de barras menos complicado frente a otro más complicado. Existen servicios auxiliares de corriente alterna y continua que se describen a continuación,

2.2.5.1 Servicios Auxiliares de Corriente Alterna

En forma general, las principales cargas servidas por el sistema de servicios auxiliares de corriente alterna, son las que a continuación se indican:

- Cargador de baterías o rectificador.
- Equipos de refrigeración de transformadores: bombas de aceite y ventiladores
- Equipos de refrigeración de reactores.
- Alimentación a estación de aire comprimido.
- Equipo para el tratamiento de aceite.
- Iluminación de la casa de comando y del patio de la subestación (iluminación interna y externa).
- Motor cambiador de taps del transformador de potencia.
- Equipo de comunicación y transmisión de alarma a distancia.
- Equipo antiincendio de banco de transformadores.
- Equipo de aire acondicionado.
- Tomacorrientes monofásicos y trifásicos distribuidos en el patio y en la sala de comando.
- Circuitos de alimentación del taller mecánico.
- Circuitos de calefacción de gabinetes y equipos de control
- Circuito de alimentación de la casa de guardianía.
- Equipo supervisor de telecomando y telemedida.
- Calentador de agua.
- Computador

2.2.5.2 Servicios Auxiliares de Corriente Continua

En una subestación los servicios auxiliares de corriente continua son de suma importancia, en la mayoría de subestaciones estos servicios tienen el respaldo de un banco de baterías, las principales cargas alimentadas en forma general son las siguientes:

- Control de interruptores de líneas, transformadores y autotransformadores en alta y baja tensión.
- Control de seccionadores de líneas, transformadores y autotransformadores en alta y baja tensión.
- Alimentación de motores auxiliares para el mecanismo de cierre de interruptores en baja tensión.

- Control de interruptores y seccionadores de transferencia.
- Alimentación para protección diferencial de barras, transformadores y autotransformadores.
- Alimentación a instrumentos y lámparas indicadoras del tablero de control.
- Alimentación a circuitos de alarma local.
- Alumbrado de emergencia de edificio de comando y sala de control.
- Alimentación a equipo carrier.

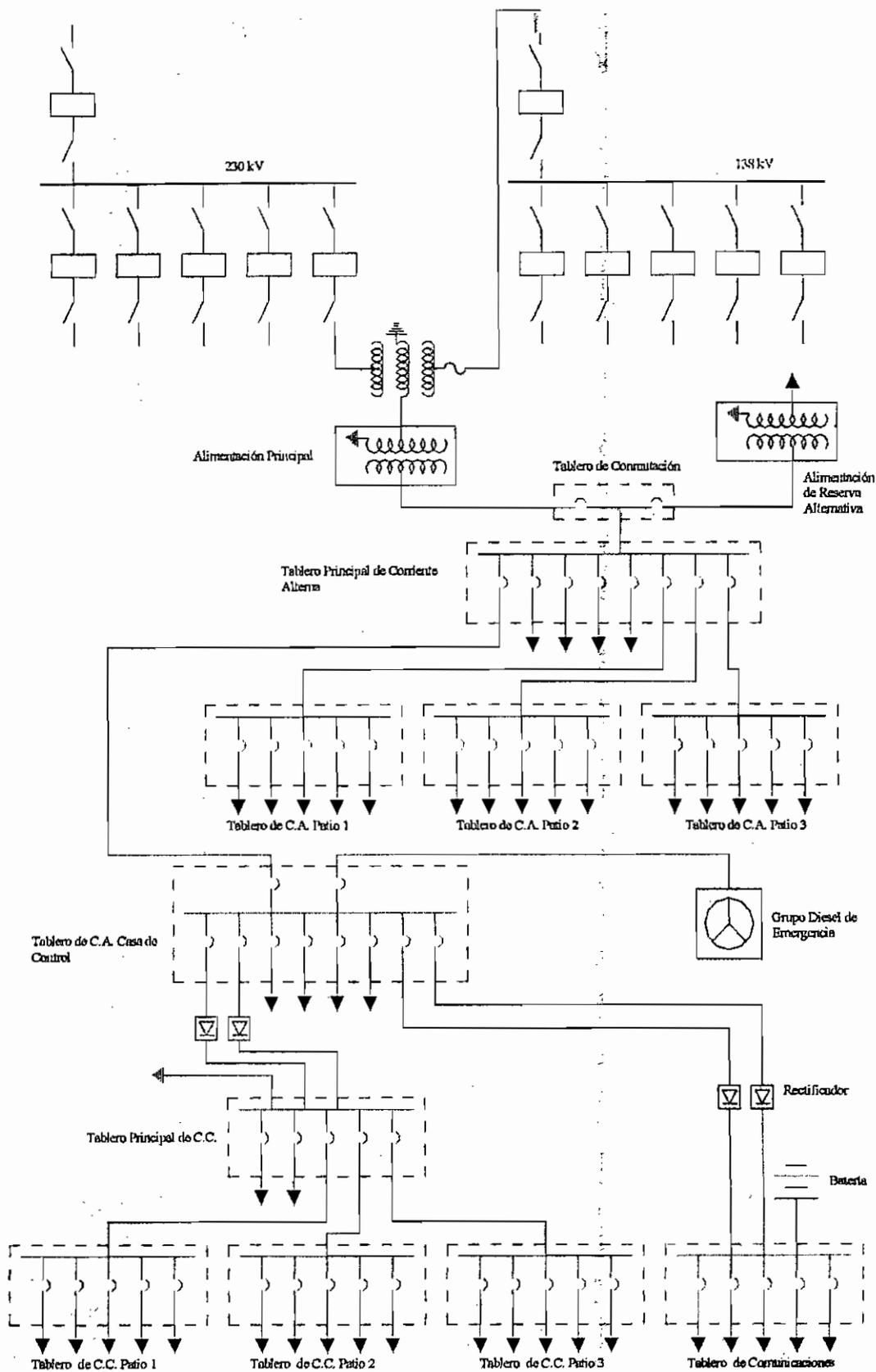


Figura 2.2.5 Diagrama unifilar de servicios auxiliares de una subestación

2.3 PRINCIPIOS DE CONFIABILIDAD

La función de un sistema de suministro eléctrico consiste en producir, transmitir y distribuir la energía eléctrica en forma segura, para satisfacer la demanda de los consumidores, con los mínimos costos posibles, cumpliendo requisitos de calidad y con un adecuado nivel de confiabilidad que se mide generalmente a través de la continuidad del servicio. [13]

2.3.1 DEFINICIONES BÁSICAS

Fiabilidad.- Probabilidad de que un dispositivo realice una función durante un cierto tiempo y bajo ciertas condiciones.

Componente.- Cualquier dispositivo que forma parte de un sistema más complejo.

Fallo o avería.- Incapacidad de un sistema o dispositivo para realizar la función para la que ha sido diseñado.

Existen diferentes tipos de fallos en los sistemas que pueden ser:

Catastrófico.- Fallos repentinos y completos en las componentes.

Degradación.- Fallos graduales o parciales.

Primario.- No debido al fallo de otras componentes.

Secundario o inducido.- Producido por el fallo de otras componentes.

Función de fiabilidad R (t).-

Siendo T la variable aleatoria que representa el tiempo de funcionamiento hasta el fallo de una componente, se tiene que:

$$F(t) = P(T \leq t) = \int_0^t f(x) dx$$

La Función de Fiabilidad se la define como:

$$R(t) = 1 - F(t) = P(T > t)$$

Tiempo Medio Hasta el Fallo.- Para componentes no reparables, se lo define como:

$$MTTF = \int_0^{\infty} tf(t)dt$$

Para componentes reparables se lo define como:

$$MTBF=MTTF+MTR$$

Donde: **MTR** = Tiempo medio de Reparación

La Tasa de Fallos ($\lambda(t)$).- Es una medida de la variación de la confiabilidad con el tiempo o tendencia al fallo con el tiempo, hay que tener en cuenta que no es una probabilidad.

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)}$$

Modelo o curva de Bañera.- Es una función que representa claramente el tiempo de vida de un sistema u objeto, en la que se distinguen claramente tres períodos: el período infantil o inicial que tiene una tasa de fallos decreciente estos fallos son de adaptación, luego viene el período de vida útil con una tasa de fallos constante, éstos son producto del azar o accidente, por último se tiene el período de vejez en donde la tasa de fallos es creciente, son fallos por desgaste de los componentes. Estos períodos se los puede ver en la gráfica 2.3.1.

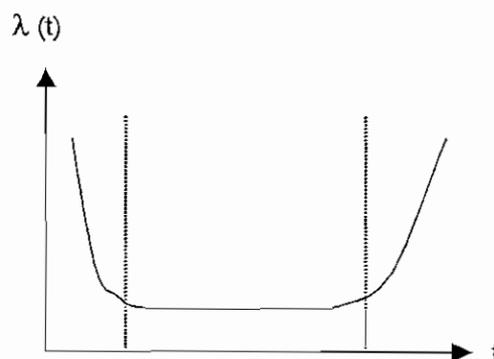


Figura 2.3.1 Curva de Bañera

2.3.2 ANÁLISIS DE SISTEMAS

Si se tiene un sistema con n componentes entonces cada componente tendrá una variable de estado X_i asociada. Si $X_i = 1$ entonces, la componente i -ésima funciona, si $X_i = 0$ la componente i -ésima no funciona

Hay que tomar en cuenta que el estado del sistema sólo es función del estado de sus componentes y que el sistema funciona con un conjunto de componentes trabajando; con más también lo hará pero, no funcionará con un número menor de componentes.

2.3.2.1 Función de estructura

Una función de estructura es una función polinómica que representa el estado del sistema en función del estado de sus componentes, toma valores en $\{0,1\}$ y es monótona no decreciente

Si se tiene un sistema serie todas las componentes han de funcionar para que el sistema funcione:

$$H(x_1, \dots, x_n) = \prod_{i=1}^n x_i$$

En un sistema paralelo basta una de las componentes funcionando para que el sistema funcione completamente:

$$H(x_1, \dots, x_n) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - x_i)$$

2.3.2.2 Descomposición modular

La descomposición modular consiste en descomponer sistemas más complejos en módulos en serie o en paralelo, aplicando la función de estructura de éstos. La figura 2.3.2, muestra la descomposición modular de un sistema complejo, en donde se observan algunos módulos en serie y en paralelo.

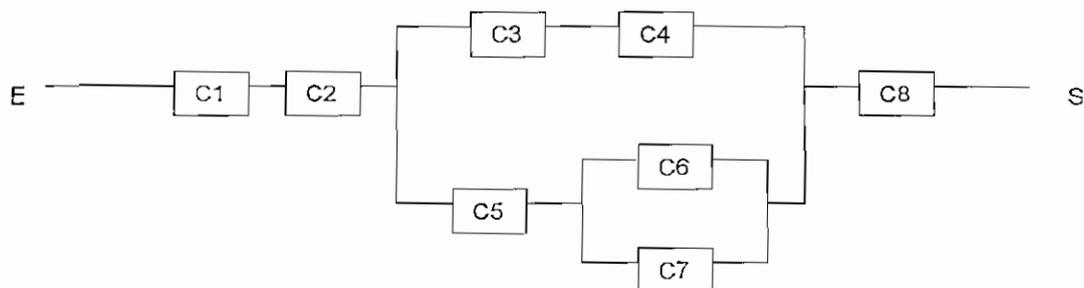


Figura 2.3.2 Descomposición modular de un sistema

2.3.2.3 Red de Fiabilidad

Una red de fiabilidad es una representación de un sistema, que con ayuda de un dipolo indica todas las condiciones lógicas de funcionamiento o fallo de éste, en donde cada arco está asociado a una sola componente, aunque varios arcos pueden estar asociados a una misma componente

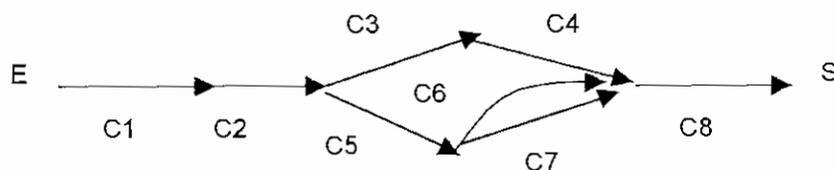


Figura 2.3.3 Red de fiabilidad de un sistema

Una conexión de la estructura es el subconjunto de componentes tal que si todas funcionan, el sistema funciona, aunque las restantes fallen, es mínima si no incluye otras conexiones, en la figura 2.3.3 son los caminos de E a S de la red

Un corte de la estructura es el subconjunto de componentes tal que si todas fallan el sistema no funciona, aunque funcionen las restantes, en el gráfico es cualquier corte de E a S

2.3.3 CONFIABILIDAD DE SISTEMAS

Una vez obtenida la función de estructura de un sistema, se sustituye en ella cada x_i por la función de fiabilidad de dicha componente, entonces se tiene:

Serie

$$R_s(t) = \prod_{i=1}^n R_i(t) = R_1(t) \dots R_n(t) \quad (2.3.1)$$

Paralelo

$$R_p(t) = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i(t)) = 1 - [(1 - R_1(t)) \dots (1 - R_n(t))] \quad (2.3.2)$$

El mejorar la fiabilidad poniendo en paralelo dos o más componentes, subsistemas o equipos completos se llama redundancia, cuantos más componentes en redundancia, mayor es la fiabilidad. El intercambiar componentes de un sistema cuando uno ha fallado por otro similar que jugaba un papel determinado en otra parte del sistema se llama canibalización

2.4 PRINCIPIOS DE PROTECCIONES

Un sistema de protección es un conjunto de elementos y de sus circuitos de control asociados, que se encuentran interconectados o dependientes entre sí, cuya función es proteger un equipo o un conjunto de equipos componentes de un sistema eléctrico [3].

Los sistemas de protecciones juegan un papel importante en el funcionamiento de un sistema eléctrico ya que de ellos depende la seguridad de todo el conjunto y la continuidad del servicio eléctrico. Una protección puede ser tan simple como un fusible o tan compleja como un esquema que hace uso de ondas portadoras para transmitir la información de una subestación a otra.

2.4.1 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

2.4.1.1 Transformadores de potencial y corriente (TP y TC)

Estos son dispositivos que permiten obtener la información sobre las condiciones de operación de un sistema, es decir son aquellos elementos que suministran la información a los relés sobre el estado del sistema eléctrico mediante magnitudes de corriente y voltaje. El uso de TCs y TPs permite aislarse del circuito de alta tensión, disponer de voltajes o corrientes en magnitudes normalizadas, efectuar medidas remotas y efectuar aplicaciones en protecciones y medidas.

2.4.1.2 Relés

Son los dispositivos que reciben la información y la pueden discriminar entre las condiciones normales y las anormales. Estos elementos, al detectar condiciones anormales, operan abriendo o cerrando contactos que en forma directa o indirecta habilitan los circuitos de apertura de los interruptores de poder, aislando del sistema fallas ocurridas en componentes.

2.4.1.3 Disyuntores

Son elementos del sistema eléctrico que al ser comandados por los relés o por los operadores, cumplen la función de aislar equipos desconectándolos del sistema.

2.4.1.4 Circuitos de control

Son los elementos y dispositivos que interconectan los tres elementos anteriormente citados, estos pueden ser alambrado, comunicadores de información por onda portadora u otro medio y dispositivos auxiliares. Entre estos últimos se tiene switches, relés auxiliares, lámparas indicadoras, alarmas, etc. Los circuitos de control no solo se usan como parte de las protecciones, sino también como parte de los sistemas de medición y para la operación de subestaciones o centrales generadoras en forma remota o mediante un telecomando.

2.4.2 CLASIFICACIÓN DE LOS RELÉS

Un relé es un dispositivo que ocasiona un cambio brusco en uno o más circuitos de control, cuando la o las cantidades de medida a las cuales responde llegan o pasan de un valor prefijado, cumpliendo así con su función [3]. La figura (2.4.1) muestra en resumen la clasificación de los relés

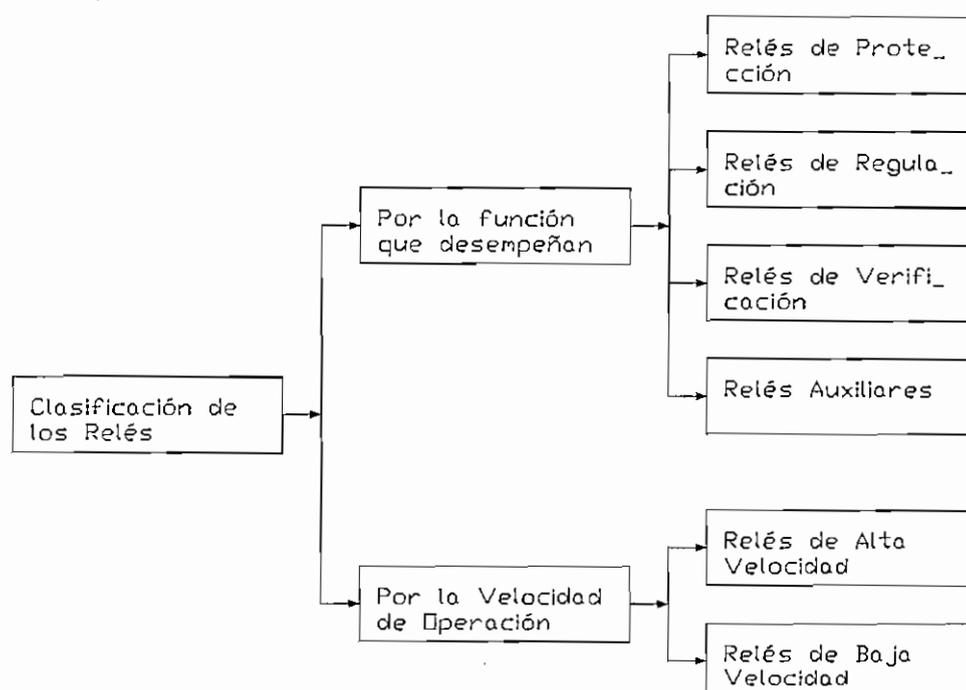


Figura 2.4.1 Resumen de la clasificación de los relés

2.4.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES

Las protecciones en un sistema eléctrico deben cumplir con una serie de características para que en conjunto, cada esquema de protección, trabaje

asociado al resto con el fin de aislar las fallas y perturbaciones. Un sistema de protecciones debe ser:

- **Selectivo.-** Debe permitir a las protecciones discriminar la ubicación de la falla con el objeto de aislar únicamente el equipo fallado, manteniendo en servicio aquel equipo que no es imprescindible desconectar.
- **Rápido.-** El sistema de protecciones debe aislar en el menor tiempo posible el equipo fallado, esto disminuirá los daños en los equipos, mientras más rápido se aisle la falla la estabilidad del sistema no se verá afectada, se disminuirán las perturbaciones en el resto del sistema y se evitará que una falla simple se haga compleja.
- **Sensible.-** Un sistema de protecciones debe operar bajo cualquier condición de falla máxima o mínima que se presente en la parte del sistema eléctrico que está protegiendo.
- **Confiable.-** Es la cualidad que permite garantizar la operación de los relés y en definitiva del o de los interruptores que comanda el esquema de protecciones, cada vez que se produce una falla. Se debe realizar un mantenimiento preventivo para verificar el correcto funcionamiento del sistema de protecciones.
- **Simple.-** Todo esquema de protecciones debe ser diseñado de la manera más simple, se deben optimizar las características de sus dispositivos como su sistema de control, se debe tomar en cuenta que éste debe cumplir los objetivos para los que fue diseñado.
- **Económico.-** Aunque el costo de un sistema de protección en sistemas grandes como de generación y transmisión no es representativo comparado con el de todos los elementos, se debe considerar la búsqueda de la solución más económica.

Un sistema de protecciones debe cumplir ciertas condiciones como ser independiente de la operación del sistema eléctrico; esto es por ejemplo, si al desconectar parte de los equipos las protecciones del resto deben continuar cumpliendo sus funciones sin modificar sus ajustes o circuitos.

Un sistema de protecciones debe saber diferenciar entre carga, sobrecarga y cortocircuito, ya que en ciertos casos la corriente de cortocircuito mínima puede ser inferior a la nominal de un determinado equipo. También debe discriminar entre falla y perturbación, en caso de falla en el sistema las protecciones deben actuar de inmediato; sin embargo, existen perturbaciones fugitivas o decrecientes que permanecen por tiempos muy cortos en los sistemas sin causar daño a los equipos, en estos casos no es necesaria la actuación del sistema de protecciones.

2.4.4 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

En un sistema eléctrico comúnmente existen dos tipos de protección: Primaria y Secundaria, siendo esta última un respaldo en caso de que falle el relé de la protección primaria o no vea la falla. Estos dos tipos de protección reciben las señales desde diferentes puntos, la primaria recibe las señales de los TCs y TPs de línea, mientras que la protección secundaria recibe las señales de los TCs y TPs de barra como se muestra en la figura 2.4.2

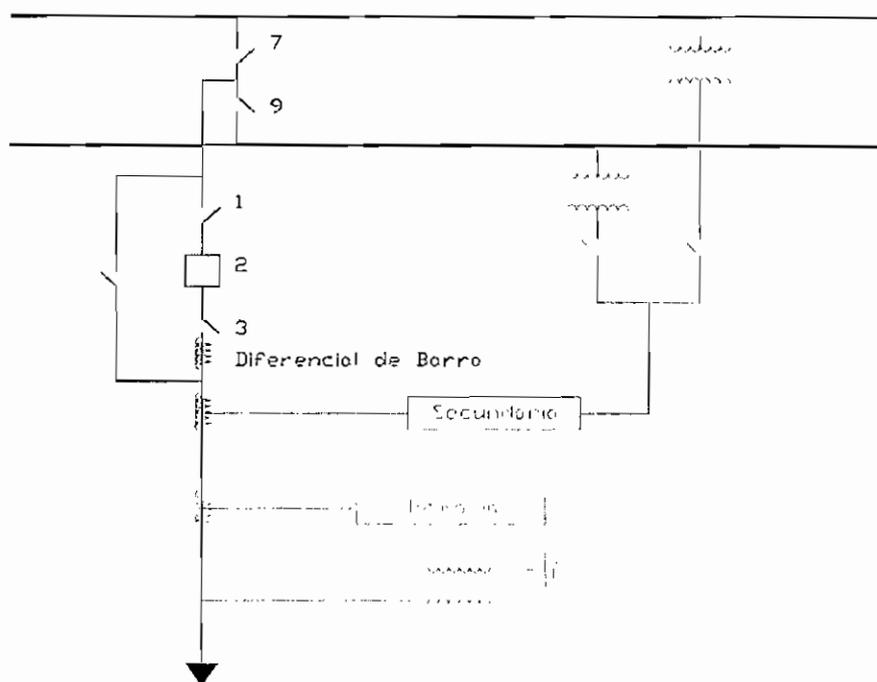


Figura 2.4.2 Esquema básico de protecciones en una subestación

Uno de los elementos de la protección primaria es el relé de distancia (21), debe ser direccional, quiere decir que únicamente mire al sitio de la falla. Este relé de

distancia debe proteger la línea de su posición y además un 50% de la línea consecutiva, como se muestra en el gráfico 2.4.3.

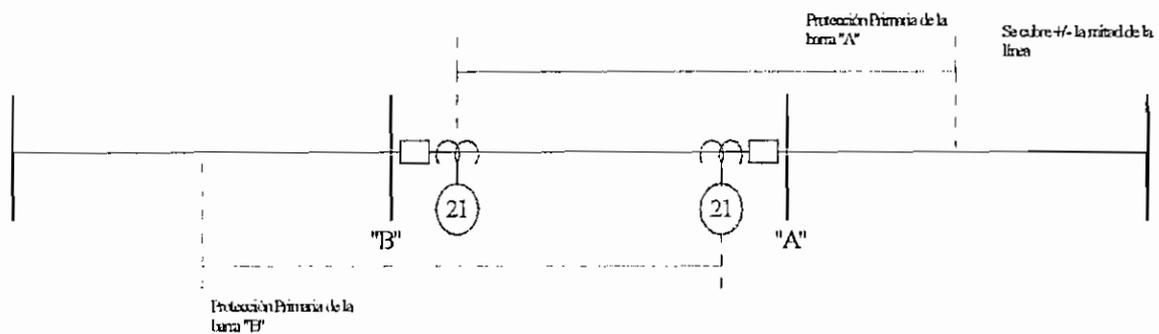


Figura 2.4.3 Esquema de protección primaria

El diagrama R – X de la protección primaria se lo puede mirar en la figura 2.4.4; en este gráfico se observa la zona que protege el relé. En caso de ocurrir una falla, el relé la mirará y actuará mandando a abrir o cerrar los disyuntores respectivos, si es que la falla cae en la zona de protección, en este ejemplo se observa en azul la zona de protección de un relé tipo Mho. En caso de tener una falla con una resistencia muy grande se corre el riesgo de que el relé no vea dicha falla, en el diagrama R – X se observaría un desplazando de la falla hacia a derecha.

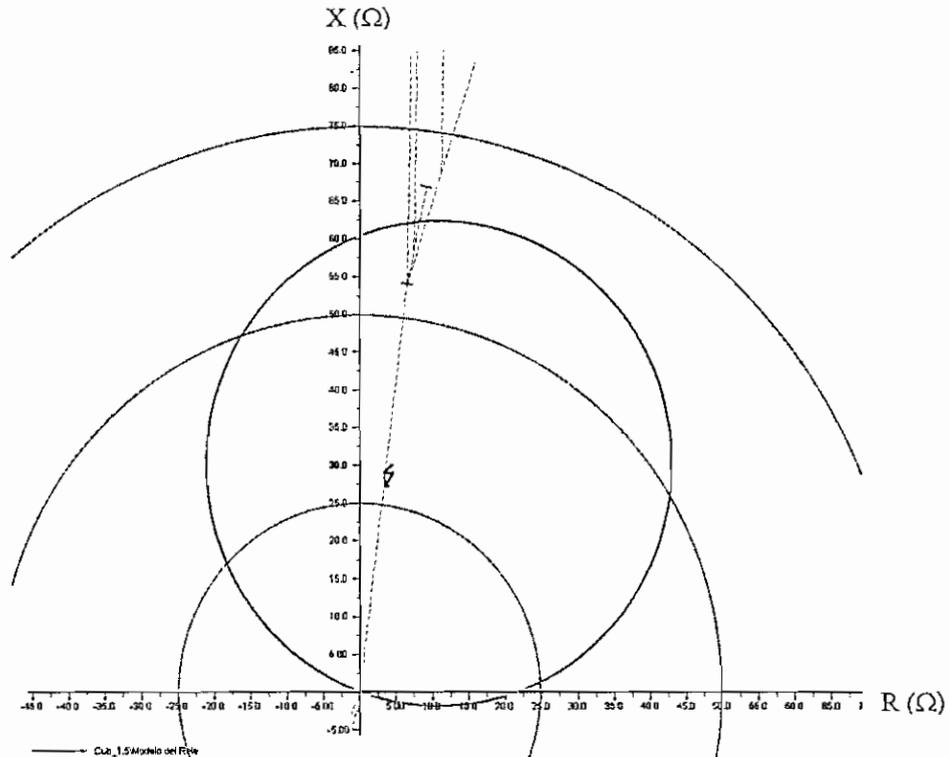


Figura 2.4.4 Diagrama R - X de una protección primaria

La protección secundaria tiene varias zonas de protección, las señales de corriente y voltaje para ésta se las toma de los TCs y TPs de barra. La primera zona de protección cubrirá aproximadamente un 85% de la línea, la segunda zona puede cubrir de un 120% a 150% de la línea, esto quiere decir que el sistema de protecciones aislará una falla aunque ésta caiga en los equipos que a continuación se encuentren de la línea, por este motivo se tendrá que considerar tiempos de coordinación entre esta zona de protección y la protección de los equipos posteriores a la línea [3]. El gráfico 2.4.3 muestra un ejemplo de las zonas de protección secundaria.

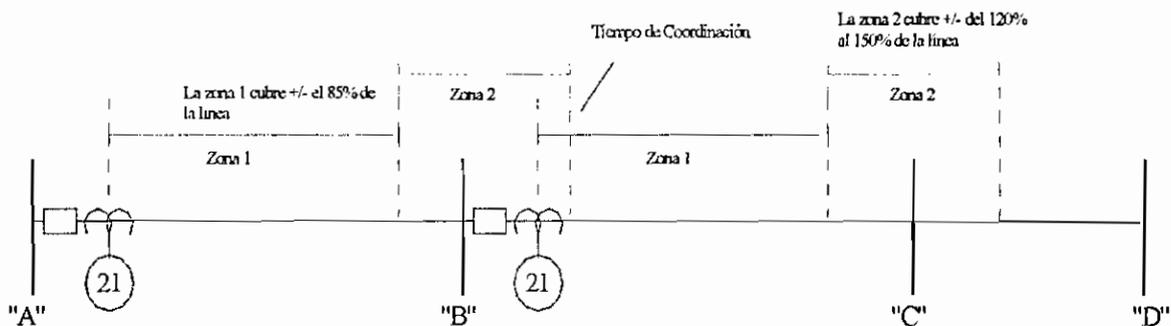


Figura 2.4.3 Esquema de protección secundaria

La protección secundaria generalmente tiene una tercera zona de protección, cubrirá más que la segunda, por lo que también se tendrá que tomar en cuenta los tiempos de coordinación con las protecciones de los elementos que pueden encontrarse bajo esta zona. El diagrama R – X de la figura 2.4.4 muestra las tres zonas de un relé Mho, donde se observa que la zona 1 cubre aproximadamente el 85% de la línea, la zona 2 cubre la parte de la línea que la zona 1 no protegió y parte de la línea y equipos siguientes, que son las ramificaciones que se empiezan a formar al finalizar la línea que se está protegiendo, finalmente la zona 3 cubre un tanto más que la segunda, se observa que protege más ramificaciones en el diagrama R – X respecto a las anteriores zonas.

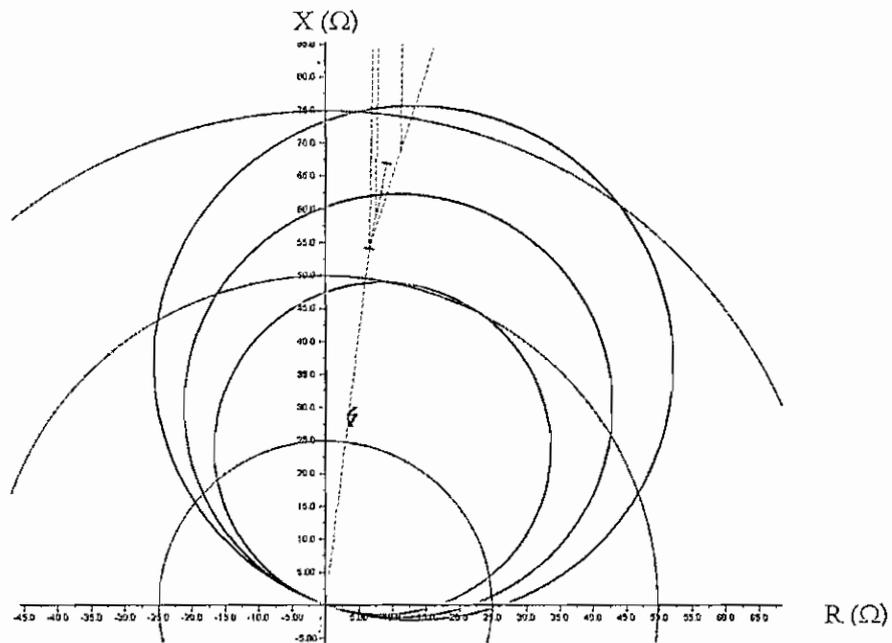


Figura 2.4.4 Diagrama R - X de una protección secundaria

Una vez definidos los porcentajes a proteger de cada línea, se procede a obtener los porcentajes de impedancia de cada una para su protección ya sea protección primaria o protección secundaria; los valores obtenidos son en ohmios primarios por lo que para los ajustes de los relés se los debe transformar en ohmios secundarios, se lo realiza mediante la expresión 2.4.1.

$$Z_{sec} = Z_{prim} \cdot \frac{RTC}{RTP} \quad 2.4.1$$

Donde:

Zprim: Es la impedancia vista desde el lado primario de los transformadores de corriente y de los transformadores de potencial

Zsec: Es la impedancia vista desde el lado secundario de los transformadores de corriente y de los transformadores de potencial.

RTC: Es la relación de transformación del transformador de corriente

RTP: Es la relación de transformación del transformador de potencial.

Los ajustes de impedancia secundaria en cada relé, se los hace en base de los manuales de cada uno, por lo que los ajustes varían dependiendo del tipo y marca del relé.

2.5 SOFTWARE INTEGRADO PARA ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA “POWER FACTORY (DIGSILENT)” Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO DEL ECUADOR

2.5.1 EL PROGRAMA POWER FACTORY DE DIGSILENT (DIGITAL SIMULATOR FOR ELECTRICAL NETWORK)

Este es un paquete computacional que en la actualidad resulta una herramienta para la simulación de sistemas eléctricos de potencia facilitando el estudio de los mismos por medio de posibilidades como [12]:

- Estudios de flujo de carga AC/DC
- Análisis de cortocircuitos según normas: IEC, VDE, y ANSI
- Análisis de fallas y eventos
- Reducciones de Red de estado estacionario
- Transitorios electromagnéticos
- Análisis de valores propios y reducción de modelos de red
- Simulación dinámica de sistemas (electromecánicos)
- Coordinación automática de protecciones

- Análisis de armónicos
- Análisis de confiabilidad
- Representación del sistema semi-geográfica
- Interfaz con sistemas SCADA
- Análisis y diseño de controles

Este programa ha sido utilizado por varias de las grandes empresas del sector eléctrico en Latinoamérica y fue adquirido recientemente por varias de las empresas en el Ecuador por lo que es indispensable su estudio y manipulación.

Los resultados obtenidos por empresas extranjeras con el uso de este programa han sido bastante satisfactorios, no sólo por tratarse de un paquete moderno y versátil, sino fundamentalmente por el gran dinamismo de su desarrollo, ya que ofrece nuevas mejoras y ventajas sobre otros paquetes del mismo tipo.

Las funciones del paquete tienen acceso a una base de datos común, bien sea en el formato de archivo de caracteres ampliado (ANSII) o el formato propio de la base de datos con un sistema de administración integrada de casos.

El paquete tiene ciertas características especiales como:

- Gráficos de subestación y diagramas unifilares.
- Generación automática de subestaciones de acuerdo con las configuraciones básicas, las cuales pueden ser editadas de acuerdo con las necesidades específicas del usuario.
- Base de datos relacional propia y general con definiciones de tipos y elementos basados en interfaces SQL/ODBC.
- Sistema de administración de casos de estudio.
- Salida de datos gráfica y tabular ampliada, diseñada para propósitos de reportes y documentación. Como complemento, el usuario puede diseñar sus propios reportes.
- Utilidades para el cálculo de parámetros (Líneas aéreas, cables, máquinas, etc.).

- Librería de modelos para relés y elementos dinámicos, con previsiones para modelos y macros definidos por el usuario.
- Caja de herramientas de control para el diseño de controles y la optimización.
- Operación bajo ambiente Windows, en modo interactivo, por lotes o en modo mixto, permitiendo que se puedan exportar datos a varios programas comerciales.
- Sistema de ventanas moderno, con administrador de base de datos incluyendo listas en árbol y funcionalidad de búsqueda, ventana de salida móvil, etc.

DIGSILENT es a la vez, un paquete para el análisis de sistemas de potencia en gran escala y una herramienta poderosa de uso diario para resolver problemas de ingeniería eléctrica de rutina. Hoy en día, existen muchos otros paquetes comerciales capaces de enfrentar la mayoría de los problemas de análisis de sistemas de potencia. Sin embargo, estos paquetes difieren considerablemente del DIGSILENT en su integración, calidad de los resultados y su eficiencia de computación.

2.5.2 EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO Y SIMULACIÓN EN EL PROGRAMA DIGSILENT

Una vez recopilada la información de todos los elementos del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), se procedió a ingresarla en el programa, analizando y validando los datos desde los catálogos y programas que fueron proporcionados por la Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica TRANSELECTRIC, con esto se realizaron las primeras simulaciones haciendo la validación respectiva de los resultados.

La presentación gráfica del programa permite trabajar con varias hojas que pueden permanecer a la misma red, por lo que para la representación del Sistema Ecuatoriano se lo hizo en seis partes:

- a) Red 230 kV.
- b) Zona Molino – Milagro
- c) Zona Pascuales
- d) Zona Santo Domingo – Quevedo
- e) Zona Santa Rosa – Totoras
- f) Zona Quito

a) Red 230 kV.

Esta parte indica el anillo de 230 kV del Sistema Nacional de Transmisión, se muestran las subestaciones principales con sus respectivas líneas que las interconectan, empezando por Molino, Milagro, Pascuales, Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa, Totoras, Riobamba, también se muestra la interconexión con Colombia con la subestación Pomasqui que entró en operación recientemente. El gráfico se presenta en el **ANEXO 1.1**. Esta hoja fue creada con el afán de verificar tanto los voltajes y flujos de potencia entre los elementos a 230 kV del S.N.I.

b) Zona Molino – Milagro

Esta es una zona en la que se muestra la generación de Paute que va hacia la barra de Molino, aquí se detallan los flujos que van tanto hacia la barra de Pascuales como los que van a la barra de Milagro. Desde la barra de 138 kV de Molino salen 2 líneas a la subestación Cuenca para abastecer a la Empresa Eléctrica Centro Sur y a la Empresa Eléctrica Azogues. Desde Cuenca sale una línea a 138 kV hacia la subestación Loja que abastece a la Empresa Eléctrica Sur.

Desde la barra 138 de la subestación Milagro se derivan líneas hacia Babahoyo, San Idelfonso y Machala, de aquí se abastecen las Empresas Eléctricas Milagro, Elmergur, Emelrios y Emeloro. El gráfico se lo muestra en el **ANEXO 1.2**

C) ZONA PASCUALES

Esta parte de la red es la de mayor carga en todo el país, así como es la zona donde se encuentra concentrada la mayor parte de la generación térmica. En este gráfico se muestran las líneas que vienen de Milagro y desde Molino a 230 kV a la barra de Pascuales, también muestra la línea que viene desde Trinitaria al mismo nivel de voltaje y las dos líneas a Quevedo que forman parte del anillo del S.N.I., en la subestación Trinitaria se observa tanto la generación de la central del mismo nombre y parte de la carga de EMELEC. Desde la barra de 138 kV de la barra de Pascuales salen diferentes líneas, tanto a la subestación Policentro para abastecer parte de la carga de EMELEC como a Salitral, Santa Elena y ElectroQuil, donde se abastecen las Empresas Eléctricas Santa Elena y EMELEC, en esta parte también se encuentra la generación de Gonzalo Cevallos, Aníbal Santos, Electroquil y Álvaro Tinajero. Desde el transformador ATQ de Pascuales 138 a 69 kV sale parte de la carga de EMELGUR y EMELEC. El gráfico se lo muestra en el **ANEXO 1.3**

D) ZONA SANTO DOMINGO – QUEVEDO

Esta Zona muestra las barras a 230kV de Santa Rosa, Santo Domingo, Quevedo y Pascuales, de la barra a 69kV de Santo Domingo se abastece la Empresa Eléctrica Santo Domingo, en la barra a 138kV de esta Subestación se derivan dos líneas a Esmeraldas en donde se encuentra la generación de la Central Térmica del mismo nombre y la carga de la Empresa Eléctrica de Esmeraldas.

De la Barra a 69kV de la subestación Quevedo se abastece parte de la carga de la Empresa Eléctrica EMELGUR, de la barra a 138kV de esta subestación salen dos líneas a Daule Peripa donde existe la generación del mismo nombre, de esta barra también salen líneas a Portoviejo y Chone para abastecer la carga de la Empresa Eléctrica de Manabí. El gráfico se lo muestra en el **ANEXO 1.4**

E) ZONA SANTA ROSA – TOTORAS

En esta gráfica se muestran las Subestaciones: Totoras, de donde se abastece parte de la carga de la Empresa Eléctrica Ambato; Riobamba, de donde se alimentan las Empresas Eléctricas de Riobamba y de Bolívar; y la Subestación Santa Rosa, con la generación de la planta térmica del mismo nombre.

Esta gráfica es fundamental ya que se muestran todas las subestaciones a 138kV de la parte norte del país, empezando por Agoyán con la generación del mismo nombre, Totoras, la subestación Ambato que abastece parte de la energía a la Empresa Eléctrica de Ambato y Cotopaxi, se muestra también Pucará con sus dos unidades hidráulicas, se sigue en el mismo sentido hacia Mulaló subestación que abastece de energía a Cotopaxi, a continuación se tiene la subestación Vicentina que abastece parte de la carga de la Empresa Eléctrica Quito, de la que salen dos líneas a la barra de 138kV de la nueva Subestación Pomasqui y de aquí se derivan líneas a la Subestación Ibarra que abastece de energía a EMELNORTE, en este recorrido se tiene la Subestación Tulcán que abastece también a EMELNORTE, finalmente se tiene la interconexión a 138kV con Colombia que se habilita especialmente en la época de Estiaje. El gráfico se lo muestra en el **ANEXO 1.5**

F) ZONA QUITO

Esta gráfica muestra solo la parte del Sistema Nacional que abastece a la Empresa Eléctrica Quito, se indican las subestaciones Santa Rosa, Eugenio Espejo, Selva Alegre, la Subestación 19 y Pomasqui, cada una de éstas con su carga correspondiente a la ciudad de Quito. Además se muestra la subestación Jamondino de la interconexión con Colombia a 230 kV.

Vale aclarar que todo el estudio se lo realiza para una configuración de la red proyectada a Julio de 2003, por lo que se consideraron los cambios topológicos que va a sufrir la red para esa fecha, particularmente en la zona de Quito, ya que

con la nueva subestación Pomasqui y la interconexión con Colombia, se van a realizar cambios como la construcción de nuevas líneas y una redistribución de la carga por parte de la Empresa Eléctrica Quito.

Los cambios a realizarse en esa fecha van a ser fundamentalmente la línea a 138 kV entre Calderón y la Subestación 19 y las líneas entre Pomasqui y la Subestación Calderón. Las Líneas Vicentina Ibarra también sufrirán cambios pasando en su recorrido desde la Vicentina primero por Pomasqui y luego continuarán hacia Ibarra. El gráfico de la zona de Quito, para la fecha indicada, se lo muestra en el **ANEXO 1.6**

Los cambios topológicos en la zona de Quito fueron proporcionados por la empresa eléctrica que también facilitó la redistribución de carga que va a tener con la nueva subestación Pomasqui, una vez con estos datos de demanda se debía proyectarlos hacia Julio de 2003.

En forma general, las simulaciones de todo el sistema se las realiza en los tres escenarios de demanda: máxima, media y mínima, para lo cual se tomó aleatoriamente como base un día del año 2002 del que se disponía información, en este caso el miércoles 4 de septiembre, para demanda máxima a las 19h30 y demanda media a las 11h00, para demanda mínima se tomó el domingo 8 de septiembre de 2002 a las 02h00, estos datos de demanda se los muestran en los **ANEXOS 2.1 a 2.3**. Con los datos de carga y generación de estos días se procedió a correr flujos en el software utilizado; adicionalmente, para verificar los resultados, se compararon con flujos proporcionados por otro paquete con los mismos datos, obteniéndose resultados similares.

CAPÍTULO III

III SOLUCIONES TOPOLÓGICAS Y LOGÍSTICAS ANTE LA INDISPONIBILIDAD PERMANENTE EN LOS TRANSFORMADORES ATU DE LA SUBESTACION SANTA ROSA Y ATU DE LA SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO

Este capítulo explica la metodología seguida para establecer soluciones topológicas ante fallas permanentes en transformadores del Sistema Nacional de Transmisión, primeramente muestra los criterios con los que se proyectó la demanda a Julio del 2003 que es un mes típico para el cual se hacen los estudios. Con estos datos se empiezan a analizar varios cambios topológicos que pueden realizarse, para aliviar de alguna manera la ausencia de los transformadores ATU de Santa Rosa y Santo Domingo.

Una solución considerada factible es aquella que propone que uno de los dos circuitos de las líneas que interconectan la subestación afectada con la más cercana, cambie de voltaje de interconexión; esto es, no conectar el circuito a la barra de 230kV si no a 138 kV, para que de esta forma, sin pasar por el transformador declarado indisponible, llegue energía a la zona afectada, este cambio de voltaje en las líneas de interconexión podría hacerse con una o ambas subestaciones vecinas. Se debe cuidar que las condiciones operativas sean aceptables en todo el sistema; como es de esperarse el cambio topológico no soluciona todos los problemas, especialmente en demanda máxima, por lo que inevitablemente para que el sistema sea operable debe haber cortes de carga en esta condición.

En este trabajo se proponen varias alternativas de cambio topológico en el sistema ante fallas permanentes en los transformadores ATU de las subestaciones Santa Rosa y Santo Domingo, en el esquema del **ANEXO 3.1** se muestran todos los casos analizados considerados factibles a realizar, se determinan las condiciones operativas para las circunstancias propuestas,

además se sugieren valores de carga a cortar en cada subestación en las condiciones más críticas para mantener el sistema operable. Estas soluciones de cambio de topología son propuestas, ya que se considera que no existe otro medio para suplir la demanda de las zonas afectadas de una manera más rápida y eficaz.

Adicionalmente se escogerá aquella solución que presente las mejores alternativas operativas y que sea factible de realizarse físicamente. Con esta solución escogida se determinará el índice de disponibilidad a los usuarios afectados ante fallas de este tipo, se mostrará el procedimiento para determinar dichos índices y, en base a los conceptos básicos de coordinación de protecciones del capítulo anterior, se harán estudios para aquella solución escogida.

3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA A JULIO DE 2003

El CENACE en su "PLAN DE OPERACIÓN DEL MEM OCTUBRE 2002 – SEPTIEMBRE 2003", en el cuadro 1.2 (**ANEXO 2.8**), presenta la proyección de demanda mensual por empresa hasta septiembre del 2003, por lo que de esta tabla se tomaron los datos de carga proyectada a julio de este año necesarios para realizar las simulaciones.

Los datos que presenta el CENACE de proyección de demanda mensual, son solo de demanda máxima y por empresa, no existen valores para demanda media y mínima, ni tampoco por subestación que es lo que el Programa DIgSILENT necesita para las simulaciones. Frente a estas situaciones y como una alternativa para obtener valores de demandas media y base, se procedió a sacar el porcentaje que tienen éstas respecto a la demanda máxima del día correspondiente del año 2002 que se toma como referencia, esto se muestra en los **ANEXOS 2.4 y 2.5**, con estos resultados se creó un vector en el programa que contenga demanda máxima, media y mínima, el paquete utilizado presenta la posibilidad de introducir únicamente datos porcentuales de la carga máxima para obtener las cargas media y mínima, una vez introducidos los datos porcentuales

se comparó los resultados de la carga en MW y Mvar con los datos originales en los tres escenarios de demanda del día de referencia del 2002.

Para la otra situación mencionada anteriormente, esto es que únicamente se disponen de datos a julio del 2003 por empresa y no los datos por subestación que son necesarios; para aquellas empresas que presentan este problema, se procedió a sacar el porcentaje de la carga total en cada subestación de entrega de estas distribuidoras, del día de referencia del 2002 como se muestra en el **ANEXO 2.6**. Adicionalmente a esto, debido a que no se dispone de los datos de potencia reactiva a julio de 2003, se asume que el factor de potencia de la carga va a ser el mismo que en el día del 2002 tomado como referencia; con esto se tienen todos los datos de potencia tanto activa como reactiva necesarios para la proyección en demanda máxima a julio del 2003 y se recordará que se ingresaron datos porcentuales de demandas media y mínima, respecto a la demanda máxima, por lo que únicamente cambiando el vector en el programa, se obtienen los datos de demanda media y mínima estimados para el 2003.

En la zona de Quito se siguió el mismo procedimiento descrito anteriormente para las empresas, a diferencia que en esta zona se consideró la redistribución de carga que planifica la Empresa Eléctrica Quito para la fecha en estudio, lo cual se muestra en el **ANEXO 2.7**

En el **ANEXO 2.9** se muestra en una tabla las demandas máxima, media y mínima proyectadas a Julio del 2003 con la que se realizaron las simulaciones en todos los casos de análisis. Los estudios empiezan ajustando un flujo con la demanda proyectada y sin cambios en el sistema para las tres condiciones de demanda, partiendo de estos flujos se empieza a estudiar las posibles soluciones topológicas.

3.2 SOLUCIONES TOPOLÓGICAS EN CASO DE FALLA PERMANENTE EN EL TRANSFORMADOR ATU DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA CON DEMANDA A JULIO DE 2003.

3.2.1 CAMBIO TOPOLÓGICO DEL CIRCUITO DOS DE LA LÍNEA SANTA ROSA - SANTO DOMINGO DE 230 KV A 138KV.

A continuación se presentan los cambios operativos que deberán realizarse en el sistema, para que tenga condiciones apropiadas de operación ante este cambio topológico. Es importante aclarar que estos cambios operativos se hacen respecto al caso base que se simuló en demandas máxima, media y mínima, asumiendo condiciones normales de operación en el sistema, esto se repite en todos los cambios topológicos propuestos y para cada condición de demanda. Con estos cambios se presentan ligeras variaciones en todo el sistema, como por ejemplo una disminución en el voltaje, que no se las detalla ya que no son representativas, pues siguen manteniendo las condiciones operables del sistema.

Analizando los flujos de potencia para el cambio topológico, estando en operación el circuito Santa Rosa – Pomasqui, se deben tomar medidas operativas como la interconexión con Colombia a 138kV para alivianar la carga en la zona Norte, se deberá además aumentar reactivos en las unidades aledañas al cambio de topología para así mantener voltajes adecuados, aún así, las condiciones de operación no son óptimas ya que se tienen bajos voltajes, por lo que se deberá proceder a cortar carga en demanda máxima. Después de analizar varias opciones se estima que la mejor es un corte de un 20% en la Subestación Eugenio Espejo y un 12% en la Subestación Selva Alegre, teniendo un total de 16.59 MW racionados. Así, se tiene valores de voltajes y ángulos en todas las barras del sistema que permitan la operación del mismo.

En demanda media únicamente se deben generar más reactivos en los generadores de Santa Rosa y en los de la interconexión con Colombia a 230kV, para mantener condiciones adecuadas de operación en el sistema y no son

necesarios cortes de carga. Si se tiene en este cambio topológico una demanda mínima, únicamente para que el sistema sea operable se debe generar más reactivos en las centrales de Santa Rosa y en las máquinas de la interconexión con Colombia respecto al caso base. Se muestran las simulaciones respectivas de las zonas involucradas en el **ANEXO 3.2.1.1**

Si la Línea Santa Rosa – Pomasqui no se encuentre disponible, la situación se vuelve compleja para la carga de Quito, a más de los cambios operativos en demanda máxima descritos en el caso anterior, se debe cortar carga en todas las Subestaciones de Quito: 20% en Santa Rosa, S/E 19, Calderón y Vicentina, un 35% en la Subestación Eugenio Espejo y un 25% en la Subestación Selva Alegre, con estas variaciones se tendrían voltajes altos en el resto del sistema, por lo que será necesario cambiar ciertas condiciones operativas ya que se racionaría un total de 106MW.

En demanda Media se debe generar más reactivos en las unidades de Santa Rosa, la importación de mayor energía de Colombia por medio de la interconexión a 230kV para alimentar a la zona de Quito y además un recorte del 15% de carga en la Subestación Selva Alegre, esto es 12.3 MW, para mantener condiciones de operación apropiadas en el sistema. En el caso de demanda base no es necesario cortar carga para mantener el sistema operable, pero las medidas que deberán tomar los operadores serán la inserción de más reactivos en las unidades de Santa Rosa, además se puede introducir generación en unidades de Cumbayá y Nayón para mantener voltajes operables en la Vicentina. Se muestran los resultados de corridas de flujos en el **ANEXO 3.2.2.1**

3.2.2 CAMBIO TOPOLÓGICO DEL CIRCUITO DOS DE LA LÍNEA SANTA ROSA - TOTORAS DE 230 KV A 138KV.

Sin este importante transformador del Sistema Nacional Interconectado, en demanda Máxima, con el circuito Santa Rosa – Pomasqui habilitado, se tienen varios problemas especialmente en la zona de Quito ya que la mayor parte de la

ciudad y la parte norte del país se abastecen de energía eléctrica por este transformador. En caso de que falle primeramente se recomienda que las cargas de Tulcán e Ibarra se alimenten por medio de la interconexión a 138kV con Colombia, para que así se mantengan voltajes adecuados en estas subestaciones; se debe además generar más reactivos tanto en Colombia como en la central Santa Rosa para subir los voltajes en la zona, con todos estos cambios la situación aún es inoperable por lo que hay que recurrir al inevitable corte de carga.

Después de analizar diferentes opciones lo más recomendable es cortar un 20 % de carga en la Subestación Eugenio Espejo, un 15% en la Subestación Selva Alegre y un 5% en la Subestación 19 pertenecientes a la Empresa Eléctrica Quito, teniendo un desabastecimiento total de 23.01 MW, se puede pensar que sería mejor cortar un mismo porcentaje en todas las subestaciones, pero esto no es así ya que los voltajes no serían operables. Con todos estos cambios los voltajes en las Barras de Molino se ven afectados aumentando de valor, por lo que la central Paute debe ajustar los valores de voltaje.

En Demanda media, respecto al caso base, se tienen pocos problemas operativos, únicamente para mantener voltajes adecuados en la zona de Quito se deben generar más reactivos tanto en las centrales de Santa Rosa como en las de la Interconexión con Colombia a 230kV, con esto el sistema es operable y sin cortes de carga.

En demanda mínima como era de esperarse existen menores problemas con este cambio topológico ante la ausencia de este transformador, únicamente para que se tengan condiciones adecuadas de operación se deben generar más reactivos tanto en la central Santa Rosa como en la interconexión con Colombia, con esto se tienen voltajes adecuados para la operación en demanda base. Las simulaciones correspondientes a estos tres casos analizados se las observa en el

ANEXO 3.2.1.2

Si es que el circuito Pomasqui - Santa Rosa no estuviese disponible, la situación se vuelve crítica. Para que el sistema tenga condiciones apropiadas de operación en demanda máxima se debe recurrir a los cortes de carga especialmente en la zona de Quito, los porcentajes de carga a desconectar que se recomienda son: en Santa Rosa un 20%, Eugenio Espejo 30%, Selva Alegre 25%, Subestación 19 20%, Calderón 20%, desconectando un total de 81.90 MW, con estos cortes también se deben regular los voltajes en la zona norte ya que suben con los cambios propuestos.

En el caso de demanda media también se tienen diferentes problemas en esta condición de falla, se deben tomar medidas operativas respecto al caso base, hay que tener en cuenta que sin la línea Santa Rosa - Pomasqui y con la falla analizada, es fundamental la generación de la central Agoyán que en caso de no estar disponible, se sobrecargaría el transformador ATT de Totoras, se recomienda también en este caso la operación de la Central Hidroeléctrica Pucará, es importante recalcar que en demanda media después de los cambios propuestos, es necesario que la Subestación Pomasqui reciba la suficiente potencia desde la interconexión con Colombia a 230kV, para que desde aquí se abastezca la ciudad de Quito, aún después de tomar estas medidas operativas es necesario cortar un 10% de carga en la Subestación Selva Alegre perteneciente a la Empresa Eléctrica Quito, esto es unos 8.2 MW que son suficientes para que el sistema sea completamente operable.

En demanda mínima en caso de indisponibilidad de la línea Santa Rosa – Pomasqui se presentan problemas como los que se tienen en los anteriores casos, por lo que las medidas a tomar son similares como generación de más potencia reactiva para mantener los voltajes en condiciones operables, tratar de alimentar a la zona de Quito por la interconexión con Colombia a 230kV a través de la subestación Pomasqui, se debe tomar en cuenta que en todos los casos en donde se menciona un aumento de la importación de energía del vecino país para alimentar a Quito, se deben cambiar las condiciones operativas de generación en el resto del país para que no exista un exceso de generación. Los resultados se los muestra en el **ANEXO 3.2.2.2**

3.2.3 CAMBIO TOPOLÓGICO DEL CIRCUITO DOS DE LA LÍNEA SANTA ROSA - TOTORAS Y DEL CIRCUITO DOS DE LA LÍNEA SANTA ROSA - SANTO DOMINGO DE 230 KV A 138KV.

En caso de estar disponible la Línea Santa Rosa – Pomasqui se tienen menores problemas en demanda máxima que en los cambios topológicos anteriores, aún así se deben generar más reactivos en unidades de la interconexión con Colombia a 230kV y en Santa Rosa; Tulcán e Ibarra también deben conectarse al país vecino a 138 kV, pero como esto no es suficiente para mantener voltajes adecuados, entonces se procede a cortar un 15% de la carga en Eugenio Espejo y un 10 % en Selva Alegre, subestaciones de la Empresa Eléctrica Quito, teniendo 13.31 MW racionados, con esto se tienen condiciones apropiadas de operación.

En el caso de demanda media con el cambio de topología propuesto, para tener condiciones apropiadas de operación, únicamente se deberán generar más reactivos en unidades que vayan a contribuir al mejoramiento del nivel de voltaje en la Zona de Quito. En demanda mínima existen menores problemas, únicamente respecto al caso base, se debe generar más potencia reactiva en Santa Rosa así como en la interconexión con Colombia, se debe importar además una cantidad adecuada de energía del país vecino para alimentar a la zona de Quito, así se tienen voltajes adecuados en toda la red, las simulaciones de este caso en las tres condiciones de demanda se las muestra en el **ANEXO 3.2.1.3**.

En caso de no estar disponible la Línea Santa Rosa – Pomasqui, en demanda máxima con las dos líneas mencionadas a 138kV, las simulaciones presentan voltajes demasiado bajos en la zona de Quito por lo que se debe cortar carga, un 10% en Santa Rosa, 25% en Eugenio Espejo, 20% en Selva Alegre, 10% en la Subestación 19 y un 10 % en Calderón, cortándose un total de 52.05 MW, ésta es la mejor opción analizada en las simulaciones ya que se tienen menores racionamientos de energía para que el sistema sea operable.

En caso de demanda media al estar fuera de servicio la línea Santa Rosa – Pomasqui, respecto al caso base se deberán realizar cambios como la inserción de más reactivos en la Zona de Quito, así como el completo funcionamiento de Agoyán y una transferencia adecuada de potencia desde Colombia hacia Pomasqui, para abastecer la carga de Quito, ante una contingencia como es la indisponibilidad permanente del transformador ATU Santa Rosa, con esto el sistema cumple con las condiciones apropiadas de operación y sin cortes de carga para esta demanda.

En demanda mínima se tendrán que tomar medidas operativas respecto al caso base, como la generación de reactivos en las centrales que influyen directamente en la zona de Quito, en este caso también es recomendable que esta zona se abastezca de energía por la subestación Pomasqui con la interconexión con Colombia, con esto y sin cortes de carga de ningún tipo, se puede operar el sistema en demanda mínima. Las simulaciones respectivas en los tres casos de demanda se los muestran en el **ANEXO 3.2.2.3**

3.2.4 RESUMEN DE CORTES DE CARGA EN LA ZONA DE QUITO CON UNA FALLA PERMANENTE EN EL TRANSFORMADOR ATU DE SANTA ROSA.

	Con circuito Santa Rosa - Pomasqui			Sin circuito Santa Rosa - Pomasqui		
	Máxima MW	Media MW	Mínima MW	Máxima MW	Media MW	Mínima MW
Línea Ros - Tot a 138kV	23.01	-	-	81.9	8.2	-
Línea Ros - Dom 138kV	16.59	-	-	106	12.3	-
Línea Ros - Dom a 138 kV	13.31	-	-	52.05	-	-
Línea Ros - Tot a 138 kV						

Tabla 3.2.1 Resumen de cortes de Carga en la zona de Quito

3.3 SOLUCIONES TOPOLÓGICAS EN CASO DE FALLA PERMANENTE EN EL TRANSFORMADOR ATU DE LA SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO CON DEMANDA A JULIO DE 2003.

3.3.1 CAMBIO TOPOLÓGICO DEL CIRCUITO DOS DE LA LÍNEA SANTO DOMINGO - SANTA ROSA DE 230 KV A 138KV.

En demanda máxima las condiciones operativas como son nivel de voltaje en todas las barras del sistema se mantienen con respecto al caso base, únicamente se observa una ligera disminución en las barras de las subestaciones Santa Rosa y Santo Domingo, cambio que no es representativo como para tomar medidas adicionales. El sistema en general no sufre cambios drásticos, con esta condición a demanda máxima no se deben realizar cortes de carga, esto es debido fundamentalmente a la presencia de la Central Térmica de Esmeraldas que ayuda a suplir la demanda de la zona. Se observa también que las condiciones de estabilidad son propicias en las barras Santa Rosa y Santo Domingo para que el sistema no pierda el equilibrio, esto se observa en la diferencia de ángulo entre las dos barras no mayor a 30 grados.

Como es de esperarse en demanda media existen menores problemas operacionales que en demanda máxima, prácticamente sin cambio alguno el sistema cumple con los niveles de voltaje para su correcta operación. En demanda mínima los problemas operativos aún son menores; sin embargo respecto al caso base, el voltaje en la barra 138kV de Santo Domingo disminuye por lo que se sugiere que la Central Térmica compense esa caída de tensión generando más reactivos, en la barra a 138kV de Quevedo se observa un aumento de voltaje siendo necesaria la operación del reactor de 10 Mvar, en el resto del sistema los voltajes, aunque cambian respecto al caso base, siguen siendo operables. Las simulaciones respectivas de esta parte se las muestra en el **ANEXO 3.3.1.1**

En demanda máxima si la Central Térmica de Esmeraldas no se encuentra en funcionamiento por algún motivo, ya sea por mantenimiento o indisponibilidad, únicamente con el circuito Santo Domingo – Santa Rosa a 138 kV, primeramente se deberán introducir más centrales que suplan la falta de demanda en esta hora; en la Zona Santo Domingo Quevedo se observan voltajes excesivamente bajos que afectan también a la zona de Quito, por lo que hay que tomar medidas operativas como aumentar reactivos de las unidades generadoras para compensar la caída de voltaje, pero debido a que aún así las condiciones no son favorables para la operación del sistema, se procede al corte de carga; después de analizar las diferentes opciones se observa que la más efectiva es disminuir un 30% de la carga en demanda máxima en Esmeraldas y un 20% en Santo Domingo, cortando un total de 24.79 MW, con estos cortes se obtienen las condiciones más favorables en la operación del sistema.

En demanda media, se debe suplir la falta de generación de Esmeraldas respecto al caso base, en esta situación con una unidad de Paute, también se tendrá que generar más reactivos en la central de Santa Rosa para compensar la caída de tensión en la zona de Quito y Santo Domingo; se debe recalcar que en demanda media para que el sistema funcione con buenas condiciones de operación no se debe cortar carga en ninguna subestación. En el caso de demanda mínima no se presentará ningún inconveniente, únicamente se tendría que generar más reactivos en unidades aledañas a la falla para mejorar voltajes en la zona y conectar el reactor de 10 Mvar en Quevedo, además se deberá ajustar el LTC del transformador de Esmeraldas, con esto los voltajes serán adecuados en todo el Sistema. Las condiciones operativas de las zonas involucradas se las muestra en el **ANEXO 3.3.2.1**

Se recomienda para el caso en que la Central Térmica de Esmeraldas esté operando normalmente, dejar los taps de los transformadores Santo Domingo y Esmeraldas en 3 que es la misma posición en la que se encuentran en el caso base; si la Central no está en funcionamiento ajustar el tap del transformador ATR de Santo Domingo en la posición 2, aunque para las condiciones de demanda máxima y media lo mejor es que esté en 1, para el caso de demanda mínima

debe necesariamente estar en 2 de lo contrario se tendrá un voltaje sumamente alto en el lado de 69kV, aún cuando en demanda media y máxima se tengan voltajes un tanto bajos. El tap del transformador de Esmeraldas se recomienda ponerlo en 2 para las tres condiciones de demanda.

3.3.2 CAMBIO TOPOLÓGICO DEL CIRCUITO DOS DE LA LÍNEA QUEVEDO - SANTO DOMINGO DE 230 KV A 138KV

En este caso, si la central térmica de Esmeraldas está en funcionamiento normal, las condiciones operativas en demanda máxima con el cambio de topología son similares a las del caso base, esto es que los voltajes permanecen dentro de los límites establecidos, únicamente se observa una ligera disminución de voltaje en la barra a 138 kV de Portoviejo que se lo puede rectificar con la generación de más potencia reactiva en la Central Daule Peripa. En el resto del sistema todo es normal, se cumplen las condiciones de estabilidad especialmente en las barras involucradas en el cambio topológico. Vale la aclaración de que con esta alternativa el sistema es operable sin ninguna clase de corte de carga.

En demanda media las condiciones operativas con esta nueva topología son aceptables, esto es que los voltajes permanecen dentro de los rangos operables, las barras también presentan ángulos cuyas diferencias son aceptables, en esta condición se aumentó la generación de reactivos en Daule Peripa y Esmeraldas, para compensar la caída de tensión en la Subestación Santo Domingo. En Demanda Mínima para este cambio en la red, se observa una pequeña disminución de voltaje en la barra de Portoviejo a 138 kV, pero puede ser compensada fácilmente por Hidronación, que en este caso solo está con una de sus tres unidades, además la barra de 69kV se la puede regular por medio del LTC. Estas simulaciones se las puede ver en el **ANEXO 3.3.1.2**

En demanda máxima, si es que no estuviese operando la Central de Esmeraldas, respecto al caso base, se tendría que suplir por medio de otras centrales los 130MW que ésta proporcionaba al sistema, lamentablemente para mantener niveles adecuados de operación en las barras de Santo Domingo y Esmeraldas,

se tendrán que realizar racionamientos de carga y la mejor opción analizada es cortar un 35% tanto en Esmeraldas como en Santo Domingo, con un total de 34.89MW racionados.

Como se observa, con este cambio topológico se debió cortar mas carga que en el del numeral anterior, debido a que no es factible compensar la caída de tensión con el aumento de potencia reactiva de unidades aledañas a la falla.

En demanda media, siempre respecto al caso base, se deberá generar más reactivos en Daule Peripa, los voltajes en la zona bajarían y solo sería factible la operación del sistema cortando un 15% de carga en Esmeraldas, esto es 5.2 MW. Para demanda mínima, a más de generar reactivos en Daule Peripa, el único cambio será mover el LTC de Esmeraldas para ajustar los voltajes a niveles adecuados. Las simulaciones respectivas para este caso se las muestra en el **ANEXO 3.3.2.2**

En el caso de que la central en mención esté operando, se recomienda dejar en la posición actual los taps de los transformadores de Esmeraldas y Santo Domingo, esto es en 3, en caso de no operar la central se recomienda poner el tap de Esmeraldas en 2 mientras que el de Santo Domingo dejarlo en 3

3.3.3 CAMBIO TOPOLÓGICO DEL CIRCUITO DOS DE LA LÍNEA QUEVEDO - SANTO DOMINGO Y DEL CIRCUITO DOS DE LA LÍNEA SANTA ROSA - SANTO DOMINGO DE 230 KV A 138KV

En caso de funcionar normalmente la Central Térmica de Esmeraldas, las condiciones del sistema son aún mejores que en los dos casos estudiados anteriormente, en demanda máxima se tienen los voltajes operables en todas las barras y sin cortes de carga, lo que muestra que el cambio de topología es factible en la simulación, lo único que se debe hacer es compensar una pequeña caída de voltaje en Portoviejo con el aumento de reactivos en Daule Peripa.

En demanda media con el cambio de topología propuesto no se debe hacer ningún cambio operativo respecto al caso base, ya que los parámetros del sistema con en esta nueva situación no varían significativamente. En demanda mínima existe una ligera disminución del voltaje en la barra de Portoviejo de la zona Santo Domingo Quevedo respecto al caso base, esta disminución es fácilmente compensada con la generación de más reactivos de Hidronación, en el resto del sistema no existen problemas operativos. Las simulaciones respectivas a esta parte se las puede observar en el **ANEXO 3.3.1.3**

De no estar disponible la Central Térmica de Esmeraldas, es el caso en el que menos carga se debe cortar en demanda máxima, apenas un 10 % tanto en Esmeraldas como en Santo Domingo, en total 9.94 MW; el déficit de potencia activa que dejó la central de Esmeraldas respecto al caso base se suplió con el ingreso de una unidad adicional de Paute y generación en la Zona de Pascuales.

Con la configuración propuesta, en demanda media, únicamente se tendrían que ajustar el LTC del transformador de Esmeraldas y se obtendrán condiciones adecuadas de voltaje, Paute compensó la falta de potencia que dejó la central de Esmeraldas, en este caso no se tuvieron cortes de carga de ninguna clase, esta condición es la más propicia para que el sistema pueda funcionar correctamente. En demanda mínima las condiciones de operación son aceptables, únicamente se debe ajustar el LTC del transformador de Esmeraldas para tener condiciones operables.

Los Taps en los transformadores tanto de Esmeraldas y Santo Domingo, en caso de operar normalmente la Central Térmica, deberán mantenerse en 3, caso contrario se tendrá que cambiar el de Esmeraldas a 2 y el de Santo Domingo dejarlo en 3, estas son las mejores condiciones para los tres escenarios de demanda. Las condiciones operativas de este caso se las puede ver en el **ANEXO 3.3.2.3**

3.3.4 RESUMEN DE CORTES DE CARGA EN SANTO DOMINGO Y ESMERALDAS CON UNA FALLA PERMANENTE EN EL TRANSFORMADOR ATU DE SANTO DOMINGO.

	Con Central Térmica de Esmeraldas			Sin Central Térmica de Esmeraldas		
	Máxima MW	Media MW	Mínima MW	Máxima MW	Media MW	Mínima MW
Línea Ros - Dom a 138kV	-	-	-	24.79	-	-
Línea Dom - Qvd 138kV	-	-	-	34.89	5.2	-
Línea Dom - Ros a 138 kV	-	-	-	9.94	-	-
Línea Dom - Qvd a 138 kV	-	-	-	-	-	-

Tabla 3.3.1 Resumen de cortes de Carga en Santo Domingo y Esmeraldas

3.4 DETERMINACIÓN DE LA SOLUCIÓN TOPOLÓGICA FACTIBLE A REALIZAR EN BASE A LAS ALTERNATIVAS PROPUESTAS

3.4.1 FALLA PERMANENTE EN EL TRANSFORMADOR ATU DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA

Para realizar esta parte del proyecto de titulación fue necesario visitar a una de las subestaciones en estudio, en este caso la Subestación Santa Rosa propiedad de TRANSELECTRIC S.A., los técnicos especializados en el ámbito de la construcción y mantenimiento de los equipos del Sistema Nacional Interconectado, luego de analizar las propuestas de este proyecto, indicaron que sí son factibles los cambios de topología en el sistema, pero se tendrían que buscar posiciones en el patio de 138kV para cambiar de voltaje uno de los circuitos de 230kV que llegan a esta subestación, para esto propusieron varias soluciones que se podrían implementar ante una indisponibilidad permanente del Transformador ATU de Santa Rosa.

En caso de falla permanente de este transformador, primeramente se debe analizar los elementos constitutivos de la subestación. En el patio de 138 kV se tienen 9 posiciones: El Carmen, Vicentina, Eugenio Espejo, Selva Alegre, una

posición al transformador TRN y otra al TRP, para abastecimiento de la E.E.Q.S.A., la posición del disyuntor de acoplamiento, otra que viene del transformador ATU y por último la que viene de las turbinas a GAS de Santa Rosa, el diagrama unifilar se lo muestra en el **ANEXO 4.1**. En este patio existe espacio físico suficiente para la construcción de nuevas posiciones a ser utilizadas en cualquiera de los cambios topológicos propuestos, pero la construcción de una de éstas puede tardar demasiado tiempo y uno de los objetivos es tratar de suplir la carga no servida en el menor tiempo y con el menor costo posibles.

Se puede pensar en una posición móvil que se dirija a la subestación del transformador faltante, y en pocos días de montaje se puede cambiar la topología de la zona, tendría que ser una posición diseñada para ser colocada en cualquier patio de 138kV del Sistema Nacional de Transmisión, ésta puede ser una alternativa aceptable, pero los costos serían elevados .

En este caso analizado también se puede sugerir utilizar la posición a 138kV del transformador ATU en Santa Rosa, que al ser declarado indisponible ante una posible falla quedaría libre, si bien actualmente no existen en esta posición los equipos de protección para líneas necesarios, se sugiere para estar prevenidos, contar con la reserva de un relé de distancia (21), los demás equipos de esta posición serían suficientes como para que un circuito a 138kV ocupe la posición que dejó el transformador.

En el caso de no disponer de una de las dos opciones mencionadas anteriormente, éstas son: la reserva de una posición móvil o la reserva de un relé de distancia (21) que sería lo más económico, se debe buscar una de las posiciones que disponga de todos los elementos necesarios para el cambio de topología, la única opción es ocupar aquella que tenga la mínima incidencia en la zona. Después de minuciosos análisis de la importancia que tiene cada posición en el patio de 138kV, se concluye que al ocupar la posición de la línea Santa Rosa – Vicentina, se presentan las mejores condiciones para la operación normal en la zona de Quito, se podría pensar en utilizar la posición “El Carmen” que

contribuye a la zona con poca generación, pero hay que tomar en cuenta que de ésta se encuentran abastecidos gran parte de los equipos necesarios para abastecer de agua potable a Quito; por lo tanto, no se puede dejar a esa zona aislada del sistema interconectado dependiendo únicamente de su propia generación, lo que resultaría muy riesgoso. Se descarta la posibilidad de utilizar las otras posiciones ya que en ausencia de cualquiera no sería operable el sistema.

En la Subestación Santa Rosa existe ya una derivación aislada de uno de los dos circuitos a 230kV de la línea Santa Rosa –Totoras, al patio de 138kV, ya que esta línea del sistema funcionaba anteriormente a este último nivel de voltaje, por este motivo el tiempo que se demoraría en poner esta derivación en la posición Vicentina sería corto, aproximadamente de 3 a 5 días, si los materiales de aquella derivación continúan sin ser utilizados para otros fines. En base a estos criterios se concluye que, en caso de falla permanente del transformador ATU de la Subestación Santa Rosa, la mejor alternativa de cambio topológico, que además se podrá efectuar en el menor tiempo posible, es cambiar de nivel de voltaje de 230kV a 138 kV el circuito dos de la línea Santa Rosa – Totoras, ocupando la posición de la línea Santa Rosa Vicentina a 138kV.

Para este cambio topológico es necesario además ocupar una de las posiciones en el patio de 138kV en la Subestación Totoras, en el que se encuentran las posiciones: Ambato, Agoyán 1, Agoyán 2, el disyuntor de acoplamiento entre las barras, una posición del transformador ATT y otra para el transformador ATQ, el diagrama unifilar de este patio se lo muestra en el **ANEXO 4.2**. Analizando cual de estas posiciones es más conveniente utilizar para el cambio topológico, se concluye que la mejor es una de las dos que van hacia la central hidroeléctrica Agoyán, aún cuando se pierde confiabilidad en esta parte del sistema; la línea Totoras – Agoyán fue diseñada para operar con uno de sus dos circuitos, por lo que no se tendrían problemas operativos.

Las simulaciones de los **ANEXOS 3.2.1.2** y **3.2.2.2** ya se las hizo tomando en cuenta que para los cambios topológicos se dispondrán de las posiciones

Vicentina a 138kV en Santa Rosa y Agoyán 2 a 138kV en Totoras. Con estos cambios en el sistema se puede suplir buena parte de la carga de la Zona de Quito y no se presentan problemas operativos.

La posibilidad del cambio topológico del circuito dos de la línea Santa Rosa – Santo Domingo de 230kV a 138kV no queda descartada, pero el tiempo que se demoraría en su implementación en la subestación Santa Rosa, ocupando de igual manera la posición Vicentina, sería más largo y además sería más complicado su montaje que con la solución escogida. Con la opción de cambio topológico de los circuitos Santa Rosa - Totoras y Santa Rosa - Santo Domingo de 230kV a 138kV, que es en donde menores cortes de carga se tienen en los análisis operativos, se debería buscar la posibilidad de utilizar otra posición adicional en el patio de 138kV en la subestación Santa Rosa, en Totoras se puede de igual manera usar una de las dos posiciones que van hacia Agoyán y en Santo Domingo se podría usar una de las dos posiciones en el patio de 138kV que van hacia la Subestación Esmeraldas.

3.4.2 FALLA PERMANENTE EN EL TRANSFORMADOR ATU SE LA SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO

En caso de una falla permanente en el transformador ATU de la Subestación Santo Domingo, se debe necesariamente realizar un cambio de topología en la red de transmisión para suplir la carga de Esmeraldas y Santo Domingo, ya que sin este transformador dicha zona queda totalmente aislada del sistema de transmisión por tener una topología radial. Pese a estar la Central térmica de Esmeraldas en esta zona, no es capaz de suplir la carga, ya que la respuesta de la central ante cambios de demanda es demasiado lenta y no sería operable bajo ninguna circunstancia.

La opción topológica propuesta, es cambiar de voltaje a 138kV uno de los circuitos que llegan a la subestación que normalmente funcionan a 230kV, para que desde una subestación vecina quede conectada a la barra de 138kV esta parte radial del sistema de transmisión. Al igual que en el caso anterior se deben

considerar las posiciones en el patio de 138kV de la subestación Santo Domingo, a saber: Esmeraldas 1, Esmeraldas 2, la del disyuntor de acoplamiento, una posición del transformador ATU y otra del Transformador ATR, el diagrama unifilar se lo muestra en el **ANEXO 4.3**; en esta subestación existe espacio físico disponible para la construcción de nuevas posiciones, pero el tiempo que ello implicaría sería muy largo y los costos apreciables, por lo que esta posibilidad queda descartada.

Se debe analizar cuál de las posiciones en el patio de 138kV de la Subestación Santo Domingo puede ser usada para la conexión a este nivel de voltaje, con cualquier subestación vecina. Si se tuviese en reserva una protección de distancia, que es el único equipo faltante para utilizar la posición en 138kV del transformador ATU que en este caso analizado se lo declaró indisponible, se la utilizaría sin problema alguno, pero en caso de no disponer en reserva dicho relé, se debe utilizar una de las dos posiciones a 138kV que van hacia Esmeraldas.

Los trabajos para el cambio de topología en una de las dos subestaciones vecinas a Santo Domingo, que serían Santa Rosa o Quevedo, implicarían tiempo y posiblemente interrupción del servicio para realizarlos; entonces, por la importancia que tiene la Subestación Santa Rosa en el sistema de transmisión, se descarta una conexión con ésta. Por lo expuesto se determina que, en caso de falla permanente del transformador ATU de la Subestación Santo Domingo, la mejor alternativa de cambio topológico que se podrá efectuar en el menor tiempo posible, es cambiar de nivel de voltaje de 230kV a 138 kV el circuito dos de la línea Santo Domingo – Quevedo.

En la subestación Quevedo, se deberán buscar posiciones en el patio de 138kV, para el cambio de topología escogido. Esta subestación en 138kV tiene 5 posiciones: Daule 1, Daule 2, una posición del Transformador ATR, una para el disyuntor de acoplamiento y finalmente la que va hacia el transformador ATT, el diagrama unifilar se lo muestra en el **ANEXO 4.4**. Analizando cuál de estas posiciones sería la más factible de utilizar se concluye que es una de las dos posiciones que van hacia Daule. El tiempo que demoraría el montaje para

cambiar de posiciones en las subestaciones sería aproximadamente de 1 a 2 semanas, dependiendo de las complicaciones que podrían presentarse en el cambio.

Las simulaciones que se muestran en los **ANEXOS 3.3.1.2 y 3.3.2.2**, respecto al cambio de topología del circuito dos de la línea Santo Domingo – Quevedo de 230kV a 138kV, se las realiza suponiendo la utilización de las posiciones Esmeraldas dos en Santo Domingo y Daule dos en Quevedo. En estas simulaciones se tienen las condiciones propicias de operación para el sistema, al no estar indisponible el circuito dos de la línea Esmeraldas - Santo Domingo, se debe considerar una disminución de los MW generados en la Central Térmica de Esmeraldas para tener condiciones propicias de operación.

La posibilidad del cambio topológico del circuito dos de la línea Santa Rosa – Santo Domingo de 230kV a 138kV no queda descartada, pero en Santa Rosa sería más difícil el montaje de una nueva posición a 138kV, de igual manera como en los casos anteriores se tendría que ocupar la posición de Vicentina. Con la opción de cambio topológico de los circuitos Santo Domingo – Quevedo y Santa Rosa - Santo Domingo de 230kV a 138kV, que es en donde menores cortes de carga se tienen en los análisis operativos, se debería buscar la posibilidad de utilizar otra posición adicional en el patio de 138kV en la subestación Santo Domingo, en Santa Rosa se puede de igual manera usar la posición de Vicentina y en Quevedo se puede usar una de las dos posiciones que van hacia Daule en el patio de 138kV.

Un resumen de las soluciones topológicas escogidas en caso de Falla permanente de los transformadores ATU de Santa Rosa y ATU de Santo Domingo y las posiciones que se van a ocupar en cada subestación se las muestra en la tabla 3.4.1

Elemento Fallado	Cambio topológico escogido	Posición Utilizada a 138kV	
Transformador ATU de Santa Rosa	Línea Santa Rosa -- Totoras a 138kV	En Santa Rosa	Vicentina
		En Totoras	Agoyán 2
Transformador ATU de Santo Domingo	Línea Santo Domingo -- Quevedo a 138kV	En Santo Domingo	Esmeraldas 2
		En Quevedo	Daule 2

Tabla 3.4.1 Resumen de las soluciones topológicas escogidas

En caso de ocurrencia de una falla permanente el cualquier elemento del Sistema de Transmisión del Ecuador, se debe analizar con los elementos disponibles, la mejor solución para alimentar de energía a las zonas afectadas. Este trabajo propone una metodología que puede ser usada ante fallas en cualquiera de los transformadores de las subestaciones.

3.5 ÍNDICES DE DISPONIBILIDAD A LOS USUARIOS DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN

La Compañía Nacional de Transmisión Eléctrica TRANSELECTRIC S.A., se encuentra en una fase inicial de cálculo de índices de confiabilidad del sistema a su cargo, lo ha hecho determinando primeramente las cadenas de conexión por las cuales brinda el servicio de transporte de energía eléctrica desde el anillo de 230kV a los usuarios de la red y considerando la confiabilidad de los elementos constitutivos de estas cadenas como: interruptores, seccionadores, líneas de transmisión, transformadores, elementos de control, sistema de comunicaciones, etc. Esta parte del Proyecto de titulación se basa en estudios realizados por la compañía hasta octubre de 1999, en los que se considera la ubicación geográfica de las líneas de Transmisión y las estadísticas de las interrupciones de servicio.

La valoración de la confiabilidad de las líneas de transmisión, que son los elementos predominantes en el sistema y por lo tanto los más expuestos a fallas de cualquier índole, se lo hará en base a las estadísticas de fallas que se dispone de años anteriores. Para el análisis de la confiabilidad de cada línea se determinará el número de fallas al año por kilómetro, tanto en la costa como en la

sierra, ya sea para las líneas a 138kV o a 230kV, para esto se disponen de los datos de la longitud de cada línea del S.N.I. y del año de entrada en operación, así como del número de fallas al año en las líneas y la duración de cada una de éstas en minutos, estos datos se los puede ver en el los **ANEXOS 5.1 a 5.4**.

Para la valoración de los índices de confiabilidad se ha clasificado a las fallas de las líneas de transmisión en: a) transitorias, que son aquellas cuya duración ha sido menor o igual a 30 minutos; y, b) permanentes, cuya duración ha sido mayor a 30 minutos; también se considera el tiempo total en minutos que la línea estuvo fuera de servicio contando los dos tipos de fallas.

A una falla cuya duración sea más de 30 minutos se la clasifica como transitoria con una durabilidad de 30 minutos y como permanente con el tiempo que dura realmente. En el cálculo total de minutos se considera el tiempo que duró la falla.

Para mayor facilidad en la manipulación de los datos, al número de fallas se las agrupa en períodos de dos años, además se las divide por zonas y niveles de voltaje como ya se mencionó. Debido a que únicamente existía información de las fallas hasta el año de 1998, se actualizó en este trabajo los datos de fallas hasta el 2000 para tener mejores resultados.

Con los datos antes mencionados se procede a calcular la frecuencia de falla (FF) que es el número de fallas (NF) dividido para un período (PER), se lo mide en fallas/año

$$FF = NF / PER \quad (3.5.1)$$

El tiempo medio de reparación de la falla (TMRF) se define como el tiempo promedio en el cual se recupera la función del objeto en el período de análisis. Es el tiempo fuera de servicio (TF) sobre el número de fallas.

$$TMRF = TF / NF \quad (3.5.2)$$

En el **ANEXO 5.1** se muestra el TMRF de las líneas de 230 kV de la sierra y la frecuencia de falla tomando como datos el número de fallas de 8 años anteriores, la FF en este caso es el número de fallas por período (años) y por kilómetro. En este anexo también se muestra la longitud de las líneas así como la fecha de inicio de operación de éstas. Los **ANEXOS 5.2, 5.3 y 5.4** muestran la FF y el TMRF de las líneas de 138kV de la sierra, 230kV y 138kV de la costa respectivamente, así como datos de longitud e inicio de operación de las mismas.

El índice de indisponibilidad de un objeto (INDISP) indica la probabilidad de que el objeto no opere satisfactoriamente o esté fuera de servicio.

$$\text{INDISP} = \text{FF} * \text{TMRF} / \text{T}_T \quad (3.5.3)$$

Donde: T_T : Total de minutos del año

La disponibilidad de un objeto (DISP) es la propiedad que tiene el objeto de conservar su capacidad de trabajo en forma continua durante un intervalo de tiempo, sin paros forzados.

$$\text{DISP} = 1 - \text{INDISP}$$

$$\text{DISP} = 1 - (\text{FF} * \text{TMRF} / \text{T}_T) \quad (3.5.4)$$

Los estudios de confiabilidad que dispone TRANSELECTRIC S.A. muestran al S.N.I. dividido en cadenas las que van de la red de 230kV a los usuarios finales; a lo largo de estas cadenas se deben calcular los índices de disponibilidad de cada elemento, por tal motivo es necesario obtener estos índices en cada una de las líneas del sistema, con lo que el resultado final a calcular será la disponibilidad del servicio con el que se atiende a los usuarios de la red.

De los cálculos anteriores se tiene el número de fallas por cada kilómetro por año de las líneas de transmisión a 230kV y 138kV tanto de la sierra como de la costa, con esto se procede a calcular la frecuencia de falla de cada línea del sistema, multiplicando la longitud de cada línea por el número de fallas por kilómetro dependiendo de la región en que se encuentre, se lo hace para los tres tipos de

falla a analizar: transitorias, permanentes y el total de fallas, con este valor de frecuencia de falla se calcula la disponibilidad de cada línea con la expresión (3.5.4). Hay que tomar en cuenta que los valores de la frecuencia de falla son en fallas al año entonces, para que sea consistente con los minutos por falla del TMRF hay que dividirlo para 525600 minutos que tiene un año como muestra la fórmula.

Los resultados tanto de la frecuencia de falla y de la disponibilidad de cada línea se los, muestra en el **ANEXO 5.5**

Las cadenas que van de la red de 230 kV hasta los usuarios finales tienen varios elementos como: interruptores, transformadores, barras, etc.; estos elementos también tienen una frecuencia de falla y un TMRF, datos que se los considera como estándares en el análisis de la confiabilidad de sistemas eléctricos de Potencia [2]. Los índices de disponibilidad de estos elementos se los muestra en el **ANEXO 5.5**.

En el **ANEXO 5.6** se muestra un ejemplo de cómo está constituida una cadena de usuario en la que se indica sus elementos constitutivos y la nomenclatura que se utiliza, cada cadena se encuentra dividida por elementos entre barras, el índice de cada división corresponde al valor de disponibilidad de los elementos contenidos en ese espacio, ya sean interruptores, transformadores o las líneas de transmisión; las barras se las considera una sola vez.

El índice de disponibilidad para el usuario final, en la mayoría de las cadenas analizadas en el Sistema Nacional Interconectado, corresponde a un sistema serie desde el anillo de 230kV por lo que para obtenerlo se aplica la fórmula 2.3.1 que corresponde a la multiplicación de los valores obtenidos en cada tramo entre barras. En casos muy específicos se tienen conexiones en paralelo desde el anillo hasta el usuario final, en estos casos se aplicará la fórmula 2.3.2 para obtener el índice de disponibilidad. En el **ANEXO 5.7** se muestra un resumen de la infalibilidad para cada usuario del sistema nacional de transmisión.

3.5.1 DETERMINACIÓN DEL ÍNDICE DE DISPONIBILIDAD A LOS USUARIOS CON LA NUEVA TOPOLOGÍA PLANTEADA

La compañía Nacional de Transmisión TRANSELECTRIC S.A., ha determinado índices de confiabilidad del servicio y de los elementos en cada punto de conexión con sus clientes, en el presente proyecto de titulación se determinarán estos índices para las soluciones topológicas propuestas, ante contingencias permanentes en los transformadores ATU de Santa Rosa y ATU de Santo Domingo.

En caso de falla permanente del transformador ATU de la subestación Santa Rosa, que provee de energía fundamentalmente a la zona de Quito, la solución topológica factible que se determinó anteriormente, es cambiar de voltaje el circuito dos de la línea Santa Rosa – Totoras a 138kV, con este cambio las cadenas de conexión para la valoración de los índices de disponibilidad cambian respecto a las realizadas por TRANSELECTRIC S.A.

En la zona en mención, debido a que los estudios se los hace para una topología proyectada a julio del 2003, se consideran los cambios que sufrirá esta zona, como por ejemplo la construcción de nuevas líneas hacia la subestación Pomasquí. El gráfico 3.5.1 muestra las cadenas de conexión de la carga de la Subestación Santa Rosa, que abastece parte de la carga de la Empresa Eléctrica Quito, hacia el anillo de 230kV del sistema interconectado, en este gráfico se observa que la carga puede ser abastecida desde dos puntos diferentes por lo que se tiene una configuración en paralelo. El primer punto de abastecimiento va desde la barra de 138kV de la subestación Santa Rosa hasta la barra de 138kV de la subestación Totoras, que es el cambio topológico propuesto, esta barra se conecta con el anillo de 230kV por medio del transformador ATT de Totoras. El segundo punto de conexión va desde la barra de 138kV de la Subestación Santa Rosa, hasta la barra de 138kV de la subestación Pomasquí, para efectos de valoración de la confiabilidad no se consideran las subestaciones de la Empresa Eléctrica Quito que están entre Santa Rosa y Pomasquí, únicamente se tomó como si fuera una línea a doble circuito la que une estas dos subestaciones, de la

barra de 138kV de Pomasqui se pasa a 230kV por medio de un transformador, y finalmente con la línea Pomasqui - Santa Rosa se llega al anillo a 230kV del sistema. La figura 3.5.1 muestra la valoración de los índices de disponibilidad tanto de cada elemento como los totales que integran las cadenas de conexión.

ELEMENTOS QUE INTEGRAN LA CADENA DE CONEXIÓN PARA CADA USUARIO

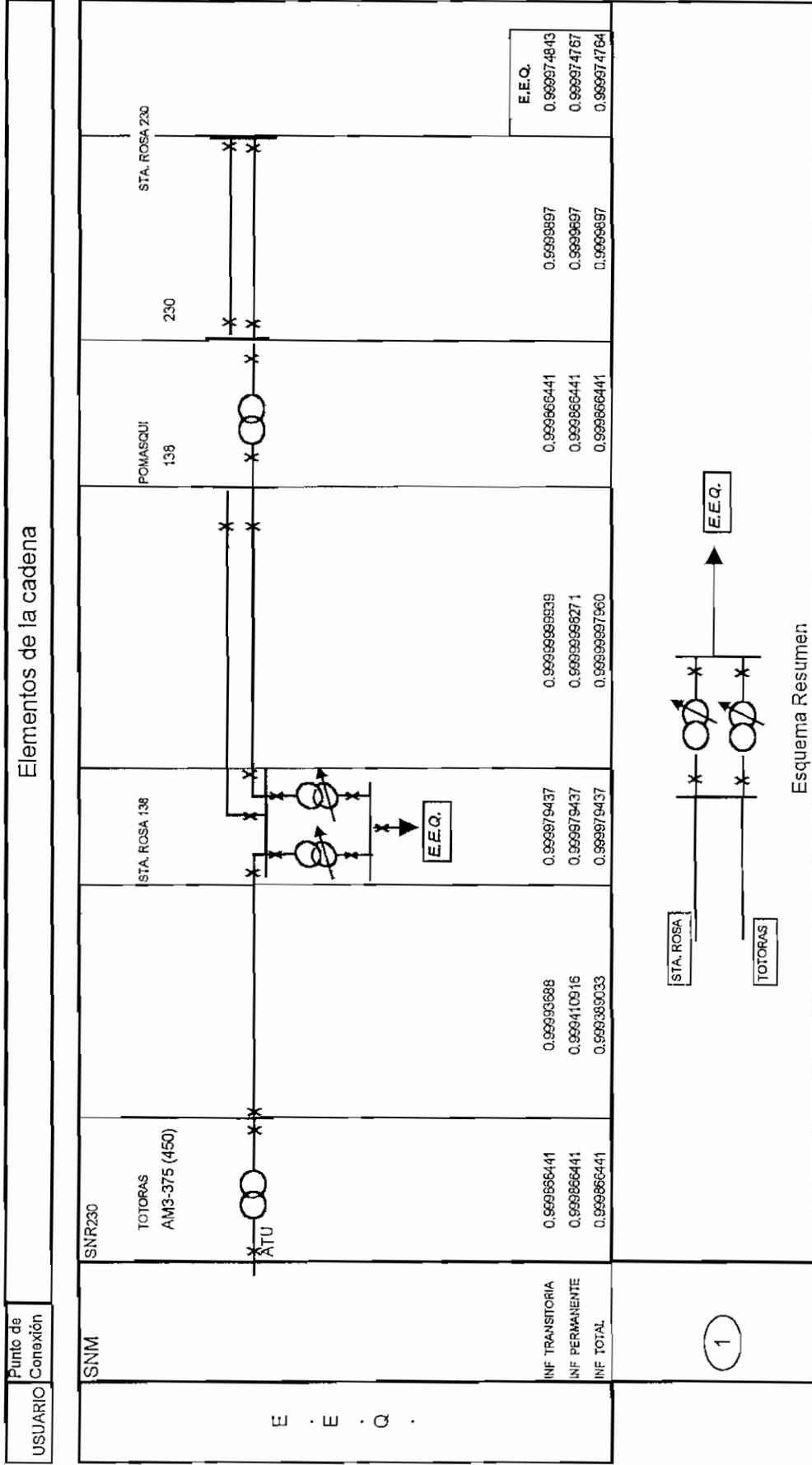


Figura 3.5.1. Cadena de conexión desde el anillo de 230 kV hasta la carga de Santa Rosa de la E.E.Q. S.A.

La zona de Quito tiene diferentes puntos de conexión desde las cargas hacia el anillo a 230kV, por lo que otra cadena en la que se deben evaluar los índices de disponibilidad, es la que sirve a la subestación Vicentina, que se muestra en la figura 3.5.2; esta subestación también tiene dos puntos diferentes de conexión al anillo de 230kV, por lo que presenta una configuración en paralelo. El primer tramo es el que parte de la barra de 138kV de Vicentina y va hacia la Subestación Mulaló, de aquí al mismo nivel de voltaje, se conecta con la subestación Pucará, en esta misma cadena se tiene Ambato y finalmente a 138kV Totoras, en donde por medio del transformador de esta subestación la cadena de conexión termina en el anillo de 230kV. La otra Cadena de conexión es desde Vicentina hacia Pomasqui a 138kV, en donde se tiene el transformador de 230kV y finalmente se completa la cadena con la línea Pomasqui – Santa Rosa.

En la figura 3.5.2 se muestran los índices de disponibilidad de cada parte de las cadenas, como los transformadores, que para la valoración de sus índices se consideran la confiabilidad de los interruptores y de la barra asociados a éste. Para la valoración de los índices de disponibilidad de las líneas de transmisión, también se consideran los índices de los interruptores y los de las barras asociadas a éstas; cuando existen líneas en paralelo se utilizan los criterios de la confiabilidad de sistemas en esta configuración.

Los índices de confiabilidad totales de la carga de la Subestación, consideran todos los índices de disponibilidad parciales de cada elemento que conforma la cadena de conexión, hay que tomar en cuenta que el transformador propio de la carga a la que se quieren valorar dichos índices, se encuentra en serie con las dos cadenas de conexión en paralelo, por lo que se aplicarán las relaciones respectivas de la Confiabilidad de Sistemas.

ELEMENTOS QUE INTEGRAN LA CADENA DE CONEXIÓN PARA CADA USUARIO

Punto de Conexión		Elementos de la cadena										
USUARIO		SNR230	AMBATO	PUCARA	MULALO	VICENTINA	POMASQUI	STA. ROSA 230	E.E.Q.			
E · E · Q ·	SNM	TOTORAS AM3-375 (450)										
	MF TRANSITORIA	0.999866441	0.99978119	0.99970788	0.99968221	0.99964708	0.99964708	0.99964708	0.99964708	0.99964708	0.99964708	0.999866441
	MF PERMANENTE	0.999866441	0.999961125	0.999903444	0.99983252	0.999964708	0.99986168	0.999866441	0.999866441	0.999866441	0.999866441	0.999866441
	MF TOTAL	0.999866441	0.999955326	0.999866312	0.999874254	0.999964708	0.99986168	0.999866441	0.999866441	0.999866441	0.999866441	0.999866441
												0.99985156633
												0.999889657
												0.99985154196
												0.99985153938
	2	<p>Esquema Resumen</p>										

Figura 3.5.2. Cadena de Conexión desde el anillo de 230 kV hasta la carga de Vicentina de la E.E.Q. S.A.

En otra de las cargas de la Empresa Eléctrica Quito en donde se evalúan los índices de disponibilidad, es en la Subestación Selva Alegre; en este caso, al igual que en los anteriores, se tiene una configuración en paralelo, en donde el primer segmento de conexión va desde la barra de 138kV de Selva Alegre hacia la correspondiente en Santa Rosa, se considera que es una línea a doble circuito la que conecta estas dos subestaciones sin pasar por ninguna subestación intermedia, desde Santa Rosa a 138kV, con el cambio de topología propuesto, se conecta a la barra de 138kV en Totoras, para que por medio del transformador ATT de esta subestación se llegue al anillo de 230kV. El otro tramo de conexión va desde la barra a 138kV de la Subestación Selva Alegre hacia la barra a 138kV de la subestación Pomasqui, de igual manera se considera que esta línea es a doble circuito y que no tiene bifurcaciones en ninguna subestación, en la Subestación Pomasqui se tiene el transformador de 138kV a 230kV y finalmente se tiene la barra a 230kV de la subestación Santa Rosa del anillo del S.N.I.

El gráfico 3.5.3 muestra las cadenas de conexión para la Subestación Selva Alegre, con los elementos que integran estas cadenas y la confiabilidad de cada uno de ellos, finalmente indican los índices de disponibilidad de la carga de esta Subestación.

Pese a existir más Subestaciones en la Empresa Eléctrica Quito, en las que se pueden evaluar los índices de disponibilidad, se considera que es suficiente la valoración en tres puntos estratégicos de la carga en esta distribuidora, como son Santa Rosa, Vicentina y Selva Alegre; los índices de disponibilidad que se encontrarán en las subestaciones para las cuales no se hacen los cálculos, serán similares a los que se obtuvieron en las subestaciones consideradas.

En caso de falla permanente del transformador ATU de la subestación Santo Domingo, que provee de energía a Santo Domingo y Esmeraldas, la solución topológica factible que se determinó anteriormente, es cambiar de voltaje el circuito dos de la línea Santo Domingo – Quevedo a 138kV, con este cambio las cadenas de conexión para la valoración de los índices de disponibilidad cambiaron respecto a las realizadas por TRANSELECTRIC S.A.

La carga de la subestación Santo Domingo tiene una topología radial, primeramente se tiene el transformador de 69kV a 138kV, luego desde la barra a 138kV se tiene la línea Santo Domingo – Quevedo, que es el cambio topológico propuesto, finalmente para la conexión a 230kV con el anillo del sistema interconectado se tiene el transformador ATT de Quevedo. El gráfico 3.5.4 muestra los elementos que integran la cadena de conexión a la carga de Santo Domingo y sus respectivos índices de confiabilidad.

La carga de la Subestación Esmeraldas también tiene una topología radial, primeramente está el transformador de 69kV a 138kV, luego se tiene una línea de conexión a 138kV con la subestación Santo Domingo, se considera una sola línea Esmeraldas – Santo Domingo para la valoración de la confiabilidad, ya que la posición de la otra línea se la usa en la Subestación Santo Domingo para que sea factible el cambio topológico propuesto, en esta cadena también se tiene la línea a 138kV Santo Domingo – Quevedo y finalmente el transformador ATT de Quevedo para la conexión con el anillo de 230kV. El gráfico 3.5.5 muestra la cadena de conexión para la carga de Esmeraldas, con la valoración del índice de disponibilidad de ésta, también se tienen la confiabilidad de todos los elementos que integran la cadena.

ELEMENTOS QUE INTEGRAN LA CADENA DE CONEXIÓN PARA CADA USUARIO

USUARIO		Elementos de la cadena			
Punto de Conexión		SRQ230	SRQ138	SRD138	SRD069
STO . DOMINGO	SRD Sto. Domin	QUEVEDO AM3-165 (175)		STO. DOMINGO AT3-100 (105)	
	INF TRANSITORIA	0.999866441	0.9998505	0.999866441	0.999578908
	INF PERMANENTE	0.999866441	0.999133922	0.999866441	0.998862491
	INF TOTAL	0.999866441	0.999062559	0.999866441	0.998791148
4					

Figura 3.5.4. Cadena de conexión desde el anillo de 230 kV hasta la carga de Santo Domingo

ELEMENTOS QUE INTEGRAN LA CADENA DE CONEXIÓN PARA CADA USUARIO

Punto de Conexión		Elementos de la cadena			
USUARIO					
E M E L E S A	SREE Esmeraldas	SRQ230 QUEVEDO AM3-165 (175)	SRD138	SRE138 ESMERALDAS AT3-75(85)	SRE069
	INF TRANSITORIO INF PERMANENTE INF TOTAL	0.9998664 0.999866441 0.999866441	0.9998505 0.9991339 0.9990626	0.999866441 0.999866441 0.999866441	ESMERALDAS 0.999341743 0.997881291 0.99769189

Figura 3.5.5 Cadena de conexión desde el anillo de 230 kV hasta la carga de Esmeraldas.

Un resumen de los índices de disponibilidad de los usuarios afectados por los cambios topológicos que se proponen en este proyecto se muestra en la tabla 3.5.1

Empresa Eléctrica	Subestación	Índice de Disponibilidad o Confiabilidad		
		Transitoria	Permanente	Total
Quito	Santa Rosa	0.999974843	0.999974767	0.999974764
	Vicentina	0.999851566	0.999851541	0.999851539
	Selva Alegre	0.999841302	0.999841226	0.999841223
Santo Domingo	Santo Domingo	0.999578908	0.998862491	0.998791148
Esmeraldas	Esmeraldas	0.999341743	0.997881291	0.99769189

Tabla 3.5.1 Resumen de los Índices de Disponibilidad a cada Usuario.

3.6 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LOS CAMBIOS TOPOLÓGICOS PROPUESTOS

La coordinación de protecciones con los cambios topológicos propuestos en la red, se hace en base a los criterios básicos expuestos en el capítulo 2. En cada caso se describe el procedimiento utilizado y los criterios que se emplearon en la coordinación. Todos los estudios se los realiza únicamente calculando las impedancias que deberán ser seteadas en los relés, no se considera la calibración de las impedancias en los mismos ya que esto se lo hace en base a los respectivos manuales de operación de cada uno.

3.6.1 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL CIRCUITO 2 DE LA LÍNEA SANTA ROSA – TOTORAS A 138KV.

Para la coordinación de protecciones del circuito dos de la línea Santa Rosa – Totoras a 138kV, que es la solución topológica escogida, en caso de falla permanente del transformador ATU de Santa Rosa, se debe considerar dicha coordinación tanto en las barras de Santa Rosa como en Totoras. Los elementos del Sistema Nacional de Transmisión analizados para la coordinación de las protecciones desde Santa Rosa y los datos necesarios a utilizar, se los muestra en la figura 3.6.1 y la tabla 3.6.1 respectivamente.

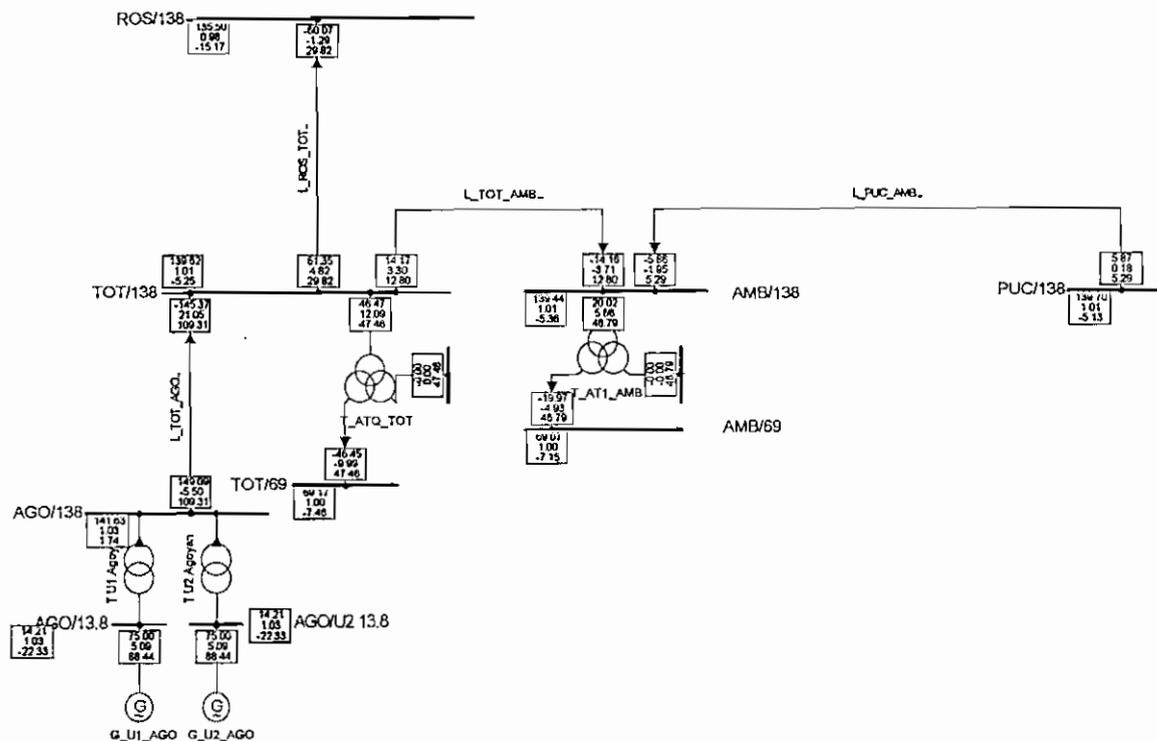


Figura 3.6.1 Elementos del S.N.T. analizados para la coordinación de las protecciones desde Santa Rosa

		Impedancia (Ω) Coordenadas Rectangulares	Impedancia (Ω) Coordenadas Polares
Líneas	Santa Rosa - Totoras	$6,537 + j 54,022$	$54.416 \angle 83.1^\circ$
	Totoras Agoyán	$3,358 + j 16,041$	$16.388 \angle 78.2^\circ$
	Totoras Ambato	$1,132 + j 2,912$	$3.124 \angle 68.8^\circ$
	Ambato Pucará	$3,738 + j 13,796$	$14.293 \angle 74.8^\circ$
Trafos	ATQ Totoras	$j16.054$	$16.054 \angle 90^\circ$
	AT1 Ambato	$j30.336$	$30.336 \angle 90^\circ$
	T. U1 Agoyán	$j29.613$	$29.613 \angle 90^\circ$
	T. U2 Agoyán	$j29.613$	$29.613 \angle 90^\circ$

Tabla 3.6.1 Datos de los elementos del S.N.T. necesarios para la coordinación de las protecciones desde Santa Rosa

Los ajustes de las zonas de protección desde la barra de Santa Rosa son los siguientes:

Zona 1

El criterio de protección de líneas en la zona uno, es proteger de un 80% a un 90 % de la línea en estudio, según el criterio del diseñador, en este caso para la línea Santa Rosa – Totoras se ha escogido 85%, entonces:

$$Z1 = 85 \% Z_{ROS-TOT}$$

$$Z1 = 0.85 * 54.416 \angle 83.1^\circ$$

$$Z1 = 46.2536 \angle 83.1^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

Para transformar la Z1 de $\Omega_{\text{primarios}}$ a $\Omega_{\text{secundarios}}$ se usa la expresión 2.4.1

$$Z1_{\text{sec}} = Z1_{\text{prim}} \cdot \frac{RTC}{RTP}$$

En este caso la Relación de transformación del transformador de corriente del cambio topológico propuesto en Santa Rosa es 800/5 y la relación de transformación del transformador de potencial es de 138000/115.

$$Z1_{\text{sec}} = (46.2536 \angle 83.1^\circ) \cdot \frac{160}{1200}$$

$$Z1_{\text{sec}} = (6.1671 \angle 83.1^\circ) \Omega$$

Zona 2

Los criterios de protección de zona dos son:

- a) Se cubrirá el 120 % de la línea Santa Rosa – Totoras.

$$Z2 = 120 \% Z_{ROS-TOT}$$

$$Z2 = 1.2 * 54.416 \angle 83.1^\circ$$

$$Z2 = 65.299 \angle 83.1^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

- b) Se cubrirá el 100% de la línea Santa Rosa – Totoras y el 50% del tramo adyacente más corto, en este caso el 50% de la línea Totoras - Ambato.

$$Z2 = 100 \% Z_{ROS-TOT} + 50 \% Z_{TOT-AMBATO}$$

$$Z2 = 1 * 54.416 \angle 83.1^\circ + 0.5 * 3.124 \angle 68.76^\circ$$

$$Z2 = 55.9308 \angle 82.7^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

- c) El último criterio es el de cubrir el 100% de la línea Santa Rosa – Totoras, y el 50% del transformador que se encuentra en la subestación Totoras. Se debe cuidar en esta zona de no cubrir más del 60% del transformador mencionado, ya que de lo contrario puede haber un traslape con las protecciones propias del transformador.

$$Z2 = 100 \% Z_{\text{ROS-TOT}} + 50 \% Z_{\text{TRAFO ATQ TOTORAS}}$$

$$Z2 = 1 * 54.416 \angle 83.1^\circ + 0.5 * 16.054 \angle 90^\circ$$

$$Z2 = 62.392 \angle 84^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

Por considerarse más apropiado se escoge el criterio expuesto en el literal b, teniendo la certeza de que no se va a cubrir más de 60% del transformador ATQ de Totoras. La impedancia vista desde el lado secundario de los transformadores de corriente y potencial para zona dos es:

$$Z2_{\text{sec}} = (55.9308 \angle 82.7^\circ) \cdot \frac{160}{1200}$$

$$Z2_{\text{sec}} = (7.4574 \angle 82.7^\circ) \Omega$$

Zona 3

Los criterios que podrían tomarse en consideración para la calibración de zona tres son:

- a) Se cubrirá el 120 % de la línea Santa Rosa – Totoras y Totoras - Ambato

$$Z3 = 120 \% (Z_{\text{ROS-TOT}} + Z_{\text{TOT-AMBT}})$$

$$Z3 = 1.2 * (54.416 \angle 83.1^\circ + 3.124 \angle 68.7^\circ)$$

$$Z3 = 68.9378 \angle 82.3^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

- b) Se cubrirá el 100% de la línea Santa Rosa – Totoras y el 120% del tramo adyacente más largo, en este caso el 120% de la línea Totoras - Agoyán.

$$Z3 = 100 \% Z_{\text{ROS-TOT}} + 120 \% Z_{\text{TOT-AGOYAN}}$$

$$Z3 = 1 * 54.416 \angle 83.1^\circ + 1.2 * 3.124 \angle 68.8^\circ$$

$$Z3 = 74.029 \angle 81.8^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

- c) Se debe cuidar que la zona 3 no cubra el 100 % del transformador ATQ de Totoras, entonces:

$$Z3 < (Z_{ROS-TOT} + Z_{TRAFO ATQ TOTORAS})$$

$$Z3 < (54.416 \angle 83.1^\circ + 16.054 \angle 90^\circ)$$

$$Z3 < 70.380 \angle 84.7^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

Se deberá cuidar además de que esta zona no cubra el 100% del transformador AT1 de Ambato.

$$Z3 < (Z_{ROS-TOT} + Z_{TOT-AMBT} + Z_{TRAFO AT1 AMBATO})$$

$$Z3 < (54.416 \angle 83.1^\circ + 16.1054 \angle 90^\circ)$$

$$Z3 < 87.606 \angle 84.9^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

Considerando estos criterios se estima que el mejor es aquel que propone cubrir el 100% del transformador ATQ de Totoras, pese a no cubrir el 100% de la línea Totoras - Agoyán que es el tramo adyacente más largo, esto es válido ya que únicamente se está dando un respaldo de zona 3 a todas las protecciones de esta línea. Al cubrir el 100% del Transformador ATQ de Totoras, se deben tener en cuenta los tiempos de coordinación de las protecciones propias del transformador, con el tiempo de zona tres del cambio topológico propuesto.

Por lo tanto la impedancia de zona 3 es:

$$\mathbf{Z3 = 70.38023 \angle 84.7^\circ \Omega_{\text{primarios}}}$$

La impedancia vista desde el lado secundario de los transformadores de corriente y potencial para la impedancia de la zona tres es:

$$Z3_{\text{sec}} = (70.3802 \angle 84.7^\circ) \cdot \frac{160}{1200}$$

$$Z3_{\text{sec}} = (9.3840 \angle 84.7^\circ) \Omega$$

Los elementos del Sistema Nacional de Transmisión analizados para la coordinación de las protecciones desde Totoras y los datos necesarios a utilizar, se los muestra en la figura 3.6.2 y la tabla 3.6.2 respectivamente.

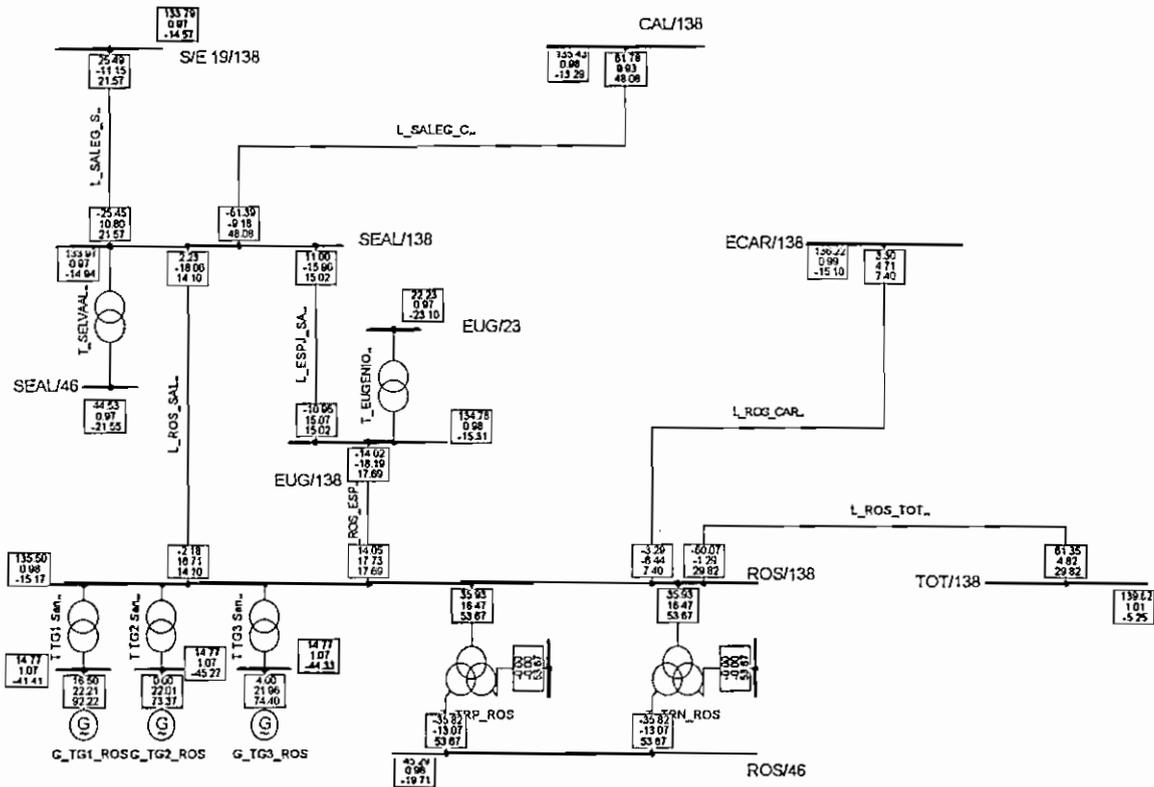


Figura 3.6.2 Elementos del S.N.T. analizados para la coordinación de las protecciones desde Totoras

		Impedancia (Ω) Coordenadas Rectangulares	Impedancia (Ω) Coordenadas Polares
Líneas	Totoras - Santa Rosa	6,537 + j 54,022	54.416 \angle 83.1°
	Santa Rosa – E.Espero	0.967 + j4.618	4.718 \angle 78.2°
	Sta Rosa – El Carme	4.736 + j14.768	15.508 \angle 72.2°
	Sta Rosa – Selv Aleg.	2.544 + j12.152	12.415 \angle 78.2°
Trafos	T. E. Espejo	j69.25	69.25 \angle 90°
	TRP Santa Rosa	j39.20	39.20 \angle 90°
	TRN Santa Rosa	j39.20	39.20 \angle 90°
	T. Selva Alegre	j27.04	27.04 \angle 90°
	T. TG1. Sta. Rosa	j81.61	81.61 \angle 90°
	T. TG2. Sta. Rosa	j81.61	81.61 \angle 90°
	T. TG3. Sta. Rosa	j81.61	81.61 \angle 90°

Tabla 3.6.1 Datos de los elementos del S.N.T. necesarios para la coordinación de las protecciones desde Totoras

Los ajustes de las zonas de protección, desde la barra de Totoras son los siguientes:

Zona 1

El criterio de protección usado para la línea Totoras - Santa Rosa en la zona uno, es proteger el 85% de ésta, entonces:

$$Z1 = 85 \% Z_{TOT - ROS}$$

$$Z1 = 0.85 * 54.416 \angle 83.1^\circ$$

$$\mathbf{Z1 = 46.2536 \angle 83.1^\circ \Omega_{primarios}}$$

En este caso la Relación de transformación del transformador de corriente del cambio topológico propuesto en Totoras es 600/5 y la relación de transformación del transformador de potencial es de 138000/115. La impedancia vista desde el lado secundario de los transformadores de corriente y potencial para la impedancia de la zona uno es:

$$Z1_{sec} = (46.254 \angle 83.1^\circ) \cdot \frac{120}{1200}$$

$$Z1_{sec} = (4.625 \angle 83.1^\circ) \Omega$$

Zona 2

Los criterios de protección de zona dos son:

- a) Se cubrirá el 120 % de la línea Totoras – Santa Rosa.

$$Z2 = 120 \% Z_{TOT - ROS}$$

$$Z2 = 1.2 * 54.416 \angle 83.1^\circ$$

$$Z2 = 65.299 \angle 83.1^\circ \Omega_{primarios}$$

- b) Se cubrirá el 100% de la línea Totoras – Santa Rosa y el 50% del tramo adyacente más corto, en este caso el 50% de la línea Santa Rosa – Eugenio Espejo.

$$Z2 = 100 \% Z_{ROS - TOT} + 50 \% Z_{ROS - E. ESPEJO}$$

$$Z2 = 1 * 54.416 \angle 83.1^\circ + 0.5 * 4.718 \angle 78.2^\circ$$

$$Z2 = 56.766 \angle 82.9^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

- c) El último criterio es el cuidar que la zona dos no cubra más del 60% de los transformadores asociados a la barra de Santa Rosa, por lo tanto:

$$Z2 < 100 \% Z_{\text{TOT-ROS}} + 60 \% Z_{\text{TRAFOTRP STA. ROSA}}$$

$$Z2 < 1 * 54.416 \angle 83.1^\circ + 0.6 * 39.20 \angle 90^\circ$$

$$Z2 < 77.817 \angle 85.2^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

$$Z2 < 100 \% Z_{\text{ROS-TOT}} + 60 \% Z_{\text{TRAFOTG1 STA. ROSA}}$$

$$Z2 < 1 * 54.416 \angle 83.1^\circ + 0.6 * 81.61 \angle 90^\circ$$

$$Z2 < 103.195 \angle 86.4^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

No se han realizado los cálculos para el transformador TRN de Santa Rosa ya que la impedancia es la misma que del transformador TRP, tampoco se realizaron cálculos de las impedancias para los transformadores TG2 y TG3 de las unidades Térmicas de Santa Rosa ya que son las mismas que las de la unidad TG1.

Por lo tanto de estos análisis se considera que el mejor criterio de zona dos es el b ya que no va a proteger a los transformadores asociados a la barra de Santa Rosa. La impedancia vista desde el lado secundario de los transformadores de corriente y potencia, para la impedancia de la zona dos es:

$$Z2_{\text{sec}} = (56.766 \angle 82.9^\circ) \cdot \frac{120}{1200}$$

$$Z2_{\text{sec}} = (5.6766 \angle 82.9^\circ) \Omega$$

Zona 3

Los criterios de zona tres son:

- a) Se cubrirá el 120 % de la línea Totoras – Santa Rosa y Santa Rosa – Eugenio Espejo.

$$Z3 = 120 \% (Z_{\text{TOT-ROS}} + Z_{\text{ROS-E..ESPEJO}})$$

$$Z3 = 1.2 * (54.416 \angle 83.1^\circ + 4.718 \angle 78.2^\circ)$$

$$Z3 = 70.942 \angle 82.7^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

- b) Se cubrirá el 100% de la línea Totoras – Santa Rosa y el 120% del tramo adyacente más largo, en este caso el 120% de la línea Santa Rosa - El Carmen.

$$Z_3 = 100 \% Z_{TOT-ROS} + 120 \% Z_{ROS-EL\ CARMEN}$$

$$Z_3 = 1 * 54.416 \angle 83.1^\circ + 1.2 * 15.508 \angle 72.2^\circ$$

$$Z_3 = 72.777 \angle 80.3^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

- c) Se debe cuidar que la zona 3 no cubra el 100 % de los transformadores TRN y TRP de la subestación Santa Rosa, así como los transformadores TG1, TG2 y TG3 de la central térmica de esta subestación.

$$Z_3 < 100 \% Z_{TOT-ROS} + 100 \% Z_{\text{TRAFO TRP STA. ROSA}}$$

$$Z_3 < 1 * 54.416 \angle 83.1^\circ + 1 * 39.20 \angle 90^\circ$$

$$Z_3 < 93.4509 \angle 86^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

$$Z_3 < 100 \% Z_{ROS-TOT} + 100 \% Z_{\text{TRAFO TG1 STA. ROSA}}$$

$$Z_3 < 1 * 54.416 \angle 83.1^\circ + 1 * 81.61 \angle 90^\circ$$

$$Z_3 < 135.789 \angle 87.2^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

No se han realizado los cálculos para el transformador TRN de Santa Rosa ya que la impedancia es la misma que del transformador TRP, tampoco se realizaron cálculos de las impedancias para los transformadores TG2 y TG3 de las unidades Térmicas de Santa Rosa ya que son las mismas que las de la unidad TG1.

Se deberá cuidar además de que esta zona no cubra el 100% del transformador de Eugenio Espejo.

$$Z_3 < (Z_{TOT-ROS} + Z_{ROS-E., ESPEJO} + Z_{\text{TRAFO E., ESPEJO}})$$

$$Z_3 < (54.416 \angle 83.1^\circ + 4.718 \angle 78.2^\circ + 69.25 \angle 90^\circ)$$

$$Z_3 < 128.10 \angle 86.6^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

Considerando estos criterios se escoge aquel que propone cubrir el 100% de la línea Totoras - Santa Rosa, y el 120% de la línea Santa Rosa – El Carmen, ya que la impedancia de estas dos líneas no cubre más del 100% de los transformadores asociados a la barra de la subestación Santa Rosa.

Por lo tanto la impedancia de zona 3 es:

$$Z3 = 72.7769 \angle 80.3^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

La impedancia vista desde el lado secundario de los transformadores de corriente y potencial para la impedancia de la zona tres es:

$$Z3 \text{ sec} = (72.7769 \angle 80.3^\circ) \cdot \frac{120}{1200}$$

$$Z3 \text{ sec} = (7.277 \angle 80.3^\circ) \Omega$$

3.6.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL CIRCUITO 2 DE LA LÍNEA SANTO DOMINGO - QUEVEDO A 138KV.

Para la coordinación de protecciones del circuito dos de la línea Santo Domingo - Quevedo a 138kV, que es la solución topológica escogida, en caso de falla permanente del transformador ATU de Santo Domingo, se debe considerar dicha coordinación tanto en las barras de Santo Domingo como en las de Quevedo. Los elementos del Sistema Nacional de Transmisión analizados para la coordinación de las protecciones desde Santo Domingo y los datos necesarios a utilizar, se los muestra en la figura 3.6.3 y la tabla 3.6.3 respectivamente.

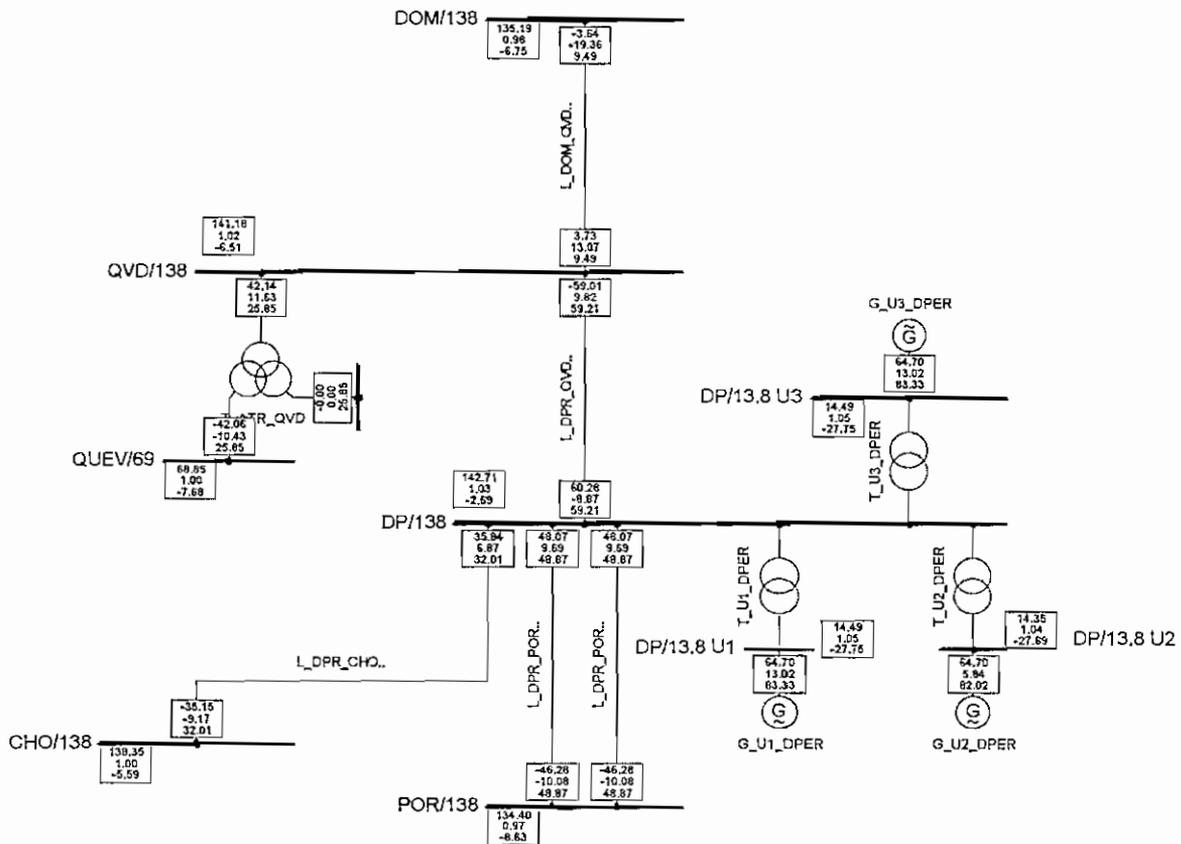


Figura 3.6.3 Elementos del S.N.T. analizados para la coordinación de las protecciones desde Santo Domingo

		Impedancia (Ω) Coordenadas Rectangulares	Impedancia (Ω) Coordenadas Polares
Líneas	Sto. Doming - Quevedo	$6.145 + j49.157$	$49.539 \angle 82.9^\circ$
	Quevedo -- Daule Perip	$6.992 + j21.419$	$22.531 \angle 71.9^\circ$
Trafos	T. ATR. Quevedo	$j9.715$	$9.715 \angle 90^\circ$
	T_U1_ D. Peripa	$j27.864$	$27.864 \angle 90^\circ$
	T_U2_ D. Peripa	$j27.864$	$27.864 \angle 90^\circ$
	T_U2_ D. Peripa	$j27.864$	$27.864 \angle 90^\circ$

Tabla 3.6.3 Datos de los elementos del S.N.T. necesarios para la coordinación de las protecciones desde Santo Domingo

Los ajustes de las zonas de protección, desde la barra de Santo Domingo son los siguientes:

Zona 1

El criterio de protección usado para la línea Santo Domingo - Quevedo en zona uno, es proteger el 85% de esta, entonces:

$$Z1 = 85 \% Z_{\text{DOM-QVD}}$$

$$Z1 = 0.85 * 49.539 \angle 82.9^\circ$$

$$\mathbf{Z1 = 42.109 \angle 82.9^\circ \Omega_{\text{primarios}}}$$

En este caso la Relación de transformación del transformador de corriente del cambio topológico propuesto en Santo Domingo es 800/5 y la relación de transformación del transformador de potencial es de 138000/115. La impedancia vista desde el lado secundario de los transformadores de corriente y potencial para la impedancia de la zona uno es:

$$Z1_{\text{sec}} = (42.109 \angle 82.9^\circ) \cdot \frac{160}{1200}$$

$$Z1_{\text{sec}} = (5.6144 \angle 82.9^\circ) \Omega$$

Zona 2

Los criterios de protección de zona dos son:

- a) Se cubrirá el 120 % de la línea Santo Domingo - Quevedo.

$$Z2 = 120 \% Z_{\text{DOM-QVD}}$$

$$Z2 = 1.2 * 49.539 \angle 82.9^\circ$$

$$Z2 = 59.448 \angle 82.9^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

- b) Se cubrirá el 100% de la línea Santo Domingo - Quevedo y el 50% del tramo adyacente más corto, en este caso al tener sólo una línea adyacente, se cubrirá el 50% de la línea Quevedo – Daule Peripa.

$$Z2 = 100 \% Z_{\text{DOM-QVD}} + 50 \% Z_{\text{QVD-DPER}}$$

$$Z2 = 1 * 49.539 \angle 82.9^\circ + 0.5 * 22.531 \angle 71.9^\circ$$

$$Z2 = 60.638 \angle 80.9^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

- c) El último criterio que se toma es el de cubrir el 100% de la línea Santo Domingo - Quevedo, y el 50% del transformador ATR de la subestación Quevedo. Se debe cuidar en esta zona de no cubrir más del 60% del

transformador mencionado, ya que de lo contrario puede haber un traslape con las protecciones propias del transformador.

$$Z2 = 100 \% Z_{\text{DOM-QVD}} + 50 \% Z_{\text{TRAFO ATR QUEVEDO}}$$

$$Z2 = 1 * 49.539 \angle 82.9^\circ + 0.5 * 9.715 \angle 90^\circ$$

$$\mathbf{Z2 = 54.3629 \angle 83.5^\circ \Omega_{\text{primarios}}}$$

De estos análisis se considera que el mejor criterio para la zona dos es el c, ya que con los otros dos criterios se cubre más del 60% del transformador ATR de Quevedo, la línea Quevedo – Daule Peripa quedará cubierta en un limitado porcentaje por esta zona. La impedancia vista desde el lado secundario de los transformadores de corriente y potencial para zona dos es:

$$Z2_{\text{sec}} = (54.363 \angle 83.5^\circ) \cdot \frac{160}{1200}$$

$$Z2_{\text{sec}} = (7.2483 \angle 83.5^\circ) \Omega$$

Zona 3

Los criterios de zona tres son:

- a) Se cubrirá el 100% de la línea Santo Domingo - Quevedo y el 120% del tramo adyacente más largo, en este caso al tener sólo una línea adyacente, se cubrirá el 120% de la línea Quevedo – Daule Peripa.

$$Z3 = 100 \% Z_{\text{DOM-QVD}} + 120 \% Z_{\text{QVD-DPER}}$$

$$Z3 = 1 * 49.539 \angle 82.9^\circ + 1.2 * 22.531 \angle 71.9^\circ$$

$$Z3 = 76.2574 \angle 79^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

- b) Se debe cuidar que la zona 3 no cubra el 100 % del transformador ATR de Quevedo, entonces:

$$Z3 < (Z_{\text{DOM-QVD}} + Z_{\text{TRAFO ATR QUEVEDO}})$$

$$Z3 < (49.539 \angle 82.9^\circ + 9.715 \angle 90^\circ)$$

$$Z3 < 59.192 \angle 84^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

Considerando estos criterios se escoge aquel que propone cubrir el 100% del transformador ATR de Quevedo, pese a no cubrir el 100% de la línea Quevedo – Daule Peripa, esto es válido ya que únicamente se está dando un respaldo de zona 3 a las protecciones de esta línea. Al cubrir el 100% del Transformador ATR de Quevedo, se deben tener en cuenta los tiempos de coordinación de las protecciones propias del transformador, con el tiempo de zona tres del cambio topológico propuesto.

Por lo tanto la impedancia de zona 3 es:

$$Z3 = 59.192 \angle 84^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

La impedancia vista desde el lado secundario de los transformadores de corriente y potencial para la impedancia de la zona tres es:

$$Z3_{\text{sec}} = (59.192 \angle 84^\circ) \cdot \frac{160}{1200}$$

$$Z3_{\text{sec}} = (7.892 \angle 84^\circ) \Omega$$

Los elementos del Sistema Nacional de Transmisión analizados para la coordinación de las protecciones desde Quevedo y los datos necesarios a utilizar, se los muestra en la figura 3.6.4 y la tabla 3.6.4 respectivamente.

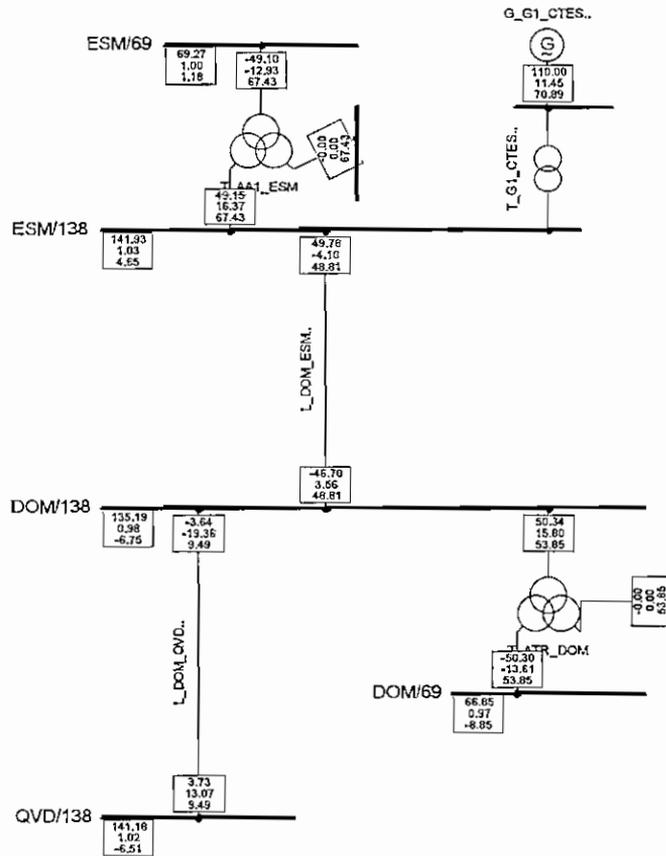


Figura 3.6.4 Elementos del S.N.T. analizados para la coordinación de las protecciones desde Quevedo

		Impedancia (Ω) Coordenadas Rectangulares	Impedancia (Ω) Coordenadas Polares
Líneas	Quevedo – Sto Domin	$6.145 + j49.157$	$49.539 \angle 82.9^\circ$
	Sto Domi - Esmeraldas	$25.0539 + j76.754$	$80.739 \angle 71.9^\circ$
Trafos	T. ATR. Sto Domingo	$j13.178$	$13.178 \angle 90^\circ$

Tabla 3.6.4 Datos de los elementos del S.N.T. necesarios para la coordinación de las protecciones desde Quevedo

Los ajustes de las zonas de protección, desde la barra de Quevedo son:

Zona 1

El criterio de protección usado para la línea Quevedo - Santo Domingo en la zona uno, es proteger el 85% de esta, entonces:

$$Z1 = 85 \% Z_{QVD-DOM}$$

$$Z1 = 0.85 * 49.539 \angle 82.9^\circ$$

$$\mathbf{Z1 = 42.109 \angle 82.9^\circ \Omega_{primarios}}$$

En este caso la relación de transformación del transformador de corriente del cambio topológico propuesto en Quevedo es 500/5 y la relación de transformación del transformador de potencial es de 138000/115. La impedancia vista desde el lado secundario de los transformadores de corriente y potencial para la impedancia de la zona uno es:

$$Z1_{sec} = (42.109 \angle 82.9^\circ) \cdot \frac{100}{1200}$$

$$Z1_{sec} = (3.509 \angle 82.9^\circ) \Omega$$

Zona 2

Los criterios de protección de zona dos son:

- a) Se cubrirá el 120 % de la línea Quevedo - Santo Domingo.

$$Z2 = 120 \% Z_{QVD-DOM}$$

$$Z2 = 1.2 * 49.539 \angle 82.9^\circ$$

$$Z2 = 59.4475 \angle 82.9^\circ \Omega_{primarios}$$

- b) Se cubrirá el 100% de la línea Quevedo - Santo Domingo y el 50% del tramo adyacente más corto, en este caso al tener sólo una línea adyacente, se cubrirá el 50% de la línea Santo Domingo - Esmeraldas.

$$Z2 = 100 \% Z_{QVD-DOM} + 50 \% Z_{DOM-ESMERDS}$$

$$Z2 = 1 * 49.539 \angle 82.9^\circ + 0.5 * 80.739 \angle 71.9^\circ$$

$$Z2 = 89.503 \angle 77.9^\circ \Omega_{primarios}$$

- c) El último criterio es el de cubrir el 100% de la línea Quevedo - Santo Domingo y el 50% del transformador ATR de la subestación Santo Domingo. Se debe cuidar en esta zona de no cubrir más del 60% del transformador mencionado, ya que de lo contrario puede haber un traslape con las protecciones propias del transformador.

$$Z2 = 100 \% Z_{QVD-DOM} + 50 \% Z_{TRAFOATRSTO.DOM}$$

$$Z2 = 1 * 49.539 \angle 82.9^\circ + 0.5 * 13.178 \angle 90^\circ$$

$$Z2 = 56.084 \angle 83.7^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

De todos estos análisis se considera que el mejor criterio para la zona dos es el c, ya que con los otros dos criterios se cubre más del 60% del transformador ATR de Santo Domingo, la línea Santo Domingo - Esmeraldas quedará cubierta en un limitado porcentaje por esta zona. La impedancia vista desde el lado secundario de los transformadores de corriente y potencial para zona dos es:

$$Z2_{\text{sec}} = (56.084 \angle 83.7^\circ) \cdot \frac{100}{1200}$$

$$Z2_{\text{sec}} = (4.674 \angle 83.7^\circ) \Omega$$

Zona 3

Los criterios de zona tres son:

- a) Se cubrirá el 100% de la línea Quevedo - Santo Domingo y el 120% del tramo adyacente más Largo, en este caso al tener sólo una línea adyacente, se cubrirá el 120% de la línea Santo Domingo - Esmeraldas.

$$Z3 = 100 \% Z_{QVD-DOM} + 120 \% Z_{DOM-ESMERL}$$

$$Z3 = 1 * 49.539 \angle 82.9^\circ + 1.2 * 80.739 \angle 71.9^\circ$$

$$Z3 = 145.828 \angle 75.6^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

- b) Se debe cuidar que la zona 3 no cubra el 100 % del transformador ATR de Santo Domingo, entonces:

$$Z3 < (Z_{QVD-DOM} + Z_{TRAFOATRQUEVEDO})$$

$$Z3 < (49.539 \angle 82.9^\circ + 13.178 \angle 90^\circ)$$

$$Z3 < 62.637 \angle 84.4^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

Considerando estos criterios se estima que el mejor es aquel que propone cubrir el 100% del transformador ATR de Santo Domingo, pese a no cubrir el 100% de la línea Santo Domingo - Esmeraldas, esto es válido suponer ya que únicamente

se está dando un respaldo de zona 3 a todas las protecciones de esta línea. Al cubrir el 100% del transformador ATR de Santo Domingo, se deben tener en cuenta los tiempos de coordinación de las protecciones propias del transformador, con el tiempo de zona 3 del cambio topológico propuesto.

Por lo tanto la impedancia de zona 3 es:

$$Z3 = 62.637 \angle 84.4^\circ \Omega_{\text{primarios}}$$

La impedancia vista desde el lado secundario de los transformadores de corriente y potencial para la impedancia de la zona tres es:

$$Z3 \text{ sec} = (62.637 \angle 84.4^\circ) \cdot \frac{100}{1200}$$

$$Z3 \text{ sec} = (5.219 \angle 84.4^\circ) \Omega$$

CAPÍTULO IV

IV ANÁLISIS DE LAS SOLUCIONES TOPOLÓGICAS PLANTEADAS EN CASO DE INDISPONIBILIDAD PERMANENTE DE TRANSFORMADORES DEL S.N.I.

En este capítulo se analizan los resultados obtenidos en el desarrollo de este trabajo. Primeramente se revisa el estado de operación en el que queda el Sistema Interconectado del Ecuador, cambiando uno de los dos circuitos de la línea Santa Rosa - Totoras a 138kV, en caso de falla permanente del transformador ATU de la subestación Santa Rosa, y luego las condiciones operativas del sistema con uno de los dos circuitos de la línea Santo Domingo - Quevedo a 138kV en caso de falla del transformador ATU de Santo Domingo, condiciones propuestas para suplir la carga en caso de presentarse estas graves contingencias en el sistema.

Se evalúan los índices de disponibilidad a los usuarios afectados, ya determinados anteriormente, ante la ausencia de estos transformadores tan importantes en la red. Finalmente se hace un análisis de la coordinación de protecciones con los cambios de voltaje en los circuitos Santa Rosa – Totoras y Santo Domingo – Quevedo a 138kV que son las soluciones propuestas.

4.1 ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES OPERATIVAS DEL S.N.I. CON LOS CAMBIOS TOPOLÓGICOS PROPUESTOS

4.1.1 OPERACIÓN DEL SISTEMA EN CASO DE FALLA PERMANENTE DEL TRANSFORMADOR ATU DE SANTA ROSA

En caso de falla permanente del transformador ATU de Santa Rosa, se determinó que el cambio topológico que sería más factible de implementar en el sistema de transmisión, analizando todos los propuestos, es el de poner un circuito de la línea Santa Rosa – Totoras a 138kV. Con esta solución se han planteado dos alternativas, una es que se encuentre funcionando normalmente la línea Santa Rosa – Pomasqui y la otra alternativa es que este circuito de la zona esté

indisponible, esta última opción es poco probable, pese a esto se han analizado las condiciones operativas para observar el comportamiento del sistema ante graves contingencias y analizar los medios disponibles para suplir las cargas afectadas.

Todos los estudios se los ha realizado para una demanda a julio del 2003, a esta fecha la demanda máxima calculada por el CENACE en el "PLAN DE OPERACIÓN DEL MEM - OCTUBRE 2002 - SEPTIEMBRE 2003", es de 1983 MW. En caso de falla permanente del transformador ATU de Santa Rosa, con el cambio topológico propuesto, para demanda máxima se determinó la necesidad de racionar 23.01 MW en la zona de Quito, entonces en este caso se tiene una demanda de 1959.99 MW, el programa Power Factory de DigSILENT en las simulaciones muestra 2044.38MW de generación, la cual cubre la carga, las pérdidas en la red que según los cálculos del programa son de 46.7 MW y además cubre los auto consumos de los generadores. Para el caso de demanda media se tiene una carga de 1438 MW, el programa también considera una generación que cubrirá la demanda, las pérdidas y los auto consumos de los generadores. En el caso de demanda mínima se tiene una carga de 987.9 MW. Se recordará que las demandas media y mínima son únicamente porcentajes de la demanda máxima.

Todo sistema eléctrico de potencia debe satisfacer ciertos criterios operativos que lo lleven a funcionar de una manera adecuada, y debe cumplir ciertos estándares de calidad, impuestos por los entes reguladores de electricidad de cada país o región. En el Ecuador, como se indicó en el Capítulo dos de éste trabajo, se exige para el voltaje una variación de $\pm 5\%$ en las barras de 230kV y 138kV y $\pm 3\%$ en las barras de 69kV y 34.5 kV. Tomando estos criterios operativos, se realizaron las simulaciones teniendo cuidado de no salirse de estos rangos. El gráfico 4.1.1 muestra los perfiles de voltaje en las barras de 230kV para el caso de falla permanente del transformador ATU de Santa Rosa, con el cambio topológico propuesto, para demanda máxima, donde se puede ver que los voltajes no bajan de 218.5kV y tampoco suben de 241.5kV que son las bandas fijadas por el CONELEC.

En este gráfico se muestra que el voltaje más elevado, en demanda máxima, corresponde a la barra de Molino que es el punto donde se encuentra la mayor parte de generación del país y el menor voltaje en la barra de Pascuales, donde se encuentra la carga más representativa del Ecuador.

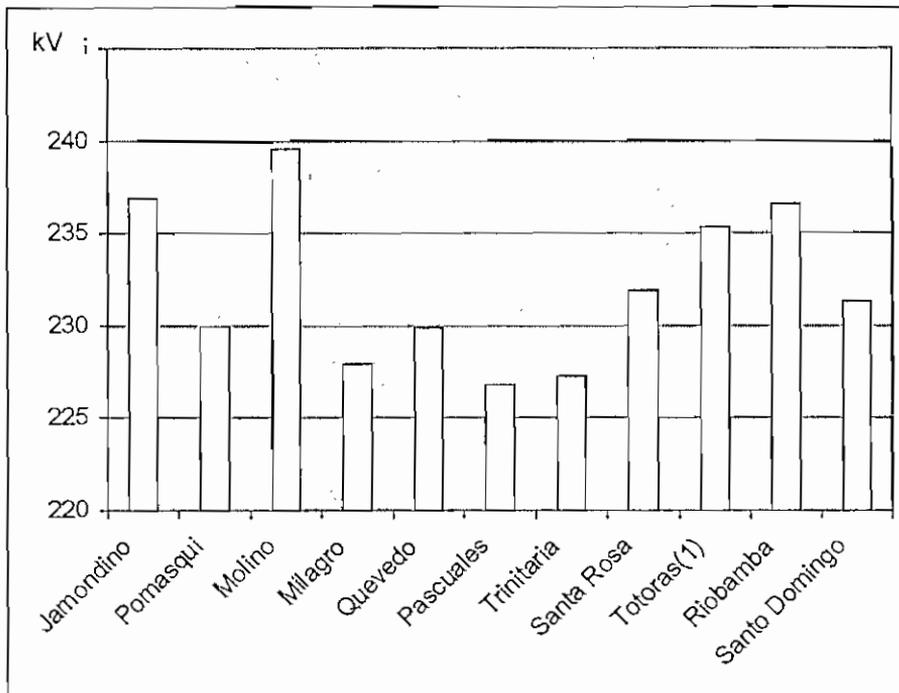


Figura 4.1.1 Perfiles de Voltaje a 230kV en demanda máxima

En la figura 4.1.2 se muestran los perfiles de voltaje de las barras de 138kV, obtenidos de las simulaciones, para la solución propuesta, esta gráfica indica que ninguna barra a este nivel de voltaje se sale de la banda que va desde los 131.1kV hasta los 144.9 kV. Además se observa que la barra con el voltaje más bajo es Loja y la del voltaje más elevado es Molino.

En la figura 4.1.3 se muestran los perfiles de voltaje en media tensión que corresponde a los niveles de 69kV, 46kV, 34.5kV y 23kV, en esta gráfica se observa que las variaciones en el perfil de voltaje son muy pequeñas, debido a que son los voltajes de entrega a los consumidores, los que se deben mantener cerca de sus valores nominales. Los perfiles de voltaje en demanda máxima, que corresponden a las peores situaciones simuladas, se mantienen dentro de los rangos normales de operación, lo mismo se tiene en los casos de demanda media y mínima.

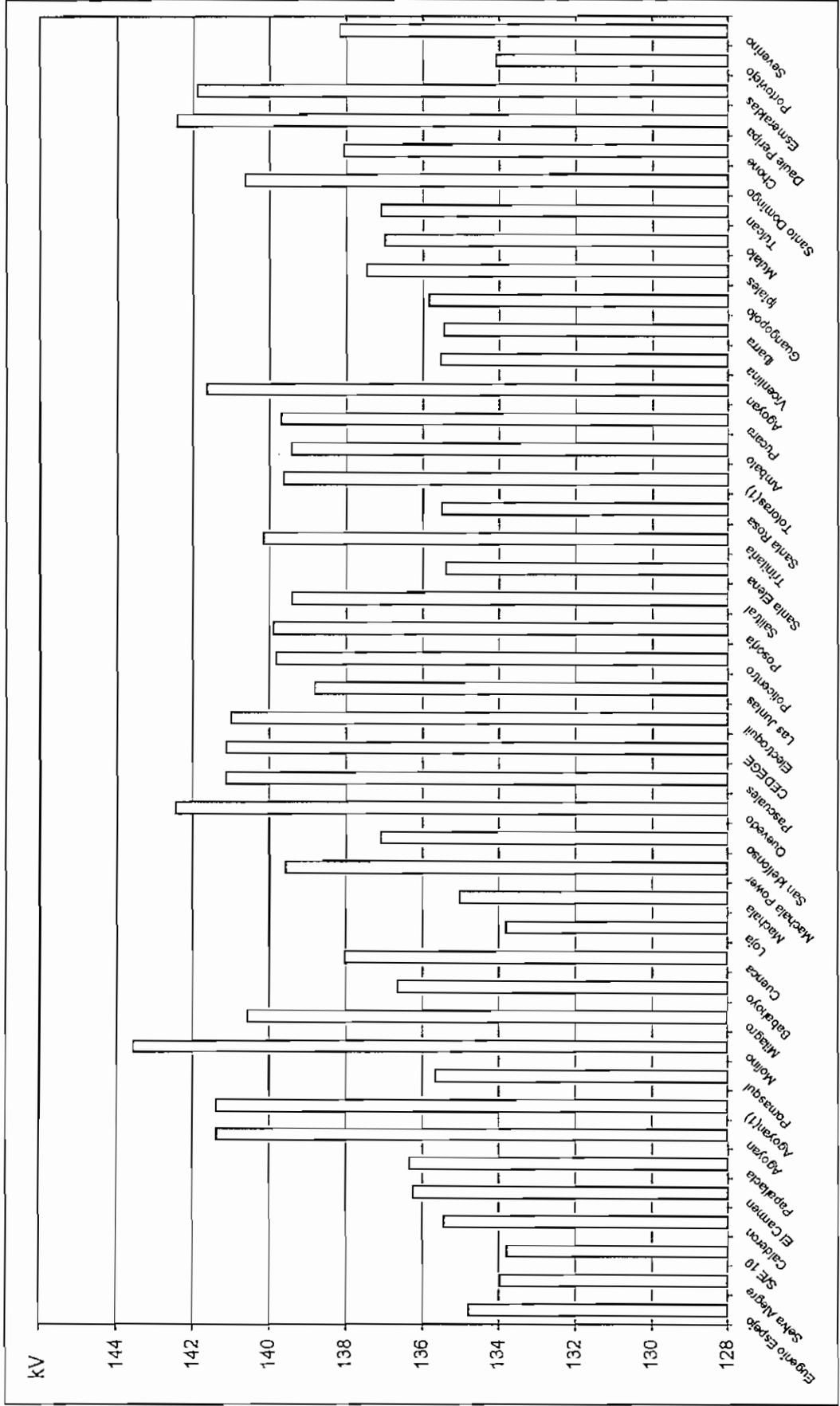


Figura 4.1.2 Perfiles de Voltaje a 138kV en demanda máxima

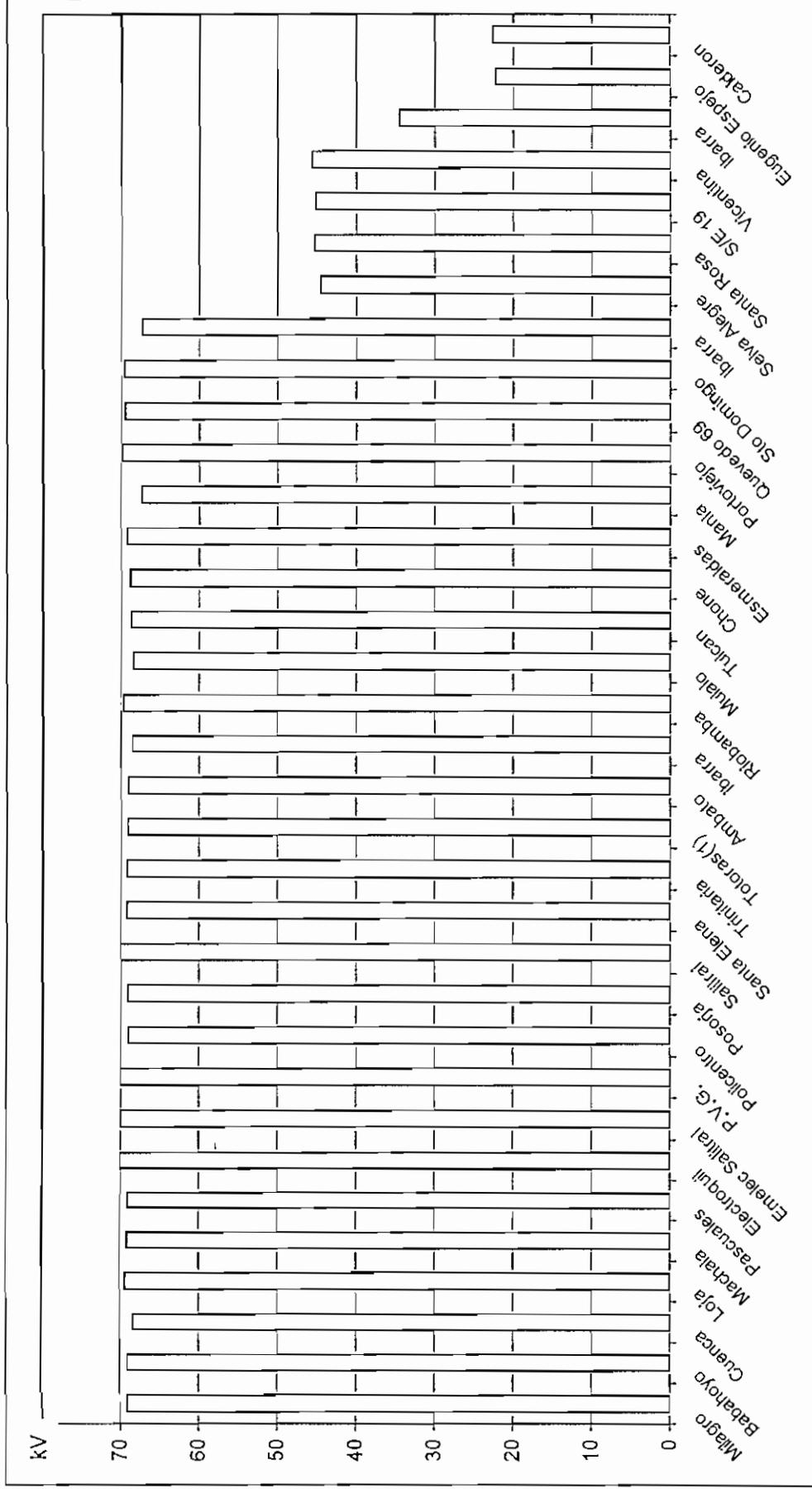


Figura 4.1.3 Perfiles de Voltaje en Media Tension en demanda máxima

Para las simulaciones en los distintos casos estudiados, ante fallas permanentes en transformadores del Sistema Nacional de Transmisión, se considera un despacho típico que ha tenido el sistema, por lo que las condiciones pueden variar dependiendo del despacho que se tenga programado.

En todas las simulaciones realizadas se considera a la interconexión con Colombia como la barra slack, este criterio es válido teniendo en cuenta que es la generación más grande que se tiene en el Ecuador y puede absorber con facilidad todas las perturbaciones que se presenten en el sistema. En la actualidad la interconexión con Colombia está permanentemente entregando al sistema 200MW y las máquinas que absorben todos cambios son las de la central Paute.

Por medio del circuito dos de la línea Santa Rosa – Totoras a 138kV, que es la solución topológica propuesta en caso de falla del transformador ATU de Santa Rosa, en demanda máxima, pasan alrededor de 60MW, que sirven para mantener condiciones adecuadas de operación especialmente en la barra de Santa Rosa. En demanda media se transportan alrededor de 40 MW y en demanda mínima pasan 33 MW. Esta potencia que se transfiere desde Totoras a Santa Rosa, en las tres condiciones de demanda, sirve para mantener voltajes adecuados en las barras aledañas a la falla. En este caso, de no implementarse el cambio topológico, se tendría que racionar más carga en las situaciones más críticas para tener condiciones operables en el sistema.

La Empresa Eléctrica Quito, que es la única distribuidora afectada en caso de falla permanente en el transformador ATU de Santa Rosa, con el cambio topológico propuesto, como se determinó anteriormente, se tendrá que cortar 23.02 MW en demanda máxima para que el sistema pueda ser operable, esto es apenas un 4% de la demanda total. Si el cambio topológico no se lo hiciera como se propone en este trabajo, el porcentaje de carga a cortar sería mayor. La situación en la zona de Quito ante una eventual falla del transformador de Santa Rosa no es crítica debido a la topología que se tendrá en esta zona.

4.1.2 OPERACIÓN DEL SISTEMA EN CASO DE FALLA PERMANENTE DEL TRANSFORMADOR ATU DE SANTO DOMINGO

En caso de falla permanente del transformador ATU de Santo Domingo, se determinó que el cambio topológico factible de implementar en el sistema de transmisión, analizando todos los propuestos, es el de poner un circuito de la línea Santo Domingo - Quevedo a 138kV. Con esta solución se han considerado dos alternativas, una es que se encuentre funcionando normalmente la Central Térmica de Esmeraldas y la otra alternativa es que este generador de la zona esté indisponible.

A una demanda máxima a julio del 2003, considerando que la central térmica este funcionando, con el cambio topológico propuesto, se determinó que no es necesario cortes de carga para que el sistema opere normalmente, entonces se tiene una demanda de 1983 MW. El programa Power Factory de DIgSILENT en las simulaciones muestra 2068.39MW de generación, ésta cubre la carga, las pérdidas en la red que según los cálculos del programa son de 46.68 MW y además cubre los auto consumos de los generadores. Para el caso de demanda media se tiene una carga de 1438 MW, el programa también considera una generación que cubrirá la demanda, las pérdidas y los auto consumos. En el caso de demanda mínima se tiene una carga de 987.9 Mw.

Si la central térmica no se encuentre en funcionamiento, considerando el cambio de topología propuesto, se determinó un total de 34.89 MW cortados en demanda máxima, para que el sistema tenga condiciones apropiadas de operación, esto es un 35% de la carga de las Empresas Eléctricas de Esmeraldas y Santo Domingo; para este caso, el sistema tendrá una carga total de 1948.31, una generación de 2026.89 MW que cubren pérdidas de 51.88 MW y los auto consumos de los generadores. En demanda media se determinó 5.2 MW racionados, o sea un 8.2 % de la carga total de esta zona. El sistema en esta demanda tendrá un total de 1432.8 MW de carga, la generación cubrirá toda ésta más las pérdidas y auto consumos de los generadores. En demanda mínima no se determinaron racionamientos por lo que al igual que en los casos anteriores se tiene una demanda de 987.9 MW.

Para realizar las simulaciones se estableció que las barras del sistema cumplan con los niveles de voltaje establecidos por el CONELEC. El gráfico 4.1.4 muestra los perfiles de voltaje en las barras de 230kV, en caso de falla permanente del transformador ATU de Santo Domingo, con el cambio topológico propuesto, para demanda máxima, donde se puede ver que los voltajes no bajan de 218.5kV y tampoco suben de 241.5kV que son las bandas fijadas por el organismo regulador. En este gráfico se indica que el mayor voltaje, en demanda máxima, corresponde a la barra de Molino y el menor a la barra de Pascuales.

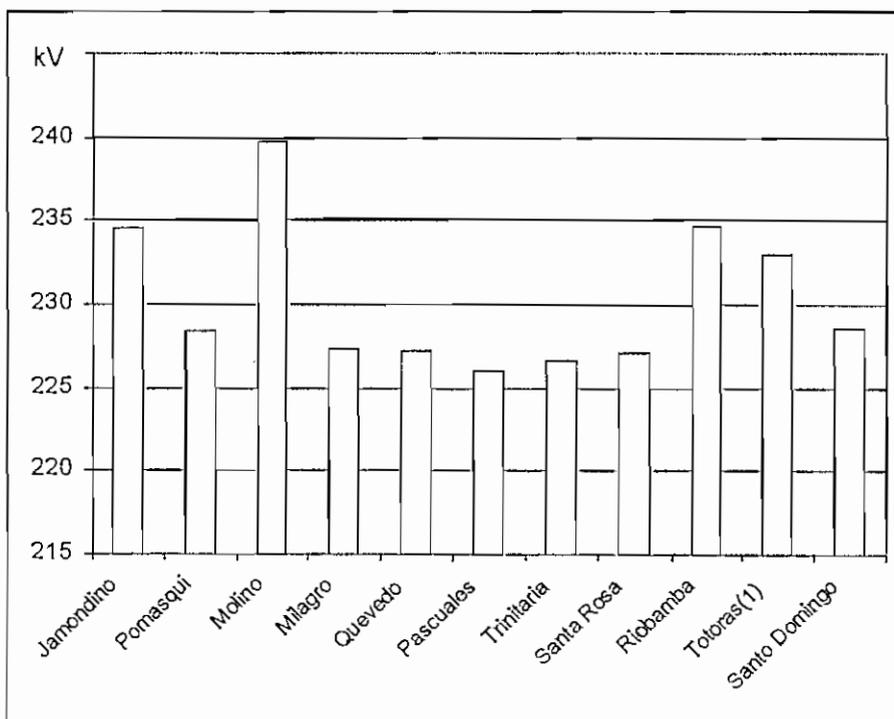


Figura 4.1.4 Perfiles de Voltaje a 230kV en demanda máxima

En la figura 4.1.5 se muestran los perfiles de voltaje que se obtuvieron de las simulaciones en las barras de 138kV, de la solución propuesta, esta gráfica indica que ninguna barra a este nivel de voltaje se sale de la banda que va desde los 131.1kV hasta los 144.9 kV. Además se observa que la barra con el voltaje más bajo es Loja y la del voltaje más elevado es Molino.

En la figura 4.1.6 se muestran los perfiles de voltaje en media tensión que corresponde a los niveles de 69kV, 46kV, 34.5kV y 23kV, en esta gráfica se

observa que las variaciones de voltaje respecto a los valores nominales son muy pequeñas, debido a que este nivel de voltaje se debe mantener casi invariante, para suministrar a los usuarios una calidad de servicio adecuada.

Las gráficas mencionadas muestran los perfiles de voltaje en demanda máxima, de la simulación del sistema interconectado del Ecuador, ante la ausencia del transformador ATU de Santo Domingo, esto en caso de que la Central Térmica de Esmeraldas, que se encuentra en la zona afectada, esté funcionando normalmente, caso contrario se observará una disminución del voltaje en las barras a 138kV de las subestaciones Esmeraldas y Santo Domingo, en media tensión también habrá una disminución de voltaje en las barras de 69kV de estas mismas subestaciones. Estas variaciones de voltaje se mantienen dentro de los límites aceptables teniendo en cuenta que existe una condición de emergencia.

En las simulaciones tanto en demanda media como en demanda mínima, se tienen niveles de voltaje adecuados en las barras afectadas por el cambio topológico.

Por medio del circuito Santo Domingo – Quevedo a 138kV, que es la solución topológica propuesta en caso de falla del transformador ATU de Santo Domingo, en demanda máxima, pasan muy pocos MW para satisfacer la demanda de la zona, esto es debido a que la central de Esmeraldas cubre la mayor parte de la demanda, esto haría pensar que no es necesario el cambio topológico, pero la central térmica no puede responder ante los cambios de demanda que se presentan diariamente, lo que indica que el cambio topológico es necesario para satisfacer la demanda de la zona afectada. En caso de no operar la central térmica por el circuito Santo Domingo - Quevedo a 138 kV circulan 66 MW que sirven para alimentar parte de la carga de la zona.

En demanda media y mínima en caso de operar la central térmica, por el circuito a 138kV del cambio de topología propuesto, sale la energía generada de esta central, en caso de no estar disponible este generador en demanda media circulan 59MW y en demanda mínima 58MW hacia la zona afectada.

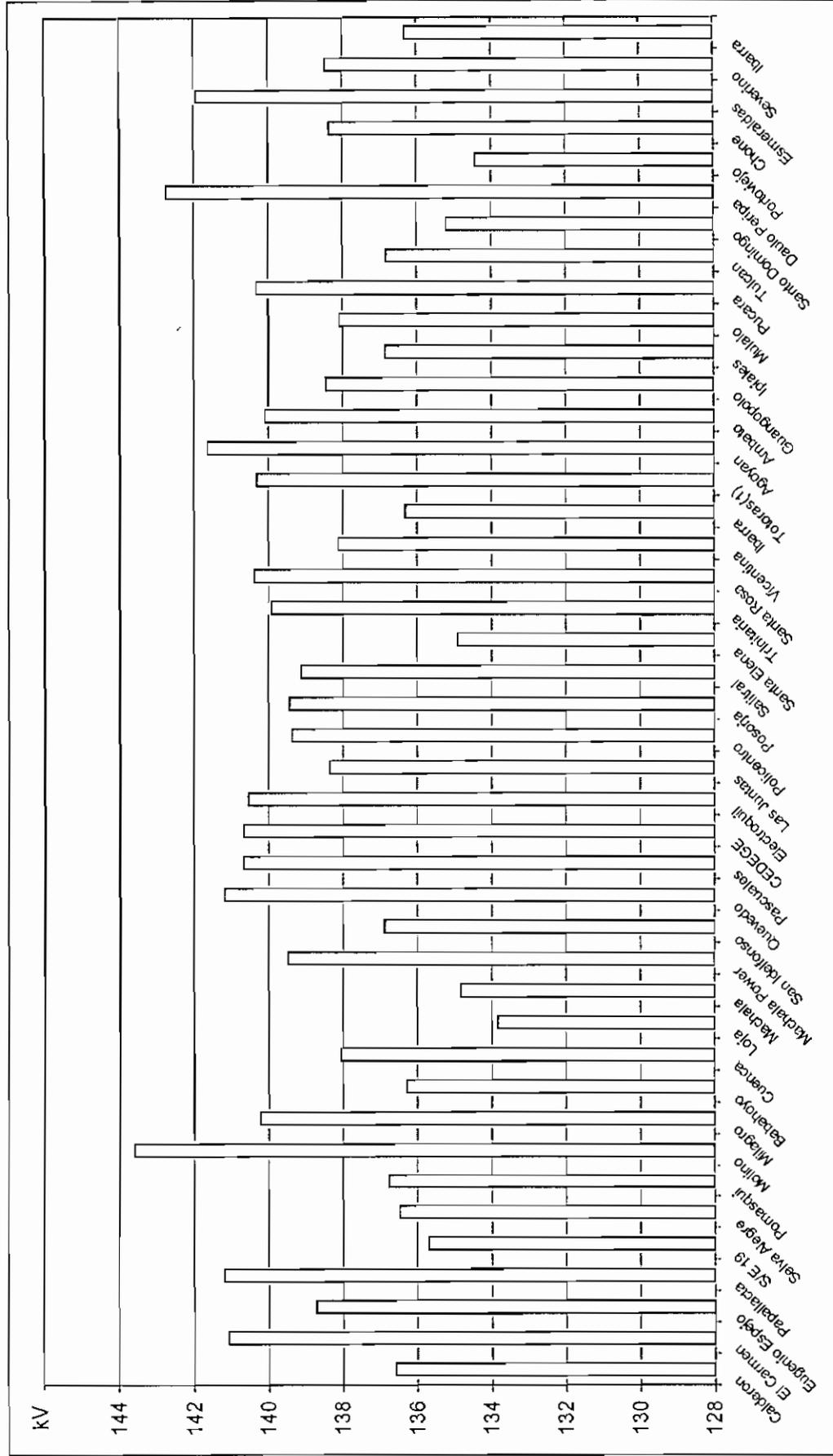


Figura 4.1.5 Perfiles de Voltaje a 138kV en demanda máxima

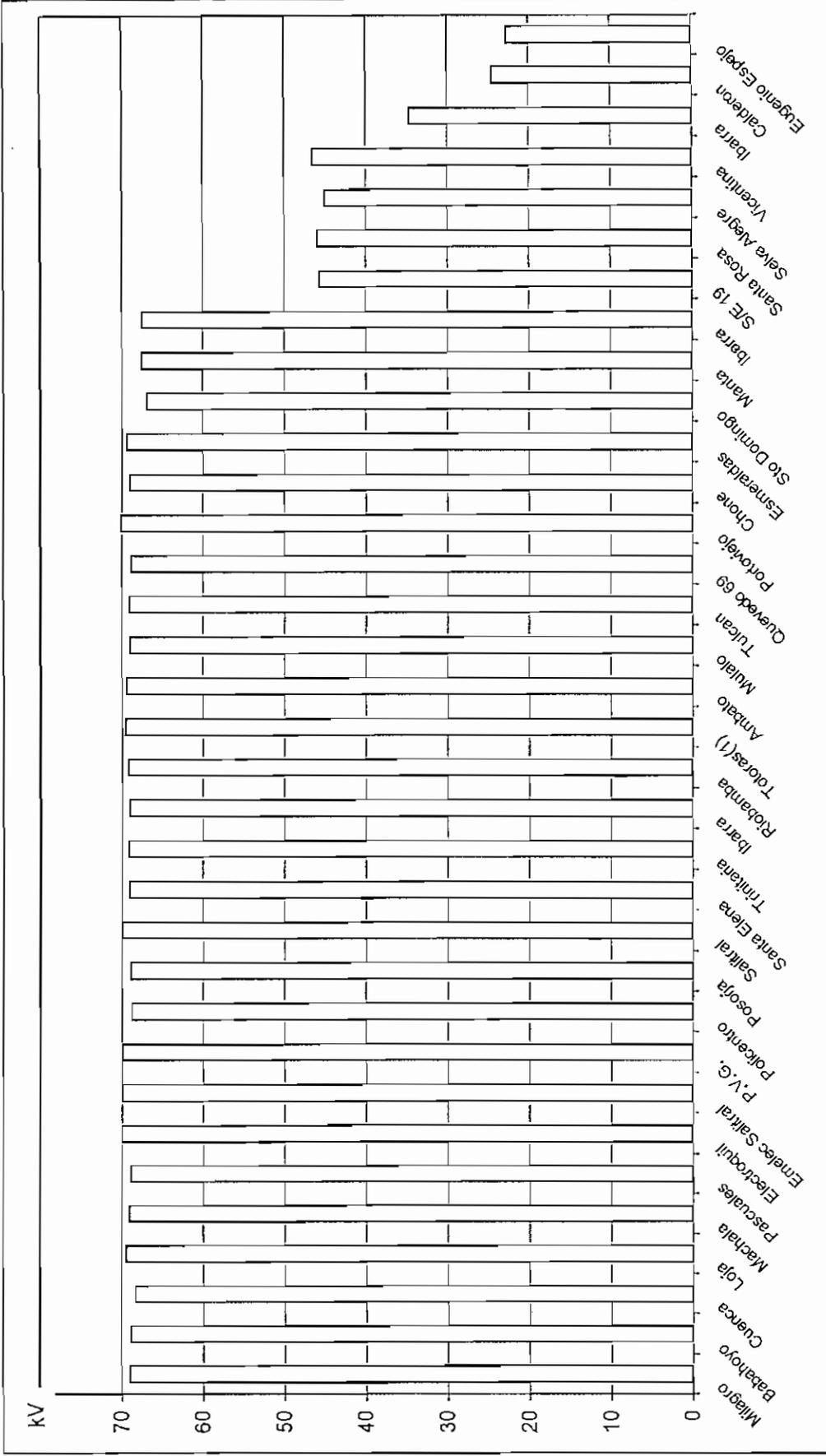


Figura 4.1.6 Perfiles de Voltaje en Media Tensión en demanda máxima

4.2 ANÁLISIS DE LOS ÍNDICES DE DISPONIBILIDAD DE LAS SOLUCIONES TOPOLÓGICAS DETERMINADAS

En este Proyecto de titulación se proponen soluciones topológicas en caso de falla permanente de los transformadores ATU de Santa Rosa y ATU de Santo Domingo; para las soluciones topológicas propuestas se evaluaron los índices de disponibilidad, en base a los estudios de confiabilidad realizados por TRANSELECTRIC S.A., con los que quedan las cargas afectadas con el cambio de topología, estos índices como es de esperarse variarán respecto a los determinados por ésta compañía en condiciones normales.

Aunque en el trabajo de confiabilidad realizado por TRANSELECTRIC S.A., en el que se analizan todas las cadenas de conexión desde el anillo a los usuarios de la red de transmisión, se concluye que el sistema es confiable, se realizaron varias observaciones a dicho estudio las que proporcionan resultados que reflejan de mejor manera la confiabilidad del sistema, tomando como referencia lo expuesto, se evalúan los índices obtenidos a los usuarios con la nueva topología propuesta.

El cuadro 4.2.1 indica una comparación de los índices de disponibilidad, tanto los realizados para las soluciones topológicas propuestas, como los obtenidos en los estudios realizados por la compañía de transmisión en condiciones normales que fueron actualizados y corregidos en este trabajo. Este cuadro muestra los índices de disponibilidad en cinco subestaciones: Santa Rosa, Vicentina, Selva Alegre, Santo Domingo y Esmeraldas, tanto para fallas permanentes, transitorias y el total de éstas.

		Índices de Disponibilidad			
Subestación		Condiciones Normales		Considerando Cambio Topológico	
		1	Tiempo minutos al año	2	Tiempo minutos al año
Santa Rosa	Transitoria	0.9999748516	13.22	0.999974843	13.22
	Permanente	0.9999748516	13.22	0.999974767	13.26
	Total	0.9999748516	13.22	0.999974764	13.26
Vicentina	Transitoria	0.9998516025	78.00	0.999851566	78.02
	Permanente	0.9998516025	78.00	0.999851541	78.03
	Total	0.9998516025	78.00	0.999851539	78.03
Selva Alegre	Transitoria	0.999841311	83.41	0.999841302	83.41
	Permanente	0.999841311	83.41	0.999841226	83.45
	Total	0.999841311	83.41	0.999841223	83.45
Santo Domingo	Transitoria	0.999728334	142.79	0.999578908	221.33
	Permanente	0.999728334	142.79	0.998862491	597.87
	Total	0.999728334	142.79	0.998791148	635.37
Esmeraldas	Transitoria	0.999718012	148.21	0.999341743	345.98
	Permanente	0.999717118	148.68	0.997881291	1113.59
	Total	0.999716875	148.81	0.99769189	1213.14

Tabla 4.2.1 Comparación de índices de disponibilidad de las soluciones topológicas determinadas

Como se observa en la tabla 4.2.1, todos los índices de disponibilidad evaluados con el sistema en condiciones normales son mayores que los analizados en condiciones de emergencia. En la zona de Quito se tienen índices bastante altos, esto es debido a que existen caminos en paralelo para abastecer la carga, estos índices son altos ya que no consideran la capacidad de transporte de energía de los elementos que tienen las cadenas a cada usuario.

En la tabla 4.2.1 también se muestra el tiempo fuera de servicio por año que indican los índices de disponibilidad, en la zona de Quito en condiciones normales se observa que son de alrededor de 13 minutos para fallas transitorias, permanentes y el total, en condiciones de emergencia el tiempo es un tanto mayor, ya que se tiene menor confiabilidad.

En la subestación Vicentina, en caso de falla permanente del transformador ATU de la subestación Santa Rosa, también se tiene que el tiempo fuera de servicio en minutos es menor en condiciones normales que en condiciones de emergencia. Los índices de confiabilidad que tiene la subestación vicentina son mucho mayores a los que tenía hace algún tiempo, esto es debido a que la topología, para la que se hacen los presentes estudios, es completamente diferente a la topología que tenía la red de transmisión, cuando TRANSELECTRIC realizó sus estudios de confiabilidad; los cambios fundamentales son las dos líneas que iban desde Vicentina a Ibarra y que ahora en su recorrido pasan por la subestación Pomasqui.

Del análisis de todos los índices de disponibilidad para la carga de Vicentina, se concluye que el sistema sirve confiablemente a esta carga, al igual que en la subestación Selva Alegre.

En las cargas de las Subestaciones Santo Domingo y Esmeraldas se tiene una topología radial, por lo que para la valoración de los índices de disponibilidad se tendrán únicamente sistemas en serie. En esta zona no se ha cambiado la topología desde que TRANSELECTRIC S.A. realizó sus estudios de confiabilidad.

En este caso como era de esperarse todos los índices de disponibilidad para las subestaciones Santo Domingo y Esmeraldas en condiciones normales, son mayores que los índices obtenidos con los cambios topológicos. Esta parte del sistema es menos confiable con los cambios topológicos propuestos, que en condiciones normales de operación, pero para una condición de emergencia, que es el caso estudiado, éstos índices son bastante aceptables, lo que quiere decir

que el servicio con el que se atiende a los usuarios afectados con la nueva topología de la red es confiable.

En los estudios de confiabilidad que realiza la Compañía Nacional de Transmisión con algunas observaciones sugeridas en este trabajo, se observa que la más alta frecuencia de falla corresponde a la costa en 138kV, con 0.0541 fallas/kmAño y la mínima en la Sierra en 230kV con 0.0149 fallas/kmAño como se muestra en los **ANEXOS 5.4 y 5.2** respectivamente. Para tener una información más precisa de los índices de frecuencia de falla en todas las líneas del sistema se recomienda recuperar los informes de falla de toda la vida de las líneas de transmisión, así se tendrá una estadística más confiable.

4.3 ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE LOS CAMBIOS TOPOLÓGICOS PLANTEADOS EN LA RED

En este trabajo se establecen los criterios básicos para la coordinación de protecciones de las soluciones topológicas escogidas, en caso de falla permanente en los transformadores ATU de la Subestación Santa Rosa y ATU de la subestación Santo Domingo. Al no ser el tema de protecciones el objetivo fundamental de este trabajo, únicamente se enumeran ciertos criterios aceptados como estándares que se utilizan en el diseño de un sistema de protecciones, estos criterios generalmente son suficientes para la protección de un sistema, aunque es necesario comprobarlos en base a corridas de cortocircuitos, como se lo hace a manera de ejemplo en el análisis de la coordinación de protecciones del circuito dos de la línea Santo Domingo – Quevedo a 138kV, en la barra de Quevedo.

En la tabla 4.3.1 se muestran para los cambios topológicos determinados, los datos de la relación de transformación de los transformadores de corriente y de potencial, en cada subestación y la calibración de las diferentes zonas de protección de los relés, calculadas en base a los conceptos básicos de coordinación de protecciones.

Línea	Subestación	RTC	RTP	Z1 Ω prim	Z2 Ω prim	Z3 Ω prim
Santa Rosa - Totoras	Santa Rosa	800/5	1200/1	46.254	55.931	70.380
	Totoras	600/5	1200/1	46.253	56.766	72.777
Santo Domingo - Quevedo	Santo Domingo	800/5	1200/1	42.109	54.363	59.192
	Quevedo	500/5	1200/1	42.109	56.0836	62.637

Tabla 4.3.1 Calibraciones de los relés de los cambios topológicos en la red

4.3.1 ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL CIRCUITO 2 DE LA LÍNEA SANTA ROSA – TOTORAS A 138KV.

La figura 4.3.1 muestra las calibraciones del relé en la subestación Santa Rosa, de la línea del cambio topológico propuesto; la zona uno abarca aproximadamente el 85% de la línea, la zona dos, cubre el tramo de línea que la zona uno no cubrió y una parte de la línea adyacente, en este caso la línea Totoras - Ambato que es muy corta, la zona tres es una protección de respaldo que cubre más elementos cercanos a la barra de Totoras, por este motivo el tiempo de zona tres debe ser mayor a los tiempos de las protecciones de estos elementos.

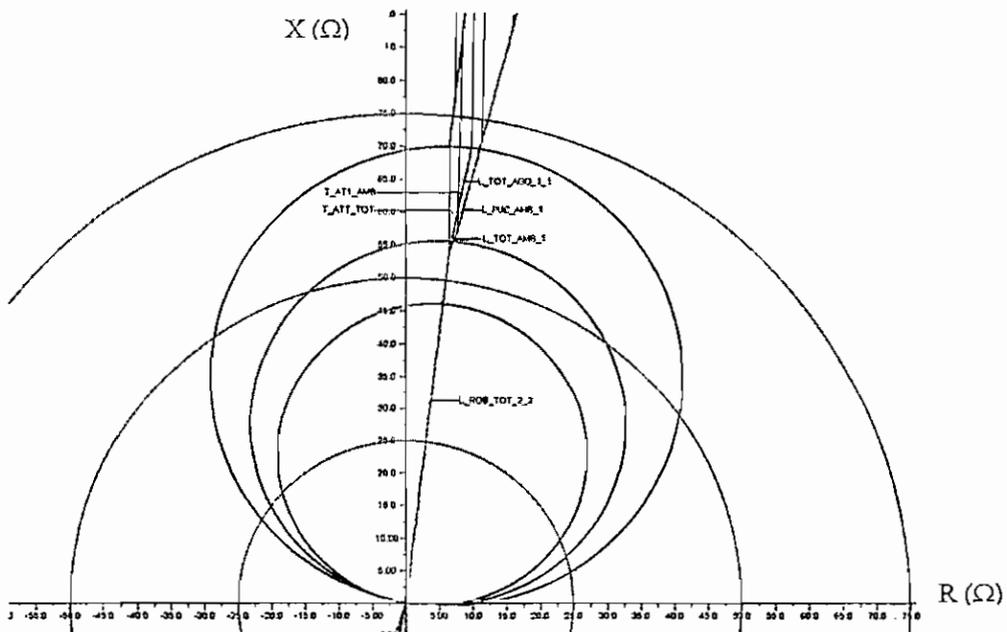


Figura 4.3.1 Calibración del relé de la Subestación Santa Rosa

La figura 4.3.2 indica las zonas de protección del relé de la subestación Totoras, se muestra además que la calibración de las zonas de protección se las hizo considerando los criterios básicos de coordinación de protecciones de sistemas eléctricos de potencia. La zona uno cubre el 85 % de la línea Totoras - Santa Rosa, a continuación la zona dos cubre el tramo de línea que la zona uno no cubrió y un 20% de la línea adyacente más corta, que casi no se lo distingue. La zona tres cubre más elementos cercanos a la barra de Santa Rosa ya que es una protección de respaldo.

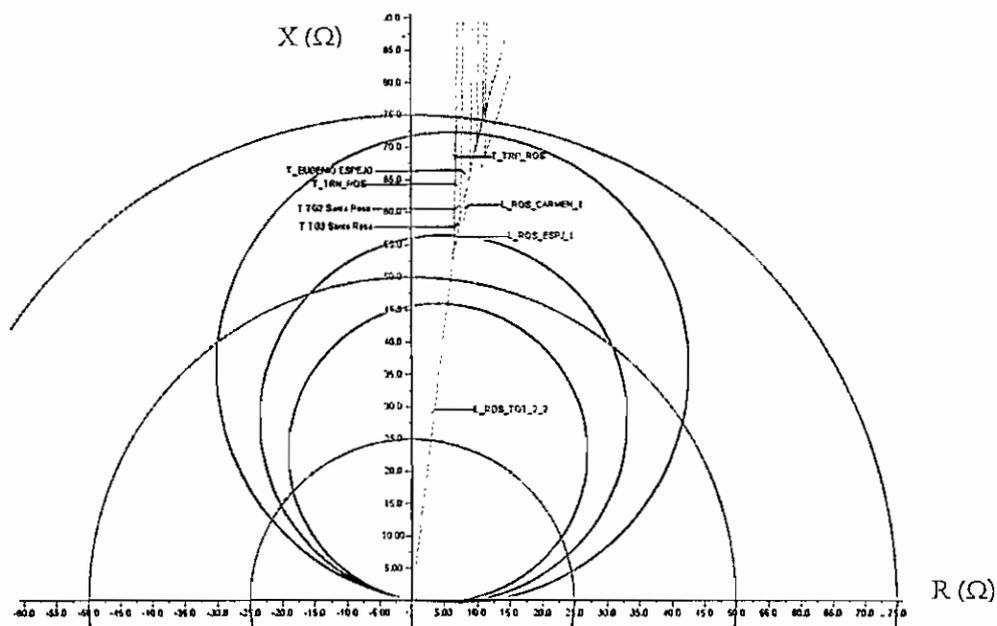


Figura 4.3.2 Calibración del relé de la Subestación Totoras

4.3.2 ANÁLISIS DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL CIRCUITO 2 DE LA LÍNEA SANTO DOMINGO - QUEVEDO A 138KV.

La figura 4.3.3 muestra las calibraciones del relé en la subestación Santo Domingo, la zona uno abarca aproximadamente el 85% de la línea Santo Domingo – Quevedo, el criterio de zona dos fue escogido considerando no cubrir más del 60% del transformador ATR de Quevedo, que se puede apreciar en el gráfico en mención, la zona tres tiene el criterio de no proteger completamente este mismo transformador, aunque para análisis mas detallados se debería correr cortocircuitos de manera de determinar con exactitud el alcance que debe tener esta zona.

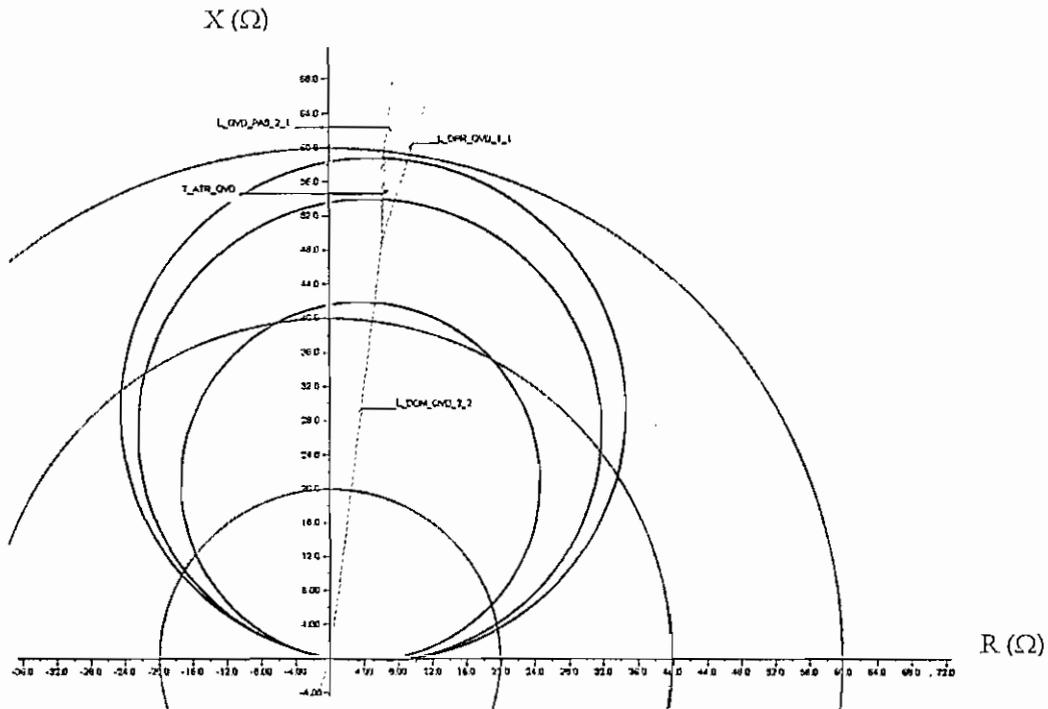


Figura 4.3.3 Calibración del relé de la Subestación Santo Domingo

Las calibraciones en el relé de Quevedo fueron comprobadas mediante la corrida de cortocircuitos, la tabla 4.3.2 muestra las impedancias aparentes que ve el relé en cada cortocircuito calculado. Primeramente se comprobará que la calibración de los relés obtenida en base a los criterios de coordinación de protecciones es la adecuada para la zona 1, esto se lo hace calculando cortocircuitos fase – fase y fase - tierra al 50% de la línea Quevedo – Santo Domingo con resistencias de falla de 5 y 10 Ω , entonces se comprueba que las fallas caen en la zona uno, como muestra la figura 4.3.4, a continuación se calculan cortocircuitos fase – fase y fase - tierra en el límite de la zona uno, o sea al 85% de la línea Quevedo – Santo Domingo, con resistencias de falla de 5 y 10 Ω y se comprueban que éstas caen en este límite.

El objetivo de zona dos es el de proteger aquel porcentaje de línea que la zona uno no cubrió, por lo tanto se simulan fallas fase – fase y fase – tierra en la barra de Santo Domingo, con resistencias de falla de 0 y 5 Ω ; también se simulan fallas fase – fase y fase – tierra con resistencia de falla de 5 Ω en el 10% de la línea Santo Domingo – Esmeraldas, ya que zona dos también fue diseñada para cubrir

fallas en este tramo. Como se observa en la figura 4.3.4 estas fallas caen en zona dos; esta zona no debe ver una falla en el lado se 69kV del transformador ATR de Quevedo que presenta una impedancia aparente grande, lo que indica que en zona dos es posible moverse hasta casi ese valor de impedancia. También se tienen fallas con alta resistencia para simular condiciones extremas que en este caso son vistas por zona tres.

El objetivo primordial de zona tres es dar un respaldo a las protecciones de la línea Santo Domingo – Esmeraldas, por lo que se supone una falla cercana a la barra de Esmeraldas, entonces despejan la falla las protecciones locales de Esmeraldas, pero también se supone la no desconexión del disyuntor en Santo Domingo de esta línea, por lo que para despejar la falla se debe abrir el disyuntor en la barra de Quevedo, que es en donde actúa zona tres. Por este motivo se simula un cortocircuito al 99% de la línea Santo Domingo – Esmeraldas, con el interruptor de Esmeraldas Abierto.

FALLA Nro.	DISTANCIA	LOCALIZACIÓN	TIPO DE FALLA	RF	Zapp	
					MODULO	ANGULO
PARA ZONA 1						
1	50%	Quevedo - Santo Domingo	Ø - Ø	5	25,63	75,8
2	50%	Quevedo - Santo Domingo	Ø - T	5	25,9	73,8
3	85%	Quevedo - Santo Domingo	Ø - Ø	5	43,41	78,1
4	85%	Quevedo - Santo Domingo	Ø - T	5	43,97	75,3
5	85%	Quevedo - Santo Domingo	3 Ø	0	42,38	82,82
6	50%	Quevedo - Santo Domingo	Ø - Ø	10	26,82	69,3
7	50%	Quevedo - Santo Domingo	Ø - T	10	27,6	65,7
8	85%	Quevedo - Santo Domingo	Ø - Ø	10	44,73	73,6
9	85%	Quevedo - Santo Domingo	Ø - T	10	46,31	68,4
10	1%	Quevedo - Santo Domingo	Ø - T	50	25,44	45,9
PARA ZONA 2						
11	10%	Santo Domingo - Esmeraldas	Ø - Ø	5	59,23	77,3
12	10%	Santo Domingo - Esmeraldas	Ø - T	5	67,58	74,37
15	BARRA	Santo Domingo	Ø - Ø	5	51,17	78,55
16	BARRA	Santo Domingo	Ø - T	5	52,07	74,97
17	BARRA	Santo Domingo	Ø - Ø	0	49,99	82,8
18	BARRA	Santo Domingo	Ø - T	0	49,98	82,8
19	BARRA	Santo Domingo (69kV)	Ø - Ø	0	70,14	87,57
20	99%	Quevedo - Santo Domingo	Ø - Ø	25	57,92	63,9
21	99%	Quevedo - Santo Domingo	Ø - T	25	67,42	52,01
PARA ZONA 3						
22	99%	Santo Domingo - Esmeraldas*	Ø - Ø	0	121,42	41,5

* Abierto en Esmeraldas

Tabla 4.3.2 Impedancia aparente determinada en base a corridas de cortocircuitos

En este caso se tuvo que volver a calibrar la zona tres para que vea la supuesta falla a un valor de 140Ω de impedancia, con este alto valor de impedancia se tendrá que calibrar esta zona con un tiempo adecuado, ya que con una impedancia de esa magnitud se protege incluso una buena parte de las instalaciones de la distribuidora abastecida por el transformador ATR de Santo Domingo. Los tiempos de coordinación de esta zona con los tiempos de los relés de sobrecorriente de la distribuidora deben ser los adecuados.

El gráfico 4.3.4 muestra la parte del sistema que es cubierta por zona tres que abarca buena parte del diagrama R - X.

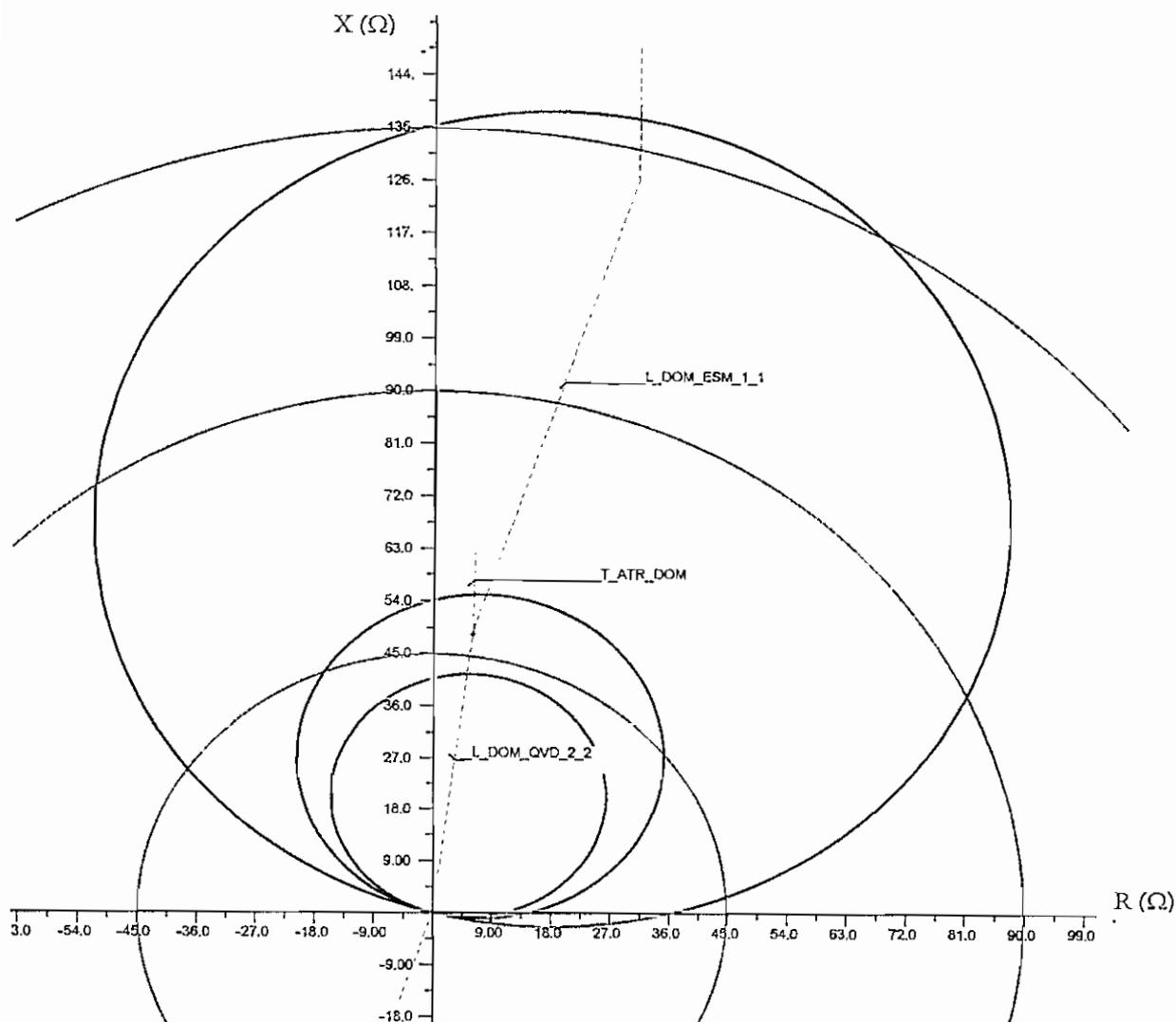


Figura 4.3.4 Calibración del relé de la Subestación Quevedo

CAPÍTULO V

V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- La alternativa topológica que puede implementarse en el Sistema Nacional de Transmisión, en caso de falla permanente del transformador ATU de la Subestación Santa Rosa perteneciente a TRANSLECTRIC S.A., que ofrece las mejores soluciones tanto operativas como logísticas y que puede ejecutarse en el menor tiempo posible, es cambiar el nivel de voltaje del circuito dos de la línea Santa Rosa – Totoras de 230kV a 138kV, de esta manera se alivian los problemas operativos que podrían afectar a la zona de Quito.
- En caso de falla permanente en el transformador ATU de la Subestación Santa Rosa, de no implementarse el cambio topológico propuesto para mejorar las condiciones operativas en la zona de Quito, se debería cortar en demanda máxima unos 60 MW, aproximadamente el doble de lo que se debe cortar implementándose el cambio propuesto, por este motivo se justifica su ejecución. Los problemas en la zona de Quito ante una falla del transformador ATU de Santa Rosa, se ven disminuidos debido fundamentalmente a la nueva topología a julio de 2003 que es para la que se realizan los estudios, debido principalmente a la construcción de las líneas a 138kV Calderón – Pomasqui y Subestación 19 – Pomasqui de la Empresa Eléctrica Quito, las cuales cierran un anillo entre la Subestación Santa Rosa y Pomasqui, mejorando notablemente la confiabilidad de su sistema.
- El cambio topológico en el sistema de transmisión ecuatoriano, que ofrece las mejores condiciones operativas y logísticas, que puede implementarse en el menor tiempo, en caso de falla permanente del transformador ATU de Santo Domingo, es cambiar uno de los dos circuitos de la línea Santo Domingo - Quevedo de 230kV a 138kV.

- En caso de falla permanente del transformador ATU de Santo Domingo, el cambio topológico del circuito dos de la línea Santo Domingo Quevedo a 138kV que se propone es primordial, ya que si no se lo implementa no se podría suplir la demanda de energía tanto de Esmeraldas como de Santo Domingo, pese a estar la Central Térmica de Esmeraldas en esta zona, cuya capacidad es mayor a la demandada por las distribuidoras de este lugar, ya que las condiciones operativas de ésta no la permiten trabajar con los cambios diarios de demanda, debido a que su respuesta ante un aumento o disminución de carga es demasiado lento, lo que terminaría en un disparo de la central.
- De los casos analizados se concluye que la contingencia más grave sería una falla en el transformador ATU de Santa Rosa, ya que una falla en el transformador ATU de Santo Domingo no repercutiría notablemente en la zona afectada con el cambio topológico propuesto, ya que toda la carga de la zona sería suplida, esto es debido fundamentalmente a la diferencia de carga de Santo Domingo y Esmeraldas con la Zona de Quito.
- La metodología a seguir para realizar estudios en el Sistema Nacional de Transmisión, ante la ausencia permanente de algunos de sus componentes, consiste primeramente en analizar las posibles alternativas de solución de cambios topológicos que pueden implementarse, escoger aquellos que serían los más factibles para su ejecución, de esta elección se deben analizar las condiciones operativas de cada uno con simulaciones de flujos de potencia con ayuda de paquetes computacionales, se determinan las limitaciones que tendría el sistema ante estos cambios y, una vez hecho esto, se procede a analizar los elementos físicos disponibles para la ejecución de los cambios topológicos propuestos, finalmente se determina cuáles son las mejores opciones y cuáles son las más rápidas para su construcción.
- Los flujos de potencia permiten analizar la parte operativa de un sistema eléctrico; si se simula un determinado sistema de potencia en un paquete

computacional, éste dará las pautas necesarias para escoger la correcta operación del mismo. Cuando no existe una solución numérica al problema de flujos de potencia, es un indicativo generalmente de que en la realidad el sistema eléctrico no puede operar bajo esas condiciones, o bien que es una situación crítica de operación.

- En base a los criterios de coordinación de protecciones se determinaron los valores de impedancia con los que se deben calibrar los relés para la protección de los cambios topológicos propuestos, en caso de falla de los transformadores ATU de Santa Rosa y ATU de Santo Domingo.
- La coordinación de protecciones de los elementos de un sistema eléctrico de potencia, depende de los relés que se vayan a utilizar para tal efecto; en este trabajo se toma como referencia un relé común en el sistema ecuatoriano que es el relé Mho y en base a éste se realizan los estudios de coordinación de protecciones de las soluciones topológicas escogidas, por lo que las calibraciones serán diferentes dependiendo de los relés que se tengan.
- Existen relés en los que se puede calibrar un alcance resistivo y no están limitados a las restricciones que presentan los relés Mho, dichos relés permitirían cubrir un alto porcentaje de las fallas, además tienen características que hacen al sistema de protecciones mucho más confiable.
- Para realizar la coordinación de protecciones de un sistema eléctrico de potencia no existe una metodología definida, básicamente depende del criterio del diseñador y de las condiciones que se presenten en la red. Los criterios de coordinación de protecciones son una ayuda valiosa en el momento de calibrar las protecciones de una parte del sistema.
- La red de transmisión eléctrica del Ecuador es dinámica, quiere decir que puede sufrir cambios en su topología para adaptarse a nuevas condiciones de operación, cumpliendo con los requerimientos fundamentales de la operación de sistemas eléctricos, para proporcionar un servicio de calidad.

- Con la nueva topología planteada se determinó un índice de disponibilidad del servicio que puede considerarse aceptable en cada punto de conexión de los usuarios de la red de transmisión, tomando como referencia los índices “corregidos” que deberá manejar TRANSELECTRIC S.A. Dicho índice se obtuvo en base a la disponibilidad de los elementos que integran las cadenas de conexión desde el anillo de 230kV a los usuarios.
- En caso de falla permanente del transformador ATU de la subestación Santa Rosa, con el cambio topológico propuesto, se han planteado dos alternativas: una es que se encuentre funcionando normalmente la línea Santa Rosa – Pomasqui y la otra es que este circuito de la zona esté indisponible, esta última opción es poco probable, pese a esto se han analizado las condiciones operativas para observar el comportamiento del sistema ante graves contingencias y analizar los medios disponibles para suplir las cargas afectadas.
- La construcción tanto de la subestación Pomasqui como la de las líneas que van a cerrar un anillo en la zona de Quito, optimizará los despachos que tiene actualmente el sistema, ya que con el crecimiento importante que ha tenido la carga de Quito en los últimos años, se preveía para ésta la necesidad de abastecimiento desde otros lugares.
- Todos los cambios operativos que se deberán realizar en el sistema para afrontar la pérdida de los transformadores ATU de Santa Rosa y ATU de Santo Domingo, deberán ser razonados en el momento mismo de la contingencia, dependiendo de las condiciones de despacho que se tengan. Los criterios operativos que se presentan se los puede considerar si es que la situación así lo amerita.
- El funcionamiento de la Central Térmica de Esmeraldas es fundamental para mantener voltajes adecuados de operación en las subestaciones de Santo Domingo y Esmeraldas, tanto en condiciones normales de operación así como

en caso de falla permanente del Transformador ATU de Santo Domingo con la solución topológica propuesta.

- Se recomienda realizar estudios de confiabilidad en el Sistema Interconectado del Ecuador, tener una estadística de fallas en los equipos y determinar los tiempos que cada componente tiene de funcionamiento, ya que de estos estudios se pueden encontrar aquellos sitios en el sistema en los que se debe poner más énfasis en el mantenimiento; además se pueden definir políticas para realizar el mantenimiento de los elementos y así optimizar tanto los recursos humanos como los recursos físicos que dispone la Compañía de Transmisión.
- Se recomienda que la herramienta para estudios que adquirió recientemente la Compañía Nacional de Transmisión TRANSELECTRIC S.A., que es el software Power Factory de DlgSILENT, se la explote en su totalidad realizando en el sistema estudios de armónicos, confiabilidad, protecciones, etc., aprovechando todas las funciones que esta herramienta presenta.
- Es recomendable realizar estudios que tengan por objeto analizar el comportamiento operativo del sistema interconectado del Ecuador, ante la ausencia de cada uno de sus componentes más importantes, ya que se estaría preparado ante eventuales fallas permanentes que podrían presentarse en los equipos del sistema y tomar por sorpresa los recursos que éste tiene, dichos estudios al realizarlos con anticipación pueden optimizar los recursos y minimizar los tiempos que tardaría el proponer soluciones ante eventuales contingencias en el sistema.
- Como resultado de los análisis expuestos en el párrafo anterior, será necesario definir un equipamiento mínimo de respaldo que deberá estar disponible en sitios estratégicos, lo que permitirá restablecer rápidamente las condiciones operativas del sistema, ante eventuales pérdidas de elementos del mismo. Dentro de esto es recomendable mantener en la subestación Santa Rosa la derivación aislada de uno de los dos circuitos de la línea Santa Rosa --

Totoras a la barra de 138kV, que puede ser de gran utilidad en caso de presentarse una falla permanente en el transformador ATU de Santa Rosa.

- Se recomienda mantener una base de datos confiable que contenga las características de todos los componentes del sistema de transmisión y que sea de libre acceso a todas las personas relacionadas con el sistema, de esta manera se pueden realizar un sin número de análisis y optimizar el tiempo que los profesionales tardan en conseguir esta información.
- Se recomienda revisar los estudios de confiabilidad realizados por TRANSELECTRIC S.A. ya que los índices de disponibilidad que muestran los trabajos realizados sobre este tema, no reflejan la realidad de la confiabilidad en el sistema Ecuatoriano, y la tendencia debe ser estar dentro de los estándares internacionales, o dentro de los requerimientos que tiene el CONELEC para los consumidores finales del sistema, por lo que no se debe mostrar índices demasiado bajos en la red de transmisión.

Referencias Bibliográficas

- [1] GRAINGER, John; STEVENSON, William. Análisis de Sistemas de Potencia. McGRAW-HILL México. Diciembre de 1995. Capítulo 9, páginas 309-313. 322-334
- [2] Unidad de Ingeniería Especializada de la Comisión Federal de Electricidad de México, Aplicación del Simulador PSS/E para estudios de sistemas eléctricos de Potencia, Mayo de 1998, capítulo 2, páginas 2-1 a 2-25
- [3] BRAND, Luis; MONCADA Juan. Protecciones de Sistemas Eléctricos. Hugo Gonzales. Chile. 1976 Capítulo 2 página 9-10
- [4] ORTEGA, Cristian; OÑATE, Jaime. Cálculo de la Confiabilidad de los Usuarios del S.N.T. TRANSELECTRIC S.A. Octubre de 1999
- [5] Procedimientos de Despacho y Operación. Versión 2.0. CONELEC. 1999. páginas 51 - 54
- [6] Resultados Técnicos de la operación del Sistema Nacional de Transmisión del Ecuador. TRANSELECTRIC S.A. Enero – Diciembre /2001
- [7] CADENA JORGE; "Requerimientos de Servicios Auxiliares de una Subestación" Tesis E.P.N., F.I.E, Quito; 1978.
- [8] Manual de operación de la Subestación Santo Domingo, INECEL, 1982.
- [9] Manual de operación de la Subestación Policentro, INECEL.
- [10] Manual de operación de la Subestación San Idelfonso, TRANSELECTRIC 2003.

- [11] Plan de operación del MEM octubre 2002 – septiembre 2003, Corporación Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, Octubre del 2002.
- [12] DIgSILENT, Power Factory, Manuales de Operación.
- [13] Archivos de TRANSELECTRIC S.A.

Páginas Web:

- [14] www.escolar.com/print.php
- [15] ESTEVES OLIVARES, AUGUSTO; FLORES MAMANI, JHONY;
FLORES JAVIER, VICTOR
http://fiec.uni.edu.pe/wdoc/838008D/monografias/2000_2.

ANEXOS

CONTENIDO DE ANEXOS

I ANEXO 1

- 1.1 Red 230 con demanda a julio 2003
- 1.2 Zona Molino Milagro con Demanda a julio de 2003
- 1.3 Zona Pascuales con demanda a julio de 2003
- 1.4 Zona Santo Domingo Quevedo con demanda a julio de 2003
- 1.5 Zona Santa Rosa Totoras con demanda a julio de 2003
- 1.6 Zona Quito con demanda a julio de 2003

II ANEXO 2

- 2.1 Demanda máxima a septiembre de 2002
- 2.2 Demanda media a septiembre de 2002
- 2.3 Demanda mínima a septiembre de 2002
- 2.4 Porcentaje de demanda máxima para demanda media
- 2.5 Porcentaje de demanda máxima para demanda mínima
- 2.6 Porcentaje de carga total de cada empresa por subestación
- 2.7 Zona de Quito
- 2.8 Previsión de demandas mensuales de potencia y energía de las empresas distribuidoras
- 2.9 Demandas máxima, media y mínima a julio de 2003

III ANEXO 3

- 3.1 Esquema
- 3.2 Falla del transformador de Santa Rosa
 - 3.2.1 Disponibilidad del circuito Santa Rosa - Pomasqui
 - 3.2.1.1 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santa Rosa - Santo Domingo de 230 kV a 138 kV
 - 3.2.1.2 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santa Rosa - Totoras de 230 kV a 138 kV
 - 3.2.1.3 Cambio topológico del circuito dos de las líneas Santa Rosa - Santo Domingo y Santa Rosa - Totoras de 230 kV a 138 kV
 - 3.2.2 Indisponibilidad del circuito Santa Rosa – Pomasqui
 - 3.2.2.1 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santa Rosa - Santo Domingo de 230 kV a 138 kV
 - 3.2.2.2 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santa Rosa - Totoras de 230 kV a 138 kV
 - 3.2.2.3 Cambio topológico del circuito dos de las líneas Santa Rosa - Santo Domingo y Santa Rosa - Totoras de 230 kV a 138 kV
- 3.3 Falla del transformador de Santo Domingo
 - 3.3.1 Disponibilidad de la Central Térmica de Esmeraldas
 - 3.3.1.1 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santo Domingo - Santa Rosa de 230 kV a 138 kV
 - 3.3.1.2 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santo Domingo - Quevedo de 230 kV a 138 kV

- 3.3.1.3 Cambio topológico del circuito dos de las líneas Santo Domingo - Santa Rosa y Santo Domingo - Quevedo de 230 kV a 138 kV
- 3.3.2 Indisponibilidad de la Central Térmica de Esmeraldas
 - 3.3.2.1 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santo Domingo - Santa Rosa de 230 kV a 138 kV
 - 3.3.2.2 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santo Domingo - Quevedo de 230 kV a 138 kV
 - 3.3.2.3 Cambio topológico del circuito dos de las líneas Santo Domingo - Santa Rosa y Santo Domingo - Quevedo de 230 kV a 138 kV

IV ANEXO 4

- 4.1 Diagrama unifilar de la Subestación Santa Rosa 138 kv
- 4.2 Diagrama unifilar de la Subestación Totoras 138 kv
- 4.3 Diagrama unifilar de la Subestación Santo Domingo 138 kv
- 4.4 Diagrama unifilar de la Subestación Quevedo 138 kv

V ANEXO 5

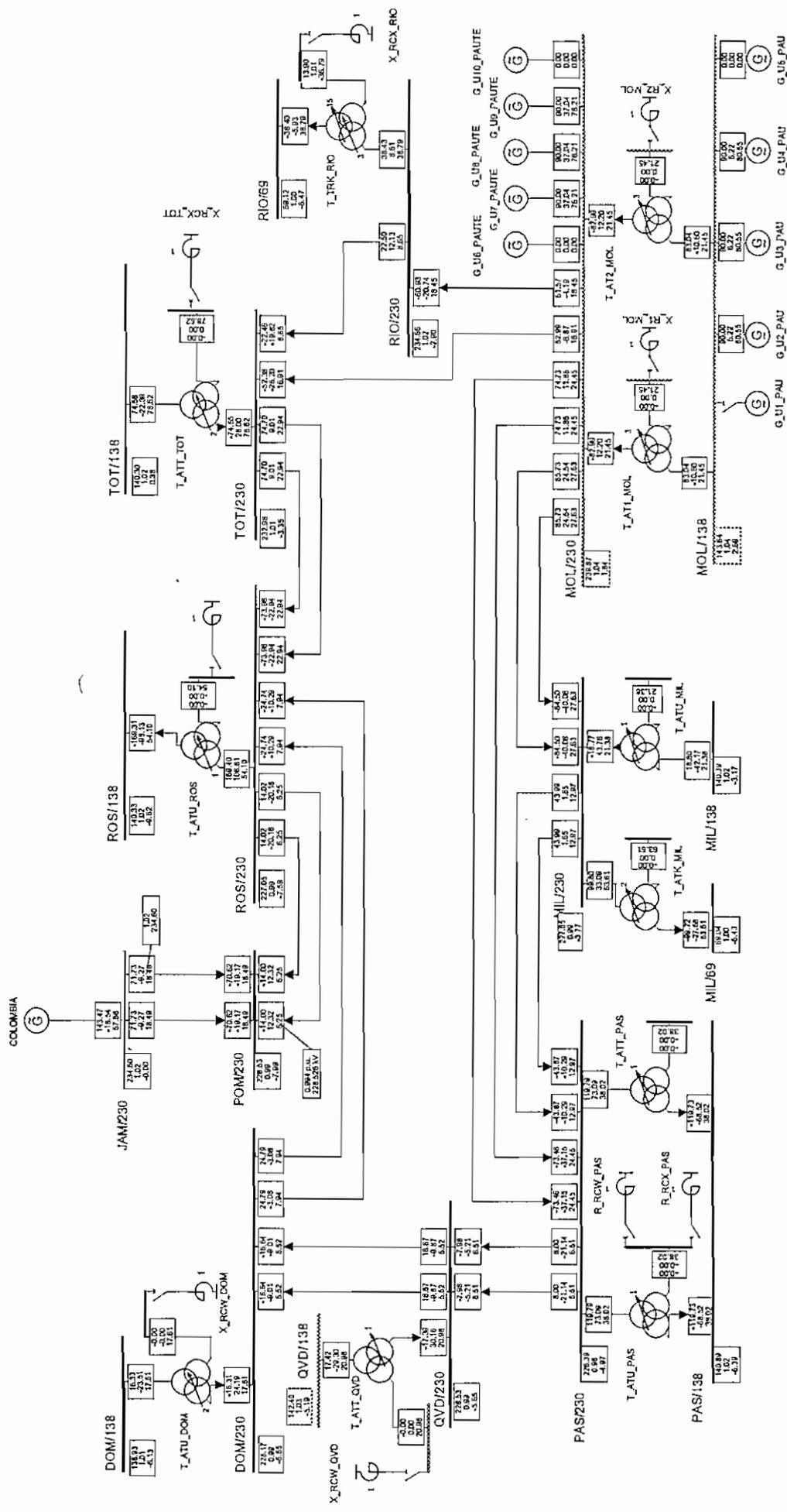
- 5.1 Fallas sobre las líneas de 230 kv de la Sierra
- 5.2 Fallas sobre las líneas de 138 kv de la Sierra
- 5.3 Fallas sobre las líneas de 230 kv de la Costa
- 5.4 Fallas sobre las líneas de 138 kv de la Costa
- 5.5 Frecuencia de falla e índices de disponibilidad de las líneas de transmisión del S.N.I.
- 5.6 Elementos que integran la cadena de conexión para cada usuario
- 5.7 Resumen de infalibilidad para cada usuario

ANEXO 1

NOMBRES DE LAS SUBESTACIONES SEL S.N.I. CON SUS RESPECTIVAS AREVIATURAS

<i>Nombre de Subestación</i>	<i>Abreviatura</i>
Agoyán	AGO
Ambato	AMB
Babahoyo	BAB
CEDEGE	CEDEGE
Calderón	CAL
Chone	CHO
Cuenca	CUE
Daule Peripa	DP
El Carmen	ECAR
Electroquil	EQUIL
Emelec Salitral	EMES
Esmeraldas	ESM
Eugenio Espejo	EUG
Guangopolo	GUAN
Ibarra	IBA
Ipiales	IPIA
Jamondino	JAM
Las Juntas	LJUNT
Loja	LOJ
Machala	MAC
Machala Power	MPP
Manta	MANTIA
Milagro	MIL
Molino	MOL
Mulalo	MUL
P.V.G.	PVG
Papallacta	PAPL
Pascuales	PAS
Policentro	POL
Pomasqui	POM
Portoviejo	POR
Posorja	POS
Pucara	PUC
Quevedo	QVD
Quevedo 69	QUEV
Riobamba	RIO
Salitral	SAL
San Idelfonso	SID
Santa Elena	SEL
Santa Rosa	ROS
Santo Domingo	DOM
Selva Alegre	SEAL
Severino	SEV
Totoras	TOT
Trinitaria	TRI
Tulecán	TULC
Vicentina	VIC
Victoria	VICT

- 1.1 RED 230 CON DEMANDA A JULIO 2003
- 1.2 ZONA MOLINO MILAGRO CON DEMANDA A JULIO DE 2003
- 1.3 ZONA PASCUALES CON DEMANDA A JULIO DE 2003
- 1.4 ZONA SANTO DOMINGO QUEVEDO CON DEMANDA A JULIO DE 2003
- 1.5 ZONA SANTA ROSA TOTORAS CON DEMANDA A JULIO DE 2003
- 1.6 ZONA QUITO CON DEMANDA A JULIO DE 2003



Load Flow Balanced

Nodes	Branches
U _i Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u _r Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
U _r Angle [deg]	Loading [%]

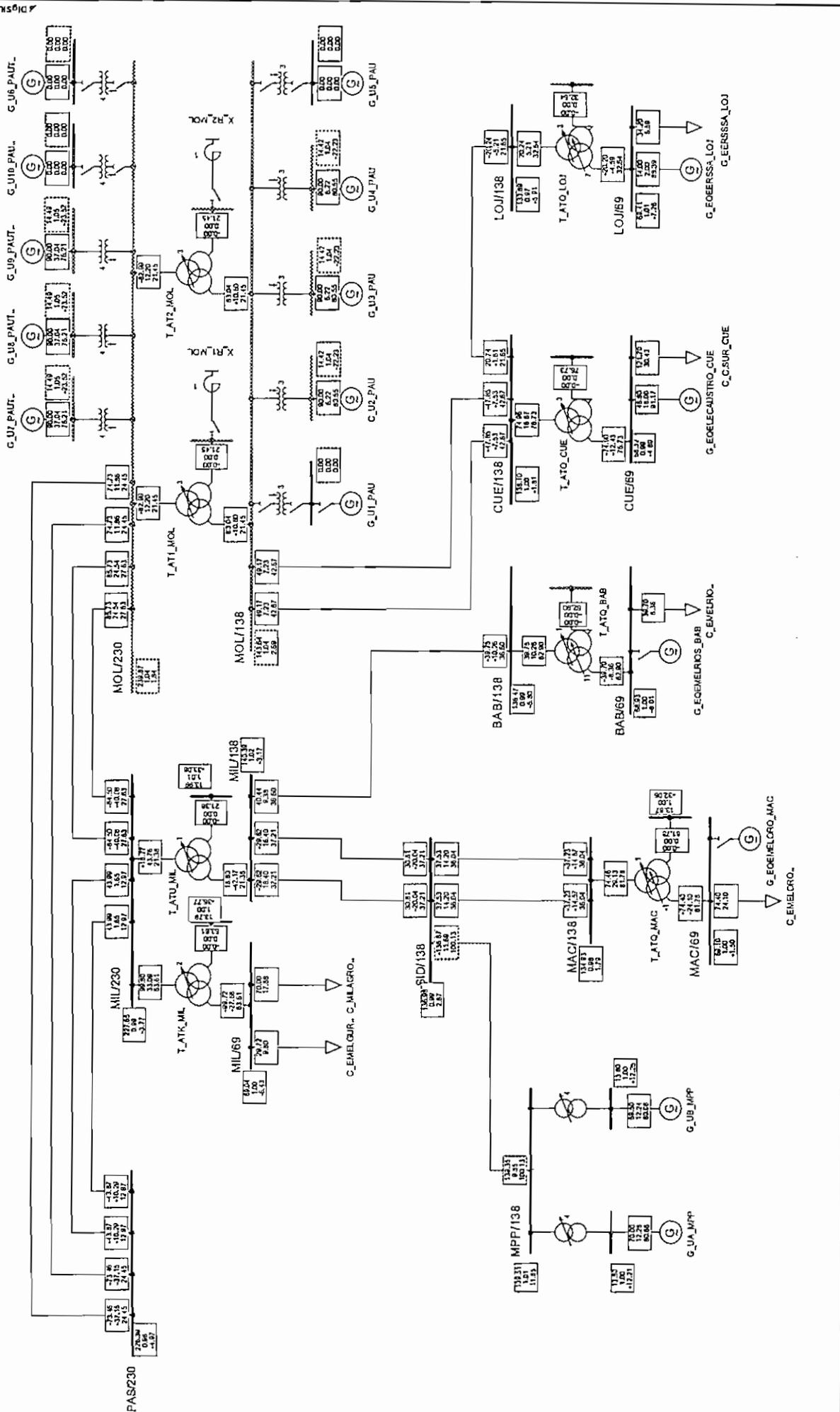
Low and High Voltage / Loading

- U < 0.97 p.u.
- U > 1.03 p.u.
- Loading > 100. %

TRANSSELEKTRO S. A.
PowerFactory 12.1.194

Anillo 230 KV
Demanda Máxima a Julio del 2003
Caso Base

Projet: S. N. I.
Graphic: Red 230
Date: 4/15/2003
Annex: 1.1



Low and High Voltage / Loading

- U < 0.97 p.u.
- U > 1.03 p.u.
- Loading > 100. %

Load Flow Balanced

Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

TRANSPORTEC S. A.

PowerFactory 12.1.187

Zona Molino - Milagro

Demanda Máxima a Julio del 2003

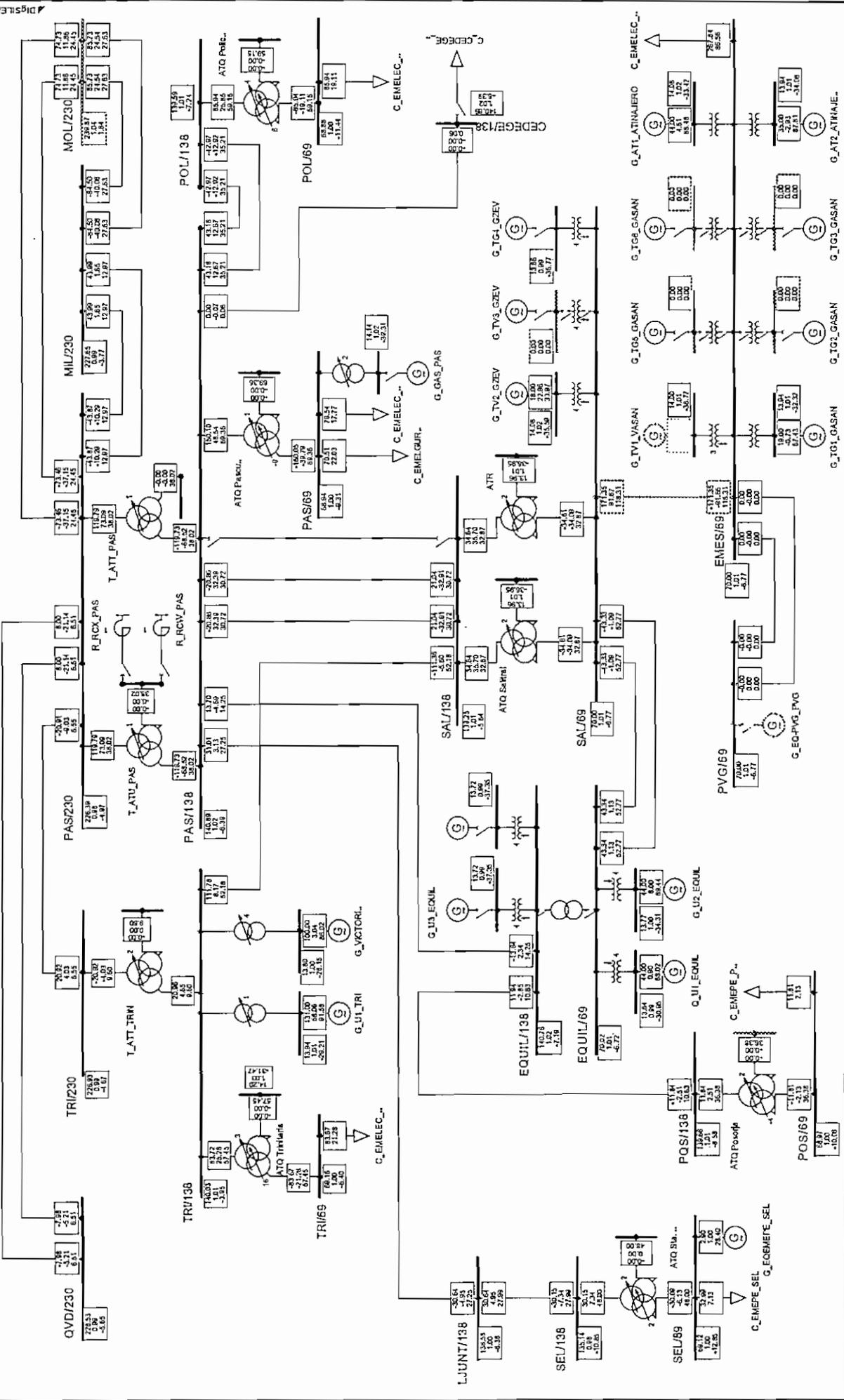
Caso Base

Project S. N. 1.

Graphic: Zona Molino Mila

Date: 12/2/2003

Annex: 1.2



Project: S. N. I.
Graphic: Zona Pascuales
Date: 1/27/2003
Annex: 13

PowerFactory 12.1.187
Demanda Máxima a Julio del 2003
Caso Base

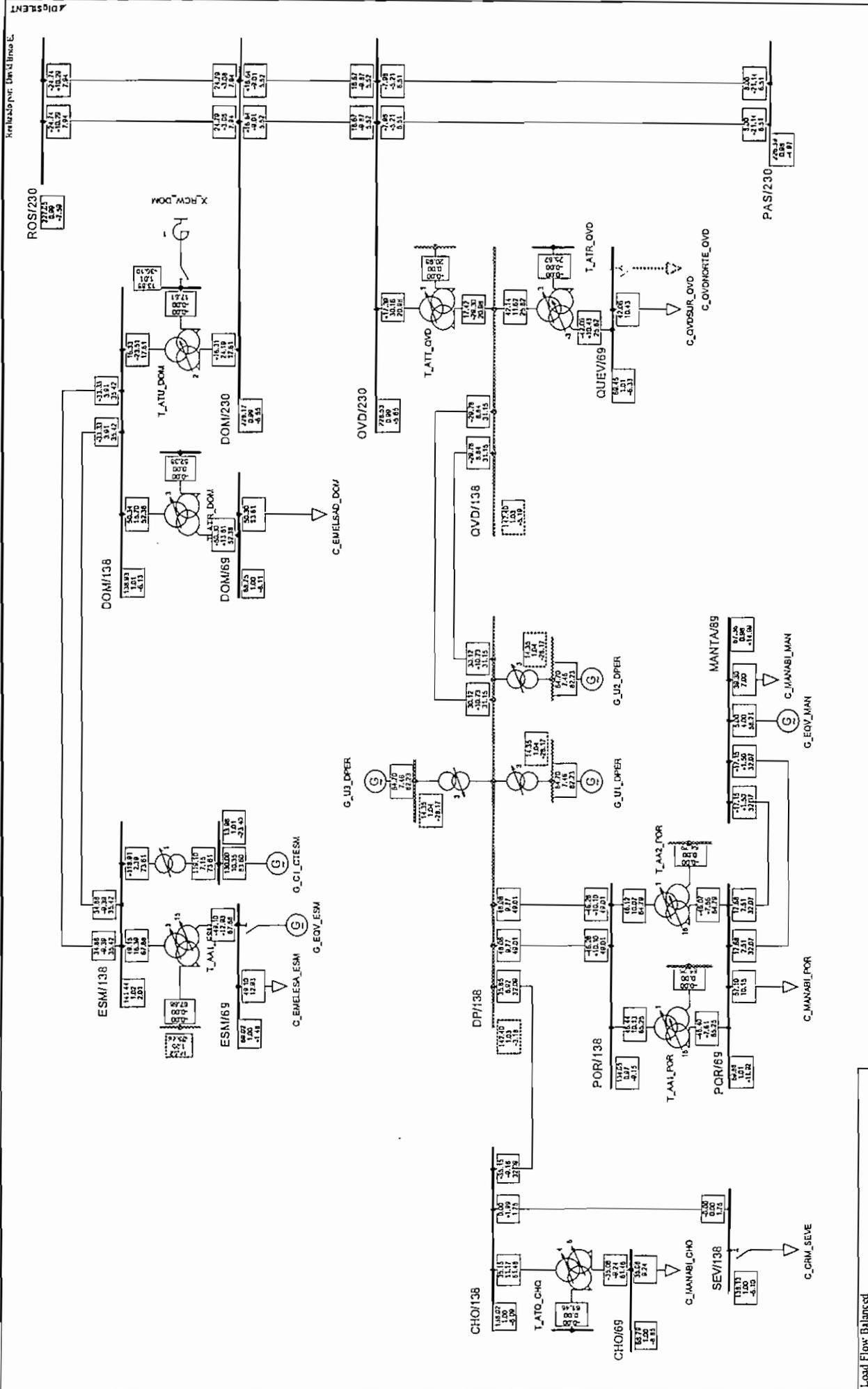
TRANSELECTRIC & A.
Power System Analysis & Design

Zone Pascuales

Low and High Voltage / Loading
U < 0.97 p.u.
U > 1.03 p.u.
Loading > 100. %

Load Flow Balanced

Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]



Relizado por: David Bino E.

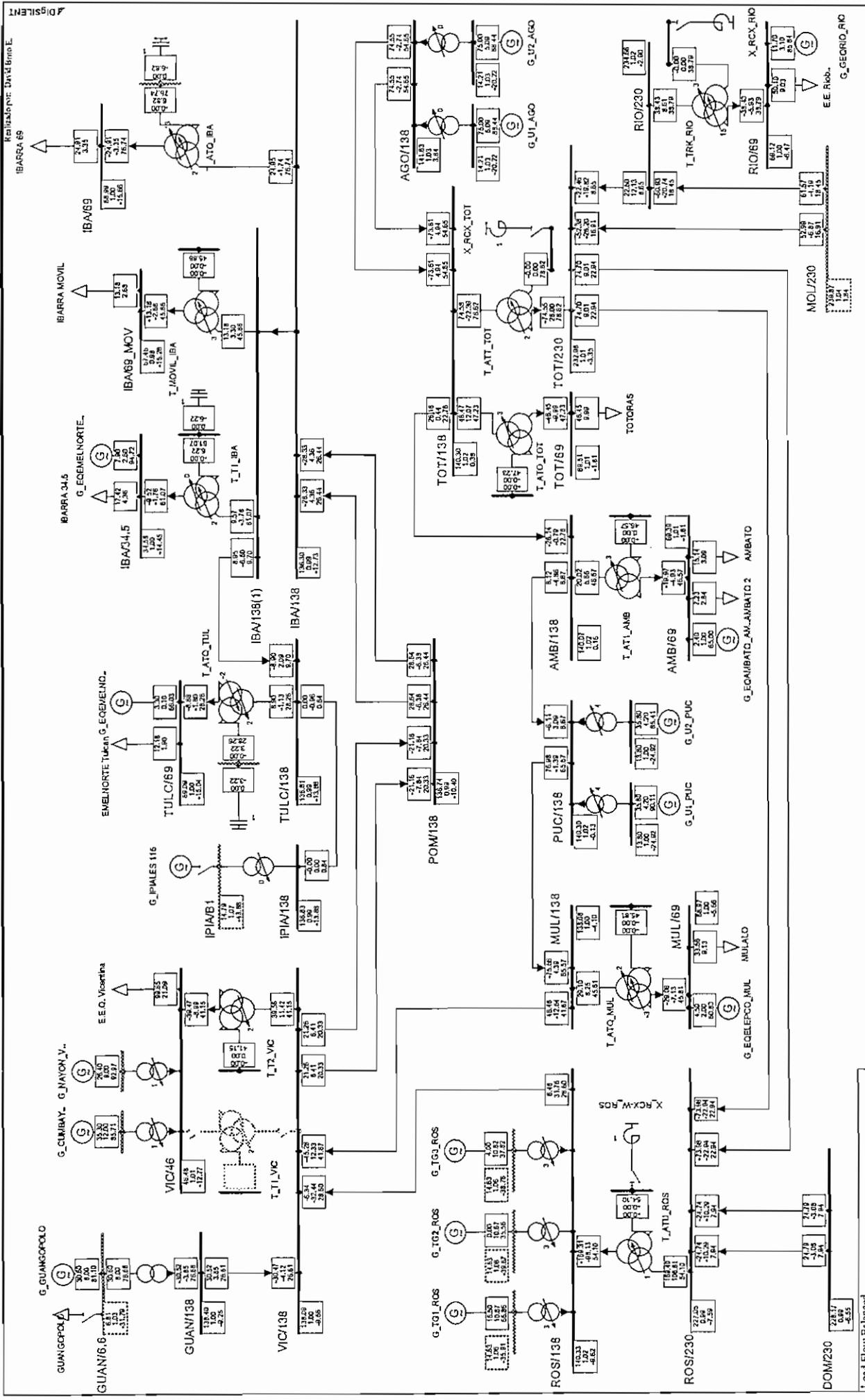
Project: S. N. I.
 Graphics: Zona Santo Domingo
 Date: 1/27/2003
 Annex: 1,4

Santo Domingo - Quevedo
 Demanda Máxima en Julio del 2003
 Caso Base

TRANSGENET CONSULTORES S.A.
 www.transgenet.com.ve
 PowerFactory 12.1.187

Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [MVar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]



Relatório: David Bruno L.

ADISILENT

Project: S. N. I.
 Graphical: Zona Santa Rosa -
 Date: 1/27/2003
 Annex: 1.5

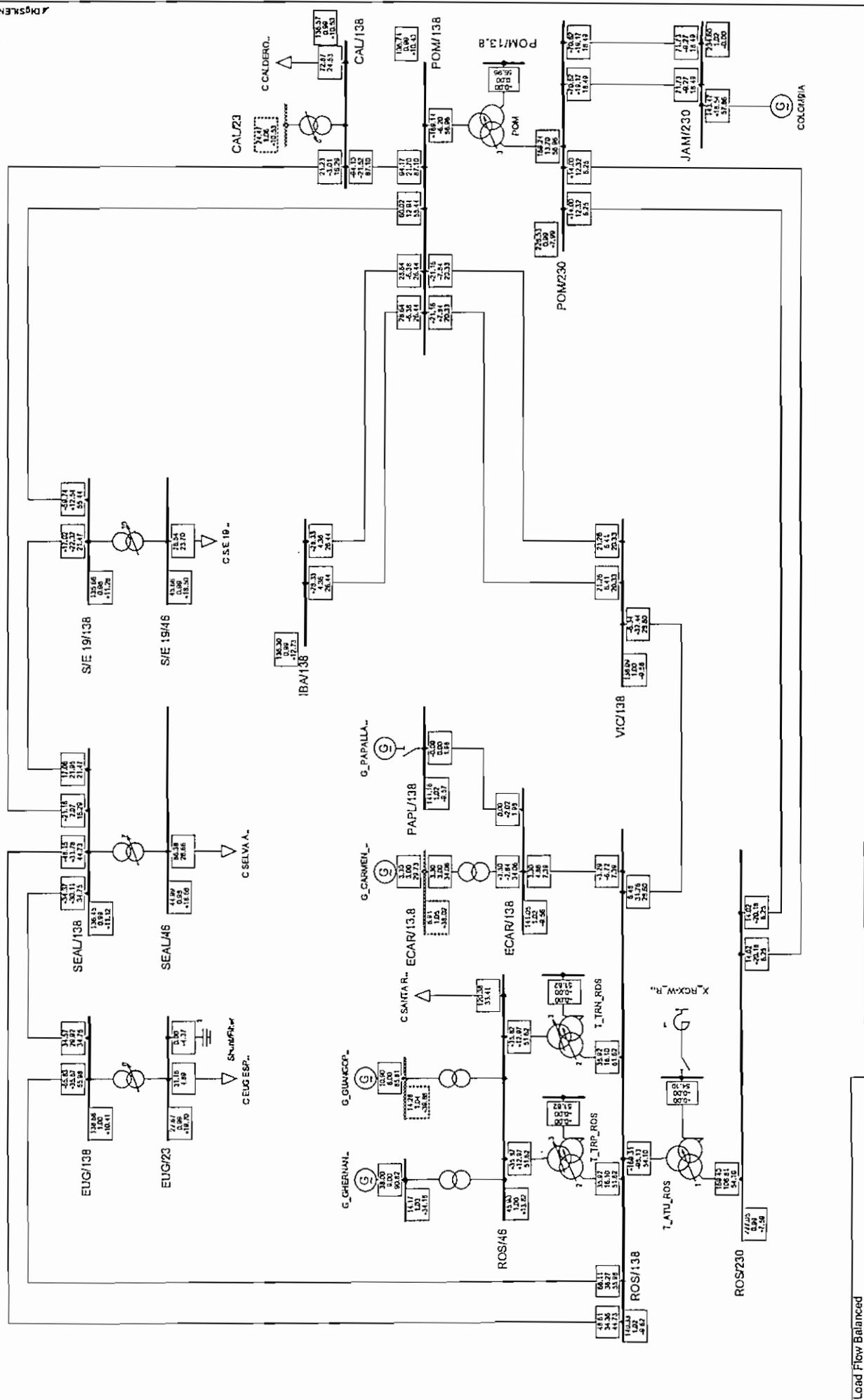
Zona Santa Rosa - Totras

TRANSELETRIC S.A.
 Demanda Máxima a Julio del 2003
 Caso Base

PowerFactory 12.1.187

Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100, %

Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]



Project: S.N.I.
 Graphite: Quito
 Date: 1/27/2003
 Annex: 1.6

Zona: Quito
 Demanda Máxima a Julio del 2003
 Caso base

TRANSELETRIC S.A.
 PowerFactory 12.1.187

Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

ANEXO 2

2.1 DEMANDA MÁXIMA A SEPTIEMBRE DE 2002

DEMANDA Y GENERACION DEL SIN

Demanda de la Hora: 19:30

Fecha: 04/09/02

DIA: MIERCOLES

EMPRESA	DEMANDAS		GENERACION					
	MW	MVAR	HIDRO		TERMICA		TOTAL	
			MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
EE QUITO	449,4	122,9	67,6	20,5	31	9,8	98,6	30,3
	Vicen	130,1	37,9	58	17,6			
	S.Ale	183	51,1					
	S.Ros TRN	48,2	10,9					
	S.Ros TRP	90,1	23	9,8	2,9	31	9,8	
	Guan	0	0					
	Papañ	0	0					
			Vap		Gas			
EMELEC	500,5	140	32,4	2	43,2	10	75,8	12
	Poñc	83,2	18,5					
	Pasc	77	17,2					
	Sait	259,3	83,7	32,4	2	0	0	
	Sait			0	0	43,2	10	
	Trinitaria	81	20,6					
EMELGUR	135,1	39,2						
	D+D	66,9	20,9					
	Quev	39,9	9,9					
	Milag	26,2	9,3					
	Cedege Pas	0,1	-0,9					
EE S.ELENA	42,1	6,7						
	S.Elena	31	6,7			0	0	0
	Posor	11,1	2					
	Cedege Chg	0	0					
EE AMBATO	59,8	12,7	0	0	2,3	0,1	2,3	0,1
	Ambato	14,7	3					
	Totoras	45,1	9,7					
EMELNORTE	60,6	11	8,8	1,6	0	0	8,8	1,6
	Ibarra 34,5	15,6	3,9	5,5	0,9		5,5	0,9
	Ibarra 09	22,3	3					
	Movil 69	11,8	2,4					
	Tulcán	10,9	1,7	3,3	0,7	0	0	3,3
	Int. Colom.					30,5	-2,2	30,5
								-2,2
EMELMANABI	128,8	25,5			5	3,4	5	3,4
C.R.M. SEVERINO	0	0						
EE CEN.SUR+AZO	110,1	27,5	38,4	16,4	4,2	1,3	42,8	17,7
EMELORO	71,3	23,1			2	1,2	2	1,2
EE MILAGRO	64,6	16,5			0	0	0	0
EMELRIOS	37,5	7,9			0	0	0	0
EMELESA	43,3	11,4			0	0	0	0
EE S.DOMINGO	45,1	12,2						
EE RIOBAMBA	34,8	4,8	12,4	3,5	0	0	12,4	3,5
EMELBO	10,9	3,8	0,3	0	0	0	0,3	0
ELEPCOSA	34,4	10,1	7,2	2,5			7,2	2,5
	Ambato	6,1	2,4					
	Mulato	28,3	7,7	7,2	2,5		7,2	2,5
EE SUR	30,8	5,9	2,4	0,3	2,5	1,9	4,9	2,2
DEMANDA TOTAL	1858,5	482,8	169,5	46,8	120,7	25,5	290,2	72,3

PAUTE	879,5	250
PUCARA	71,5	10
AGOYAN	155	21
G.ZEVALLOS TV2	18,8	3
G.ZEVALLOS TV3	0	0
G. ZEVALLOS TG4	0	0
ESMERALDAS	129,5	14
S.ROSA	0	48
GUANGOPOLO	30,6	10
GAS PASCUALES	0	0
TRINITARIA	130,2	54
MÉXICO	0	0
ELECTROQUIL - 1	44	0
ELECTROQUIL - 2	44	0
ELECTROQUIL - 3	0	0
ELECTROQUIL - 4	0	0
ENERGYCORP	0	0
HIDRONACION	139	41
EMAAP-Q	8,8	3
IMACHALA POWER	0	0
G.INECEL	1850,7	454
G.EMPRESAS	290,2	72,3
G.TOTAL	1940,9	526,3
GEN-DEM =	82,4	43,5

2.2 DEMANDA MEDIA A SEPTIEMBRE DE 2002

DEMANDA Y GENERACION DEL SNI
 Demanda de la Hora:
 Fecha: 04/09/02 11:00
 Dia: MIERCOLES

EMPRESA		DEMANDAS		GENERACION					
		MW	MVAR	HIDRO		TERMICA		TOTAL	
				MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
EE QUITO		363,8	108,3	31,2	7,2	30,7	6,7	61,9	13,9
	Vicen	99,4	31,3	21,8	5,5				
	S.Ale	152	45,5						
	S.Ros TRN	34,9	11,9						
	S.Ros TRP	77,5	19,6	9,4	1,7	30,7	6,7		
	Guan	0	0						
	Papall	0	0						
				Vap		Gas			
EMELEC		420,8	134,7	32,4	2	43	10	75,4	12
	Polic	75,9	17,8						
	Pasc	62,6	18,7						
	Salit	233,5	84,9	32,4	2	0	0		
	Salit			0	0	43	10		
	Trinitaria	48,8	13,5						
EMELGUR		92,9	32,9						
	D+D	47,8	18,3						
	Quev	23	6,9						
	Milag	22,1	7,7						
	Cedege Pas	0	0						
EE S.ELENA		12	3,5						
	S.Elena	5	2,2			5	2,2	5	2,2
	Posor	7	1,3						
	Cedege Chg	0	0						
EE AMBATO		39	12,8	0	0	0	0	0	0
	Ambato	8,3	2,8						
	Totoras	30,7	9,8						
EMELNORTE		36,5	12,1	3,2	1,6	0	0	3,2	1,6
	Ibarra 34.5	9,8	4,2	1,8	1,1			1,8	1,1
	Ibarra 69	15,1	3,3						
	Movil 69	6,5	2,7						
	Tulcan	5,1	1,9	1,4	0,5	0	0	1,4	0,5
	Int. Colom.					18,2	3,1	18,2	3,1
EMELMANABI		80,6	15,4			0	0	0	0
C.R.M. SEVERINO		0	0						
EE CEN.SUR+AZO		72,3	25,2	19,2	13,6	4,2	1,3	23,4	14,9
EMELORO		43,4	14			0	0	0	0
EE MILAGRO		41	11,4			0	0	0	0
EMELRIOS		25,3	6			0	0	0	0
EMELES		30,4	9,3			0	0	0	0
EE S.DOMINGO		25,9	9,4						
EE RIOBAMBA		17,5	5	12,5	3,3	0	0	12,5	3,3
EMELBO		4,2	2	0,3	0	0	0	0,3	0
ELEPCOSA		27,2	12,7	7,1	2,9			7,1	2,9
	Ambato	7,8	2,8						
	Mulalo	19,4	9,9	7,1	2,9			7,1	2,9
EE SUR		15	0,3	2,4	0,3	0	0	2,4	0,3
DEMANDA TOTAL		1348	414,8	108,3	30,9	101,1	23,3	209,4	54,2

PAUTE	589,3	82
PUCARA	0	0
AGOYAN	154	29
G.ZEVALLOS TV2	19,4	19
G.ZEVALLOS TV3	0	0
G. ZEVALLOS TG4	0	0
ESMERALDAS	130,1	10
S.ROSA	0	48
GUANGOPOLO	30,8	10
GAS PASCUALES	0	0
TRINITARIA	132	17
MEXICO	0	0
ELECTROQUIL - 1	44	0
ELECTROQUIL - 2	44	0
ELECTROQUIL - 3	0	0
ELECTROQUIL - 4	0	0
ENERGYCORP	0	0
HIDRONACION	60,1	0
EMAAP-Q	3	4
MACHALA POWER	0	0
G.INECIEL	1207	219
G.EMPRESAS	209,4	54,2
G.TOTAL	1416	273,2
GEN-DEM =	68,1	-141,6

2.3 DEMANDA MÍNIMA A SEPTIEMBRE DE 2002

DEMANDA Y GENERACION DEL SNI
 Demanda de la Hora:
 Fecha: 08/09/02

03:00
 Dia: DOMINGO

EMPRESA	DEMANDAS		GENERACION					
			HIDRO		TERMICA		TOTAL	
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
EE QUITO	186,4	52,6	9,4	1,3	30,8	0,8	40,2	2,1
	Vicen	42,3	16,1	0	0			
	S.Ale	80,3	15,4					
	S.Ros TRN	11,5	10,4					
	S.Ros TRP	52,3	10,7	9,4	1,3	30,8	0,8	
	Guan	0	0					
	Papall	0	0					
				Vap		Gas		
EMELEC	256,2	81,6	12	2	45,4	0	57,4	2
	Polic	41,7	10,7					
	Pasc	43,8	8,9					
	Salit	125,4	48	12	2	0	0	
	Salit			0	0	45,4	0	
	Trinitaria	45,3	14					
EMELGUR	81,9	24,3						
	D+D	45	15,7					
	Quev	20,6	4,4					
	Milag	16,3	4,2					
	Cedege Pas	0	0					
EE S.ELENA	23,7	4,7						
	S.Elena	17,4	4			5	1,5	5
	Posor	6,3	0,7					
	Cedege Chg	0	0					
EE AMBATO	23,1	6,7	2	0,4	0	0	2	0,4
	Ambato	7,1	1,4					
	Totoras	16	5,3					
EMELNORTE	26,4	3,5	0,4	0	0	0	0,4	0
	Ibarra 34.5	6,8	0,8	0	0			0
	Ibarra 69	11	0					
	Movil 69	4,5	1,4					
	Tulcan	4,1	1,3	0,4	0	0	0	0,4
	Int. Colom.					14,4	-1,1	14,4
						0	0	0
EMELMANABI	73,4	12,8						
C.R.M. SEVERINO	0	0						
EE CEN.SUR+AZO	55,5	12,8	5,5	4,1	6,4	3	13,9	7,1
EMELORO	37,3	11,6			0	0	0	0
EE MILAGRO	36,5	7,4			0	0	0	0
EMELRIOS	12	-1,3			0	0	0	0
EMELESAS	29,1	8			0	0	0	0
EE S.DOMINGO	21,1	6,8						
EE RIOBAMBA	15,6	5,4	12,4	3,4	0	0	12,4	3,4
EMELBO	4,4	2,2	0,2	0	0	0	0,2	0
ELEPCOSA	16,6	8,9	7,2	2,4			7,2	2,4
	Ambato	2,3	0,6					
	Mulalo	14,3	8,3	7,2	2,4			7,2
EE SUR	26,6	4,1	2,4	0	10,1	3,3	12,5	3,3
DEMANDA TOTAL	925,8	252,1	51,5	13,6	114,1	7,5	165,6	21,1

PAUTE	346,9	-10
PUCARA	0	0
AGOYAN	119,1	-5
G.ZEVALLOS TV2	71,2	0
G.ZEVALLOS TV3	0	0
G. ZEVALLOS TG4	0	0
ESMERALDAS	129,7	0
S.ROSA	17,5	-3
GUANGOPOLO	30,6	0
GAS PASCUALES	0	0
TRINITARIA	70,8	-1
MEXICO	0	0
ELECTROQUIL - 1	0	0
ELECTROQUIL - 2	0	0
ELECTROQUIL - 3	0	0
ELECTROQUIL - 4	0	0
ENERGYCORP	0	0
HIDRONACION	0	0
EMAAP-Q	10,6	5
MACHALA POWER	0	0
G.INECEL	796,4	-14
G.EMPRESAS	165,6	21,1
G.TOTAL	962	7,1
GEN-DEM =	36,2	-245

2.4 PORCENTAJE DE DEMANDA MÁXIMA PARA DEMANDA MEDIA

EMPRESA	DEMANDA MÁXIMA		DEMANDA MEDIA		PORCENTAJE		
	MW	MVAR	MW	MVAR	(%)MW	(%)MVAR	
EE QUITO	449,4	122,9	363,8	108,3	80,95238095	88,12042311	
	Vicen	130,1	37,9	99,4	31,3	76,4027671	82,58575198
	S.Ale	183	51,1	152	45,5	83,06010929	89,04109589
	S.Ros TRN	46,2	10,9	34,9	11,9	75,54112554	109,1743119
	S.Ros TRP	90,1	23	77,5	19,6	86,01553829	85,2173913
	Guan	0	0	0	0		
	Papall	0	0	0	0		
EMELEC	500,5	140	420,8	134,7	84,07592408	96,21428571	
	Polic	83,2	18,5	75,9	17,6	91,22596154	95,13513514
	Pasc	77	17,2	62,6	18,7	81,2987013	108,7209302
	Salit	259,3	83,7	233,5	84,9	90,05013498	101,4336918
	Salit						
	Trinitaria	81	20,6	48,8	13,5	60,24691358	65,53398058
EMELGUR	135,1	39,2	92,9	32,9	68,76387861	83,92857143	
	D+D	66,9	20,9	47,8	18,3	71,44992526	87,55980861
	Quev	39,9	9,9	23	6,9	57,64411028	69,6969697
	Milag	28,2	9,3	22,1	7,7	78,36879433	82,79569892
	Cedege Pas	0,1	-0,9	0	0	0	0
EE S.ELENA	42,1	8,7	12	3,5	28,50356295	40,22988506	
	S.Elena	31	6,7	5	2,2	16,12903226	32,8358209
	Posor	11,1	2	7	1,3	63,06306306	65
	Cedege Chg	0	0	0	0		
EE AMBATO	59,8	12,7	39	12,6	65,2173913	99,21259843	
	Ambato	14,7	3	8,3	2,8	56,46258503	93,33333333
	Totoras	45,1	9,7	30,7	9,8	68,07095344	101,0309278
EMELNORTE	60,6	11	36,5	12,1	60,2310231	110	
	Ibarra 34.5	15,6	3,9	9,8	4,2	62,82051282	107,6923077
	Ibarra 69	22,3	3	15,1	3,3	67,71300448	110
	Movil 69	11,8	2,4	6,5	2,7	55,08474576	112,5
	Tulcan	10,9	1,7	5,1	1,9	46,78899083	111,7647059
	Int. Colom.						
EMELMANABI	128,6	25,5	80,6	15,4	62,67496112	60,39215686	
C.R.M. SEVERINO	0	0	0	0			
EE CEN.SUR+AZO	110,1	27,5	72,3	25,2	65,66757493	91,63636364	
EMELORO	71,3	23,1	43,4	14	60,86956522	60,60606061	
EE MILAGRO	64,6	16,5	41	11,4	63,46749226	69,09090909	
EMELRIOS	37,5	7,9	25,3	6	67,46666667	75,94936709	
EMELESA	43,3	11,4	30,4	9,3	70,20785219	81,57894737	
EE S.DOMINGO	45,1	12,2	25,9	9,4	57,42793792	77,04918033	
EE RIOBAMBA	34,6	4,6	17,5	5	50,57803468	108,6956522	
EMELBO	10,9	3,6	4,2	2	38,53211009	55,55555556	
ELEPCOSA	34,4	10,1	27,2	12,7	79,06976744	125,7425743	
	Ambato	6,1	2,4	7,8	2,8	127,8688525	116,6666667
	Mulalo	28,3	7,7	19,4	9,9	68,55123675	128,5714286
EE SUR	30,6	5,9	15	0,3	49,01960784	5,084745763	
DEMANDA TOTAL	1858,5	482,8	1347,8	414,8	72,52085015	85,91549296	

2.5 PORCENTAJE DE DEMANDA MÁXIMA PARA DEMANDA MÍNIMA

EMPRESA		DEMANDA MÁXIMA		DEMANDA MÍNIMA		PORCENTAJE	
		MW	MVAR	MW	MVAR	(%)MW	(%)MVAR
EE QUITO		449,4	122,9	186,4	52,6	41,47752559	42,799024
	Vicen	130,1	37,9	42,3	16,1	32,51345119	42,480211
	S.Ale	183	51,1	80,3	15,4	43,87978142	30,136986
	S.Ros TRN	46,2	10,9	11,5	10,4	24,89177489	95,412844
	S.Ros TRP	90,1	23	52,3	10,7	58,04661487	46,521739
	Guan	0	0	0	0		
	Papall	0	0	0	0		
EMELEC		500,5	140	256,2	81,6	51,18881119	58,285714
	Polic	83,2	18,5	41,7	10,7	50,12019231	57,837838
	Pasc	77	17,2	43,8	8,9	56,88311688	51,744186
	Salit	259,3	83,7	125,4	48	48,36097185	57,34767
	Trinitaria	81	20,6	45,3	14	55,92592593	67,961165
EMELGUR		135,1	39,2	81,9	24,3	60,62176166	61,989796
	D+D	66,9	20,9	45	15,7	67,26457399	75,119617
	Quev	39,9	9,9	20,6	4,4	51,62907268	44,444444
	Milag	28,2	9,3	16,3	4,2	57,80141844	45,16129
	Cedege Pas	0,1	-0,9	0	0		0
EE S.ELENA		42,1	8,7	23,7	4,7	56,29453682	54,022989
	S.Elena	31	6,7	17,4	4	56,12903226	59,701493
	Posor	11,1	2	6,3	0,7	56,75675676	35
	Cedege Chg	0	0	0	0		
EE AMBATO		59,8	12,7	23,1	6,7	38,62876254	52,755906
	Ambato	14,7	3	7,1	1,4	48,29931973	46,666667
	Totoras	45,1	9,7	16	5,3	35,4767184	54,639175
EMELNORTE		60,6	11	26,4	3,5	43,56435644	31,818182
	Ibarra 34.5	15,6	3,9	6,8	0,8	43,58974359	20,512821
	Ibarra 69	22,3	3	11	0	49,32735426	0
	Movil 69	11,8	2,4	4,5	1,4	38,13559322	58,333333
	Tulcan	10,9	1,7	4,1	1,3	37,6146789	76,470588
	Int. Colom.						
EMELMANABI		128,6	25,5	73,4	12,8	57,07620529	50,196078
C.R.M. SEVERINO		0	0	0	0		
EE CEN.SUR+AZO		110,1	27,5	55,5	12,8	50,40871935	46,545455
EMELORO		71,3	23,1	37,3	11,6	52,3141655	50,21645
EE MILAGRO		64,6	16,5	36,5	7,4	56,50154799	44,848485
EMELRIOS		37,5	7,9	12	-1,3		32 -16,4557
EMELES		43,3	11,4	29,1	8	67,20554273	70,175439
EE S.DOMINGO		45,1	12,2	21,1	6,8	46,78492239	55,737705
EE RIOBAMBA		34,6	4,6	15,6	5,4	45,0867052	117,3913
EMELBO		10,9	3,6	4,4	2,2	40,36697248	61,111111
ELEPCOSA		34,4	10,1	16,6	8,9	48,25581395	88,118812
	Ambato	6,1	2,4	2,3	0,6	37,70491803	25
	Mulalo	28,3	7,7	14,3	8,3	50,53003534	107,79221
EE SUR		30,6	5,9	26,6	4,1	86,92810458	69,491525
DEMANDA TOTAL		1858,5	482,8	925,8	252,1	49,81436642	52,216239

2.6 PORCENTAJE DE CARGA TOTAL DE CADA EMPRESA POR SUBESTACIÓN

EMPRESA		DEMANDAS 2002				DEMANDAS 2003	
		MW	MVAR	F.P.	Porcentajes	MW	MVAR
EE QUITO		449,4	122,9			487,7	133,374121
	Vicen	130,1	37,9	0,96009087	0,289497107	141,1877392	41,1300178
	S.Ale	183	51,1	0,96315509	0,407209613	198,5961282	55,4549844
	S.Ros TRN	46,2	10,9	0,97327885	0,102803738	50,13738318	11,8289497
	S.Ros TRP	90,1	23	0,96892868	0,200489542	97,77874944	24,9601691
	Guan	0	0				
	Papall	0	0				
EMELEC		500,5	140			517	144,615385
	Polic	83,2	18,5	0,97615945	0,166233766	85,94285714	19,1098901
	Pasc	77	17,2	0,97594789	0,153846154	79,53846154	17,767033
	Salit	259,3	83,7	0,9516498	0,518081918	267,8483516	86,4593407
	Salit						
	Trinitaria	81	20,6	0,96914916	0,161838162	83,67032967	21,2791209
EMELGUR		135,1	39,2			142,4	43,215396
	D+D	66,9	20,9	0,95450536	0,495188749	70,51487787	22,0293116
	Quev	39,9	9,9	0,97057025	0,295336788	42,05595855	10,4349371
	Milag	28,2	9,3	0,94968876	0,208734271	29,72376018	9,80251665
	Cedege Pas	0,1	-0,9	0,11043153	0,000740192	0,105403405	0,94863064
EE S.ELENA		42,1	8,7			44,8	9,25795724
	S.Elena	31	6,7	0,97743176	0,736342043	32,98812352	7,12969121
	Posor	11,1	2	0,98415239	0,263657957	11,81187648	2,12826603
	Cedege Chg	0	0			0	
EE AMBATO		59,8	12,7			61,6	13,0822742
	Ambato	14,7	3	0,97980406	0,245819398	15,14247492	3,090301
	Totoras	45,1	9,7	0,97764352	0,754180602	46,45752508	9,99197324
EMELNORTE		60,6	11			67,7	12,2887789
	Ibarra 34.5	15,6	3,9	0,9701425	0,257425743	17,42772277	4,35693069
	Ibarra 69	22,3	3	0,99107196	0,367986799	24,91270627	3,35148515
	Movil 69	11,8	2,4	0,97993666	0,194719472	13,18250825	2,68118812
	Tulcan	10,9	1,7	0,9880552	0,179867987	12,17706271	1,89917492
	Int. Colom.						
EMELMANABI		128,6	25,5	0,98090205		131,7	26,1146967
C.R.M. SEVERINO		0	0				
EE CEN.SUR+AZO		110,1	27,5	0,97019431		121,7	30,397366
EMELORO		71,3	23,1	0,95131801		74,4	24,1043478
EE MILAGRO		64,6	16,5	0,96889476		70	17,879257
EMELRIOS		37,5	7,9	0,97852209		39,7	8,36346667
EMELES		43,3	11,4	0,9670456		49,1	12,9270208
EE S.DOMINGO		45,1	12,2	0,96530509		50,3	13,6066519
EE RIOBAMBA		34,6	4,6	0,99127787		39	5,1849711
EMELBO		10,9	3,6	0,94955085		11,1	3,66605505
ELEPCOSA		34,4	10,1	0,95949864		40,8	11,9790698
	Ambato	6,1	2,4	0,93056595	0,177325581	7,234883721	2,84651163
	Mulaio	28,3	7,7	0,96492102	0,822674419	33,56511628	9,13255814
EE SUR		30,6	5,9	0,98191478		34,2	6,59411765
DEMANDA TOTAL		1858,5	482,8			1983,2	516,650932

2.7 ZONA DE QUITO

EMPRESA		DEMANDAS 2002				DEMANDAS 2003	
		MW	MVAR	F.P.	Porcentajes	MW	MVAR
EE QUITO		411	113,5			487,7	74,5196
	E.E.Q. Vicentina	84,1	17,8	0,978327	0,204623	99,794574	21,1218
	C CALDERON EEQ	61,5	20,7	0,9477546	0,149635	72,977007	24,563
	C EUG ESPEJO EEQ	26,3	4,3	0,9868963	0,06399	31,208054	5,10246
	C S/E 19 EEQ	64,6	20	0,955266	0,157178	76,655523	23,7324
	C SANTA ROSA EEQ	101,6	28,2	0,9635722	0,247202	120,56039	33,4626
	C SELVA ALEGRE EEQ	72,9	22,5	0,9555236	0,177372	86,504453	26,6989

EMPRESA		DEMANDA MÁXIMA		DEMANDA MEDIA		PORCENTAJE	
		MW	MVAR	MW	MVAR	(%)MW	(%)MVAR
EE QUITO		411	113,5			0	0
	E.E.Q. Vicentina	84,1	17,8	78,5	19,4	93,34126	108,989
	C CALDERON EEQ	61,5	20,7	50,6	22,3	82,276423	107,729
	C EUG ESPEJO EEQ	26,3	4,3	11,3	0,1	42,965779	2,32558
	C S/E 19 EEQ	64,6	20	45,1	14,3	69,814241	71,5
	C SANTA ROSA EEQ	101,6	28,2	82	23,1	80,708661	81,9149
	C SELVA ALEGRE EEQ	72,9	22,5	69,3	19,7	95,061728	87,5556

EMPRESA		DEMANDA MÁXIMA		DEMANDA MINIMA		PORCENTAJE	
		MW	MVAR	MW	MVAR	(%)MW	(%)MVAR
EE QUITO		411	113,5			0	0
	E.E.Q. Vicentina	84,1	17,8	48,5	13,4	57,669441	75,2809
	C CALDERON EEQ	61,5	20,7	26,2	2,4	42,601626	11,5942
	C EUG ESPEJO EEQ	26,3	4,3	11,96	1,82	45,475285	42,3256
	C S/E 19 EEQ	64,6	20	29,11	7,3	45,06192	36,5
	C SANTA ROSA EEQ	101,6	28,2	48,4	16,4	47,637795	58,156
	C SELVA ALEGRE EEQ	72,9	22,5	40,6	14,9	55,69273	66,2222

EMPRESA		DEMANDA MÁXIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MINIMA	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
EE QUITO		487,7	74,519611	399,652944	117,356521	242,983769	66,7116642
	E.E.Q. Vicentina	99,795	21,1218	93,149513	23,02039	57,550973	15,9007
	C CALDERON EEQ	72,977	24,562993	60,042871	26,46158	31,089392	2,84788
	C EUG ESPEJO EEQ	31,208	5,1024574	13,408783	0,118662	14,191951	2,15964
	C S/E 19 EEQ	76,656	23,73236	53,516472	16,96864	34,54245	8,66231
	C SANTA ROSA EEQ	120,56	33,462628	97,302676	27,41088	57,432311	19,4605
	C SELVA ALEGRE EEQ	86,504	26,698905	82,232628	23,37637	48,176691	17,6806

PLAN DE OPERACIÓN DEL MEM - OCTUBRE 2002 - SEPTIEMBRE 2003

2.8 PREVISION DE DEMANDAS MENSUALES DE POTENCIA Y ENERGIA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

Cuadro
No. 1.2

POTENCIA (MW)

E M P R E S A S	oct-02	nov-02	dic-02	ene-03	feb-03	mar-03	abr-03	may-03	jun-03	jul-03	ago-03	sep-03
Ambalo	62,7	60,5	61,8	63,2	62,8	60,8	60,5	63,7	62,7	61,6	59,7	62,1
Bolivar (*)	11,4	11,6	11,8	11,0	11,8	11,6	11,5	12,2	11,1	11,1	11,0	11,2
Regional Centro Sur	107,3	110,1	110,8	105,6	106,2	106,3	107,8	106,5	106,4	106,9	107,7	109,3
Colopaxi	40,9	41,3	41,6	40,6	40,7	42,9	43,7	43,3	43,4	40,8	41,2	41,5
Santo Domingo	48,3	47,7	48,5	48,2	48,2	48,5	49,7	49,8	50,2	50,3	49,8	49,9
Quito	485,9	489,0	498,5	488,0	487,3	489,0	490,4	491,9	489,4	487,7	482,9	499,7
Regional Norte	65,3	65,6	66,0	66,0	66,3	66,5	66,8	67,1	67,4	67,7	68,0	68,3
Los Rios (*)	40,5	41,0	40,8	39,6	38,0	38,1	40,6	42,1	41,1	39,7	39,6	41,0
Regional Sur	35,0	35,4	35,8	34,6	33,5	33,5	33,9	34,6	34,2	34,2	34,6	35,7
El Oro (*)	72,3	73,0	76,6	76,1	77,0	77,5	78,5	78,5	76,3	74,4	73,9	75,1
EMEIGUR	143,1	144,2	147,9	142,0	138,1	139,6	142,9	146,7	144,1	142,4	142,8	147,0
EMELEC	519,0	539,0	553,0	543,0	541,0	536,0	543,0	549,0	544,0	517,0	521,0	534,0
Esmeraldas	47,6	47,8	47,9	48,1	48,3	48,4	48,6	48,8	48,9	49,1	49,3	49,4
Regional Manabi	129,5	130,2	131,5	129,5	128,5	129,1	129,8	130,4	131,1	131,7	132,4	133,1
Milagro (*)	66,5	68,3	70,6	68,5	66,8	67,8	67,8	68,8	68,8	70,0	70,6	72,0
Riobamba	40,2	39,4	39,4	38,9	39,4	39,6	39,9	39,9	39,5	39,0	39,3	40,7
Peninsula Sta. Elena (*)	43,8	46,8	51,4	51,5	57,3	54,4	53,1	46,2	43,7	44,8	44,5	44,7
Azoques	15,6	15,2	15,5	15,0	14,9	15,5	15,3	15,3	15,4	14,8	15,6	15,8
TOTAL S/E Entrega	1974,8	2006,0	2049,2	2009,2	2006,0	2005,1	2023,8	2034,7	2017,6	1983,0	1983,7	2030,1
TOTAL Coincidente (1)	1915,5	1945,8	1987,7	1948,9	1945,8	1944,9	1963,1	1973,6	1957,1	1923,5	1924,2	1969,2
TOTAL Bornes Generador (2)	1995,3	2026,9	2070,5	2030,1	2026,8	2026,0	2044,9	2055,9	2038,6	2003,6	2004,4	2051,3

(1) factor de coincidencia: 0.97

(2) factor de pérdidas : 4.0 %

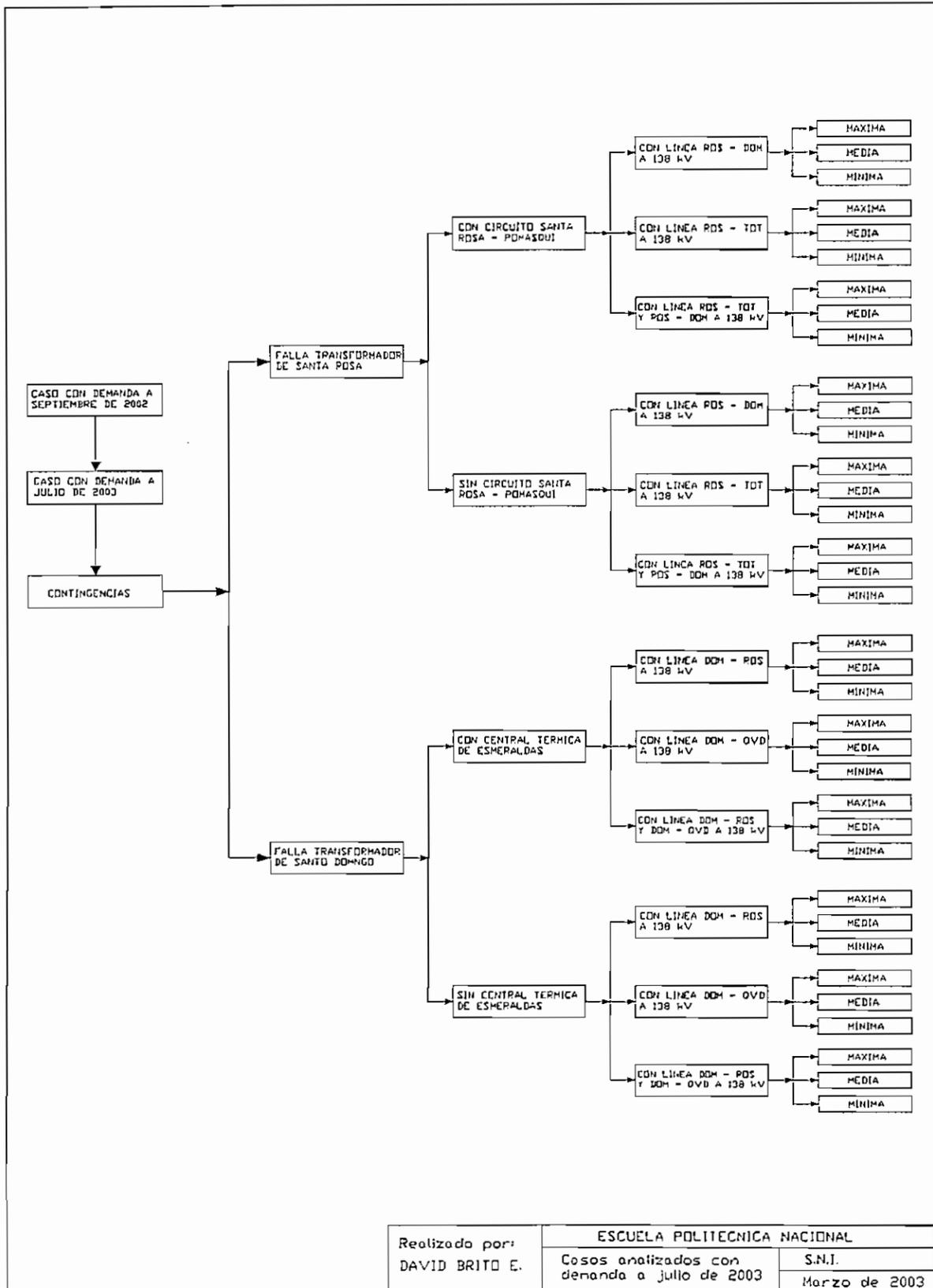
(*) Empresas que no enviaron información

2.9 DEMANDAS MÁXIMA, MEDIA Y MÍNIMA A JULIO DE 2003

EMPRESA		DEMANDA MAXIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MINIMA	
		MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
EE QUITO		487,7	133,3741	394,805	117,53	202,286	57,08282
	Vicen	141,1877	41,13002	107,871	33,9675	45,905	17,47212
	S.Ale	198,5961	55,45498	164,954	49,3777	87,1435	16,71246
	S.Ros TRN	50,13738	11,82895	37,8743	12,9142	12,4801	11,28634
	S.Ros TRP	97,77875	24,96017	84,1049	21,2704	56,7573	11,6119
	Guan						
	Papall						
EMELEC		517	144,6154	434,673	139,141	264,646	84,29011
	Polic	85,94286	19,10989	78,4022	18,1802	43,0747	11,05275
	Pasc	79,53846	17,76703	64,6637	19,3165	45,244	9,193407
	Salit	267,8484	86,45934	241,198	87,6989	129,534	49,58242
	Salit						
	Trinitaria	83,67033	21,27912	50,4088	13,9451	46,7934	14,46154
EMELGUR		142,4	43,2154	97,9198	36,2701	86,3254	26,78914
	D+D	70,51488	22,02931	50,3828	19,2888	47,4315	16,54833
	Quev	42,05596	10,43494	24,2428	7,27283	21,7131	4,63775
	Milag	29,72376	9,802517	23,2942	8,11606	17,1808	4,426943
	Cedege Pas	0,105403	0,948631	0	0	0	0
EE S.ELENA		44,8	9,257957	12,7696	3,72447	25,22	5,001425
	S.Elena	32,98812	7,129691	5,32067	2,34109	18,5159	4,256532
	Posor	11,81188	2,128266	7,44893	1,38337	6,70404	0,744893
	Cedege Chg						
EE AMBATO		61,6	13,08227	40,1739	12,9793	23,7953	6,901672
	Ambato	15,14247	3,090301	8,54983	2,88428	7,31371	1,44214
	Totoras	46,45753	9,991973	31,6241	10,095	16,4816	5,459532
EMELNORTE		67,7	12,28878	40,7764	13,5177	29,4931	3,910066
	Ibarra 34,5	17,42772	4,356931	10,9482	4,69208	7,5967	0,893729
	Ibarra 69	24,91271	3,351485	16,8691	3,68663	12,2888	0
	Movit 69	13,18251	2,681188	7,26155	3,01634	5,02723	1,564026
	Tulcan	12,17706	1,899175	5,69752	2,12261	4,58036	1,45231
	Int. Colom.						
EMELMANABI		131,7	26,1147	82,5429	15,7712	75,1694	13,10855
C.R.M. SEVERINO							
EE CEN.SUR+AZO		121,7	30,39737	79,9174	27,855	61,3474	14,14859
EMELORO		74,4	24,10435	45,287	14,6087	38,9217	12,10435
EE MILAGRO		70	17,87926	44,4272	12,3529	39,5511	8,018576
EMELRIOS		39,7	8,363467	26,7843	6,352	12,704	-1,37627
EMELES		49,1	12,92702	34,4721	10,5457	32,9979	9,071594
EE S.DOMINGO		50,3	13,60665	28,8863	10,4838	23,5328	7,584035
EE RIOBAMBA		39	5,184971	19,7254	5,63584	17,5838	6,086705
EMELBO		11,1	3,666055	4,27706	2,0367	4,48073	2,240367
ELEPCOSA		40,8	11,97907	32,2605	15,0628	19,6884	10,55581
	Ambato	7,234884	2,846512	9,25116	3,32093	2,72791	0,711628
	Mulalo	33,56512	9,132558	23,0093	11,7419	16,9605	9,844186
EE SUR		34,2	6,594118	16,7647	0,33529	29,7294	4,582353
DEMANDA TOTAL		1983,2	516,6509	1438,23	443,883	987,919	269,7757

ANEXO 3

3.1 ESQUEMA



Realizado por:
DAVID BRITO E.

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

Casos analizados con
demanda a julio de 2003

S.N.I.

Marzo de 2003

3.2 FALLA DEL TRASFOMADOR DE SANTA ROSA

3.2.1 DISPONIBILIDAD DEL CIRCUITO SANTA ROSA - POMASQUI

3.2.1.1 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santa Rosa - Santo Domingo de 230 kV a 138 kV

3.2.1.1.1 *Demanda máxima: Red 230, Quito*

3.2.1.1.2 *Demanda media: Red 230, Quito*

3.2.1.1.3 *Demanda mínima: Red 230, Quito*

3.2.1.2 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santa Rosa - Totoras de 230 kV a 138 kV

3.2.1.2.1 *Demanda máxima: Red 230, Quito, Sta. Rosa Tot*

3.2.1.2.2 *Demanda media: Red 230, Quito, Sta. Rosa Toto*

3.2.1.2.3 *Demanda mínima: Red 230, Quito, Sta. Rosa Toto*

3.2.1.3 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santa Rosa - Santo Domingo y Santa Rosa - Totoras de 230 kV a 138 kV

3.2.1.3.1 *Demanda máxima: Red 230, Quito*

3.2.1.3.2 *Demanda media: Red 230, Quito*

3.2.1.3.3 *Demanda mínima: Red 230, Quito*

3.2.2 INDISPONIBILIDAD DEL CIRCUITO SANTA ROSA - POMASQUI

3.2.2.1 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santa Rosa - Santo Domingo de 230 kV a 138 kV

3.2.2.1.1 *Demanda máxima: Red 230, Quito*

3.2.2.1.2 *Demanda media: Red 230, Quito*

3.2.2.1.3 *Demanda mínima: Red 230, Quito*

3.2.2.2 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santa Rosa - Totoras de 230 kV a 138 kV

3.2.2.2.1 *Demanda máxima: Red 230, Quito, Sta. Rosa Tot*

3.2.2.2.2 *Demanda media: Red 230, Quito, Sta. Rosa Tot*

3.2.2.2.3 *Demanda mínima: Red 230, Quito, Sta. Rosa Tot*

3.2.2.3 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santa Rosa - Santo Domingo y Santa Rosa - Totoras de 230 kV a 138 kV

3.2.2.3.1 *Demanda máxima: Red 230, Quito*

3.2.2.3.2 *Demanda media: Red 230, Quito*

3.2.2.3.3 *Demanda mínima: Red 230, Quito*

3.3 FALLA DEL TRASFORMADOR DE SANTO DOMINGO

3.3.1 DISPONIBILIDAD DE LA CENTRAL TÉRMICA DE ESMERALDAS

3.3.1.1 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santo Domingo - Santa Rosa de 230 kV a 138 kV

3.3.1.1.1 *Demanda máxima: Red 230, Sto. Dom Quevedo*

3.3.1.1.2 *Demanda media: Red 230, Sto. Dom Quevedo*

3.3.1.1.3 *Demanda mínima: Red 230, Sto. Dom Quevedo*

3.3.1.2 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santo Domingo - Quevedo de 230 kV a 138 kV

3.3.1.2.1 *Demanda máxima: Red 230, Sto. Dom Quevedo*

3.3.1.2.2 *Demanda media: Red 230, Sto. Dom Quevedo*

3.3.1.2.3 *Demanda mínima: Red 230, Sto. Dom Quevedo*

3.3.1.3 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santo Domingo - Santa Rosa y Santo Domingo - Quevedo de 230 kV a 138 kV

3.3.1.3.1 *Demanda máxima: Red 230, Sto. Dom Quevedo*

3.3.1.3.2 *Demanda media: Red 230, Sto. Dom Quevedo*

3.3.1.3.3 *Demanda mínima: Red 230, Sto. Dom Quevedo*

3.3.2 INDISPONIBILIDAD DE LA CENTRAL TÉRMICA DE ESMERALDAS

3.3.2.1 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santo Domingo - Santa Rosa de 230 kV a 138 kV

3.3.2.1.1 *Demanda máxima: Red 230, Sto. Dom Quevedo*

3.3.2.1.2 *Demanda media: Red 230, Sto. Dom Quevedo*

3.3.2.1.3 *Demanda mínima: Red 230, Sto. Dom Quevedo*

3.3.2.2 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santo Domingo - Quevedo de 230 kV a 138 kV

3.3.2.2.1 *Demanda máxima: Red 230, Sto. Dom Quevedo*

3.3.2.2.2 *Demanda media: Red 230, Sto. Dom Quevedo*

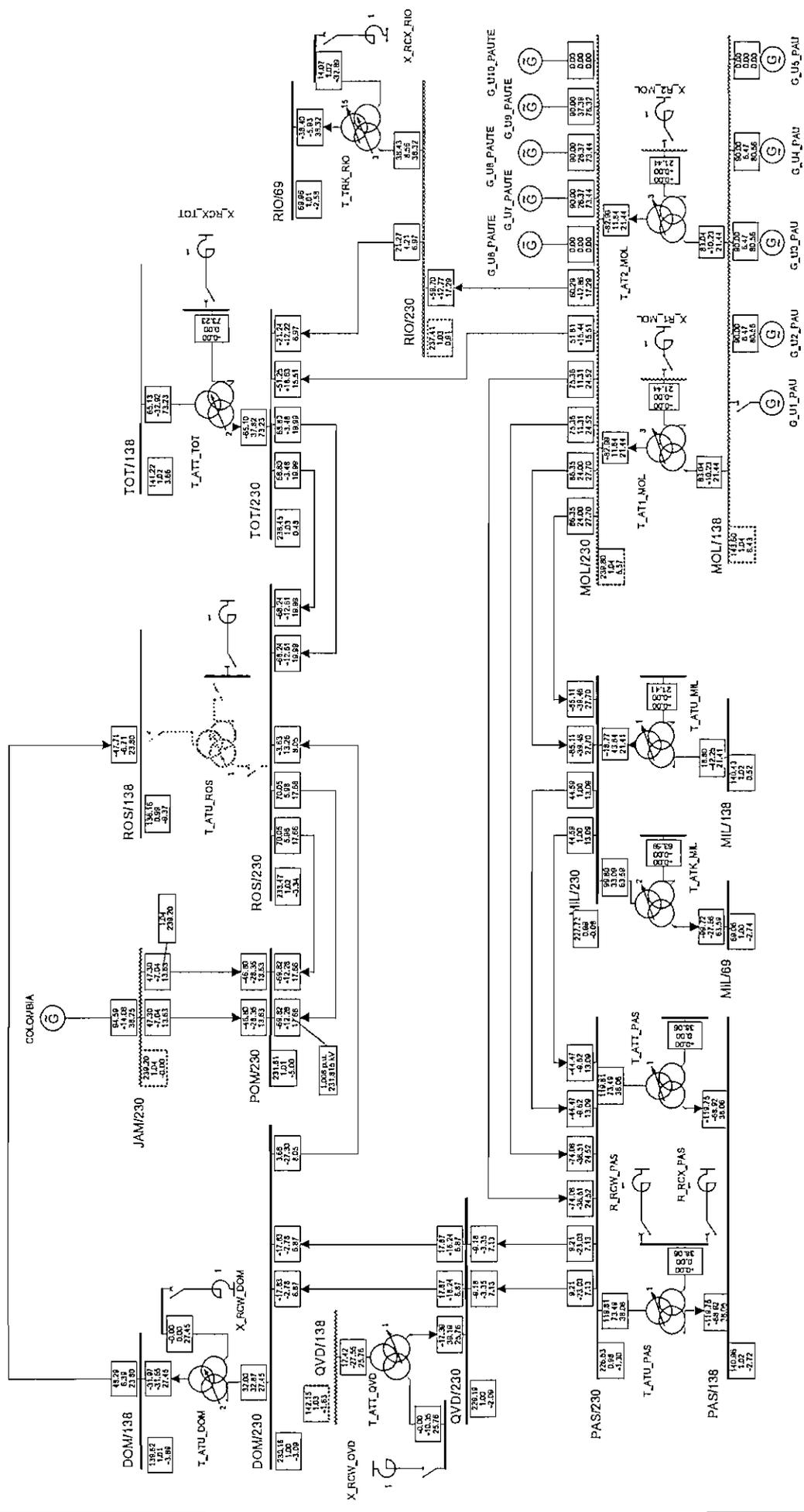
3.3.2.2.3 *Demanda mínima: Red 230, Sto. Dom Quevedo*

3.3.2.3 Cambio topológico del circuito dos de la línea Santo Domingo - Santa Rosa y Santo Domingo - Quevedo de 230 kV a 138 kV

3.3.2.3.1 *Demanda máxima: Red 230, Sto. Dom Quevedo*

3.3.2.3.2 *Demanda media: Red 230, Sto. Dom Quevedo*

3.3.2.3.3 *Demanda mínima: Red 230, Sto. Dom Quevedo*



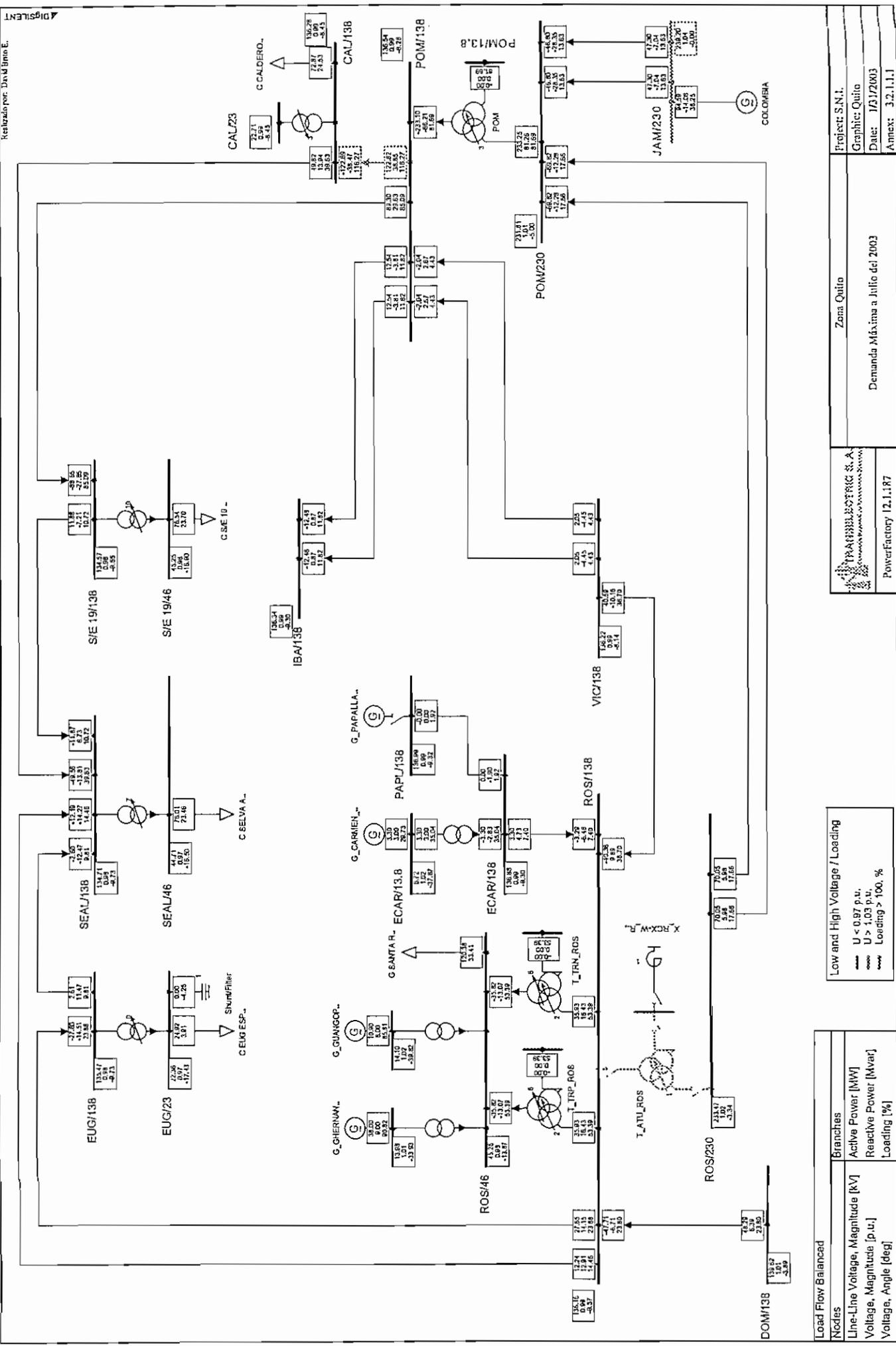
Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
U _i Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u _i Magnitude [pu]	Reactive Power [Mvar]
U _i Angle [deg]	Loading [%]

Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

TRANSENERGIA S. A.
 PowerFactory 12.1.194

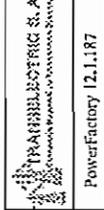
Anillo 230 kV
 Demanda Máxima a Julio del 2003

Project: S. N. I.
 Graphic: Red 230
 Date: 4/15/2003
 Annex: 3.2.1.1.1



Project: S.N.I.
Graphic: Quito
Date: 1/3/2003
Annex: 3.2.1.1.1

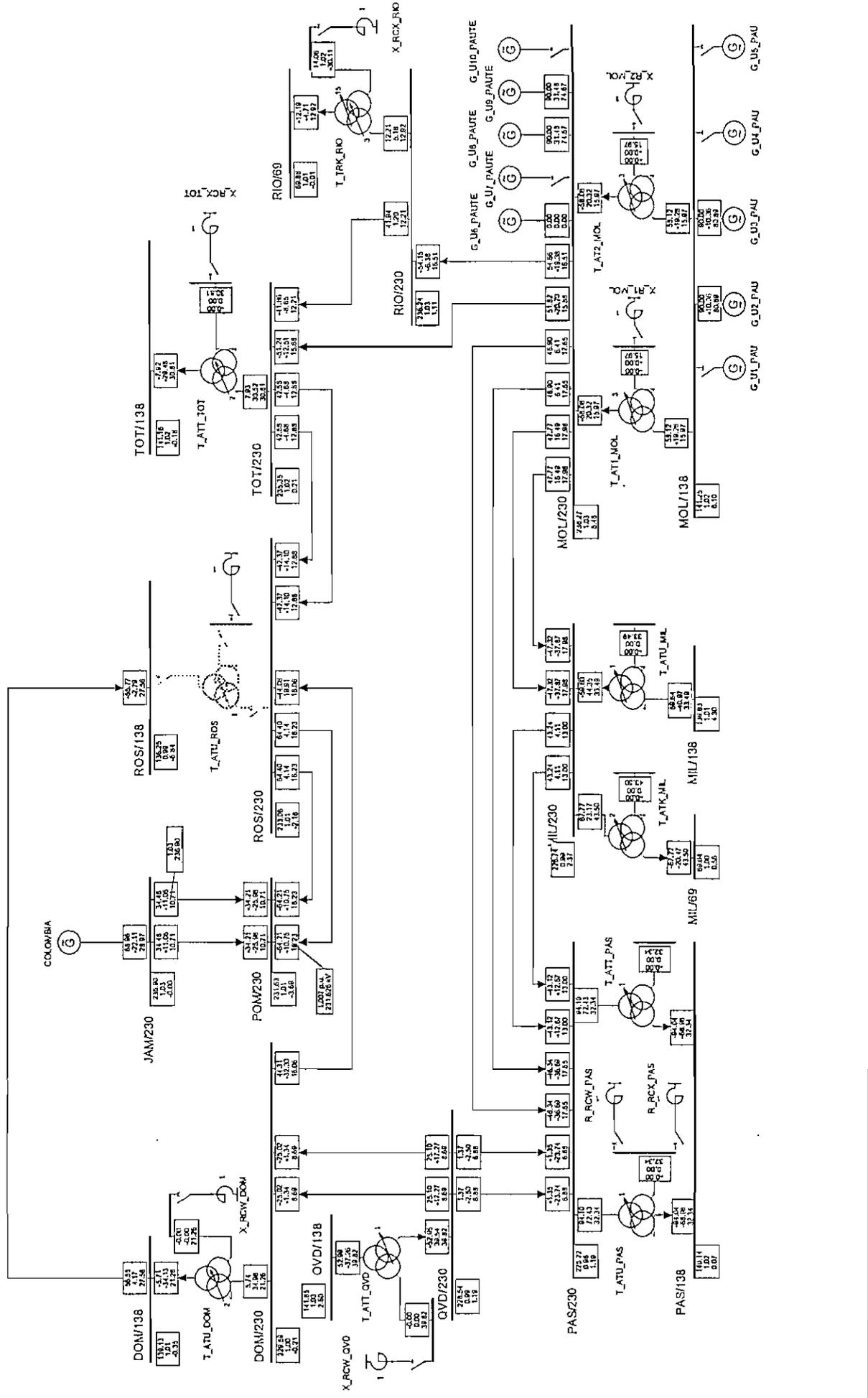
Zona Quito
Demanda Máxima a Julio del 2003



PowerFactory 12.1.1.87

Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

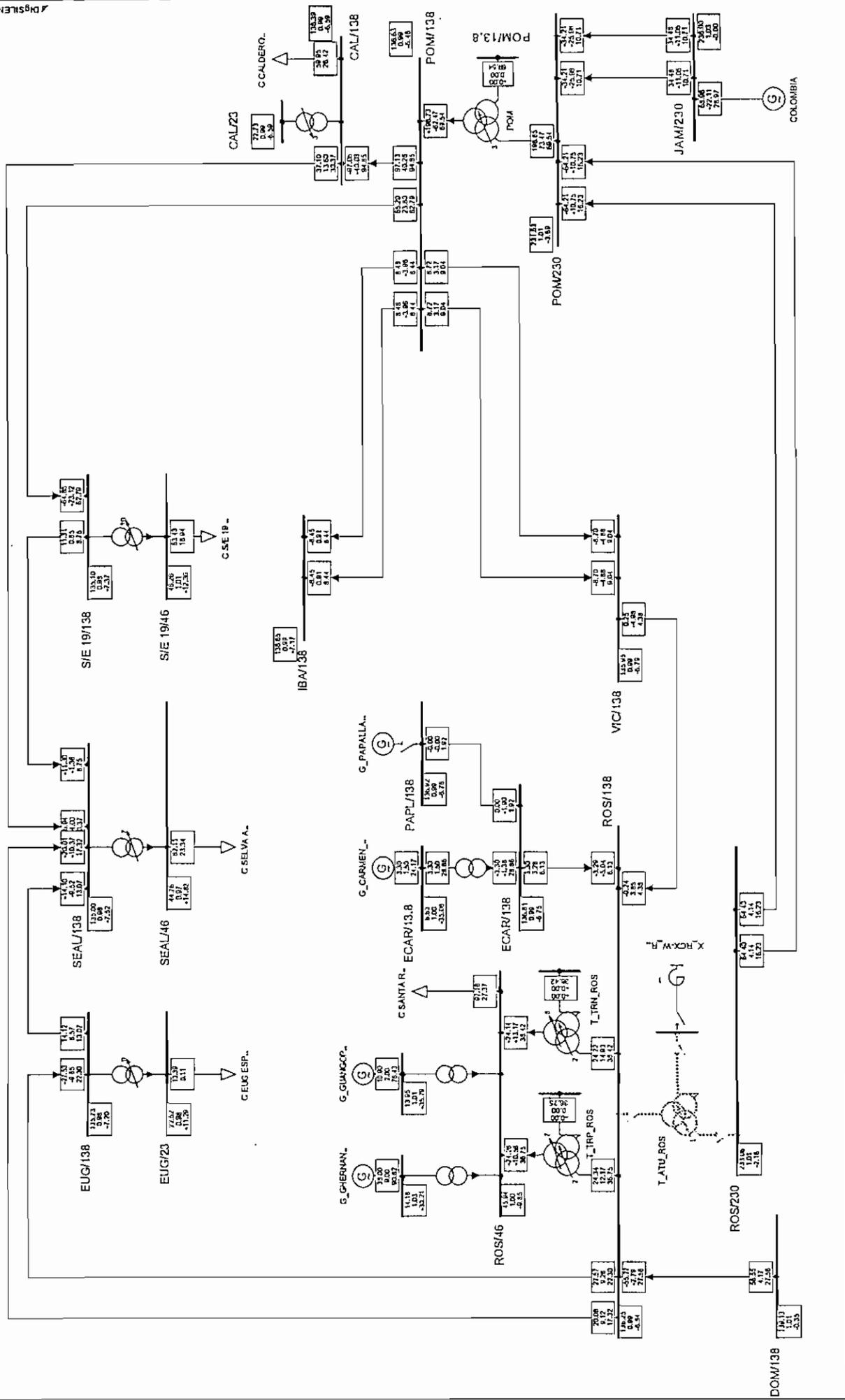
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg.]	Loading [%]



Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

Nodes	Branches
U _i Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u _i Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
U _i Angle [deg]	Loading [%]

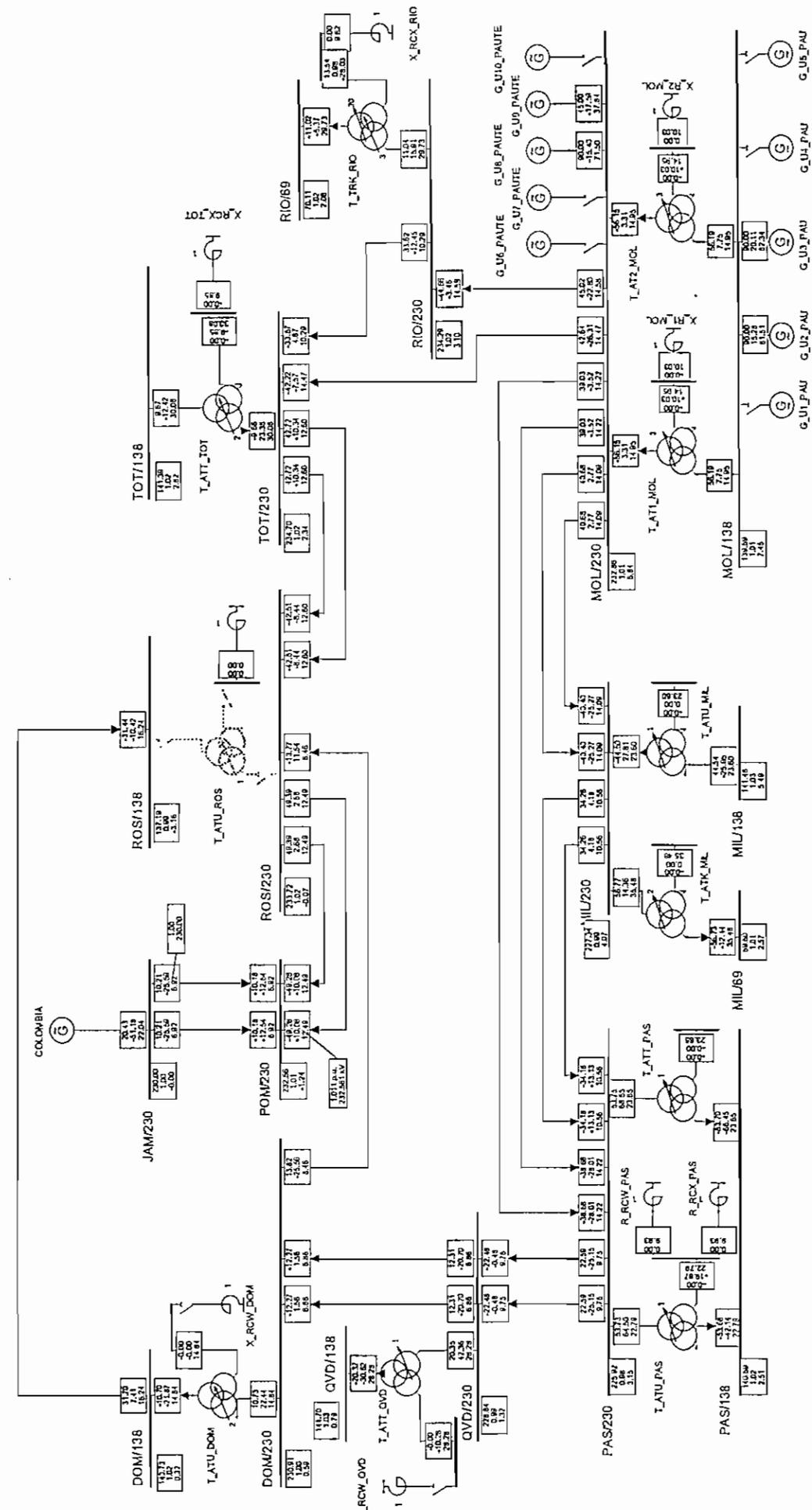
PowerFactory [2.1.19.4]		Demanda Metéa a Julio del 2003	
TRANSELECCIÓN S. A.		Anillo 230 kV	
Proyecto de Subestación de 230 kV		Project: S. N. I.	
Calle 100 No. 100-100		Graphic: Ref 230	
Bogotá, Colombia		Date: -4/15/2003	
		Amend: 3.2.1.1.2	



Load Flow Balanced		Branches	
Nodes	Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]
	Voltage, Magnitude [p.u.]		Loading [%]
	Voltage, Angle [deg]		

Low and High Voltage / Loading	
—	U < 0.97 p.u.
—	U > 1.03 p.u.
---	Loading > 100. %

Project S.N.I.	Zona Orito
Graphic: Orito	
Date: 29/2/003	Demanda Media n Julio del 2003
Annex: 3.2.1.1.2	

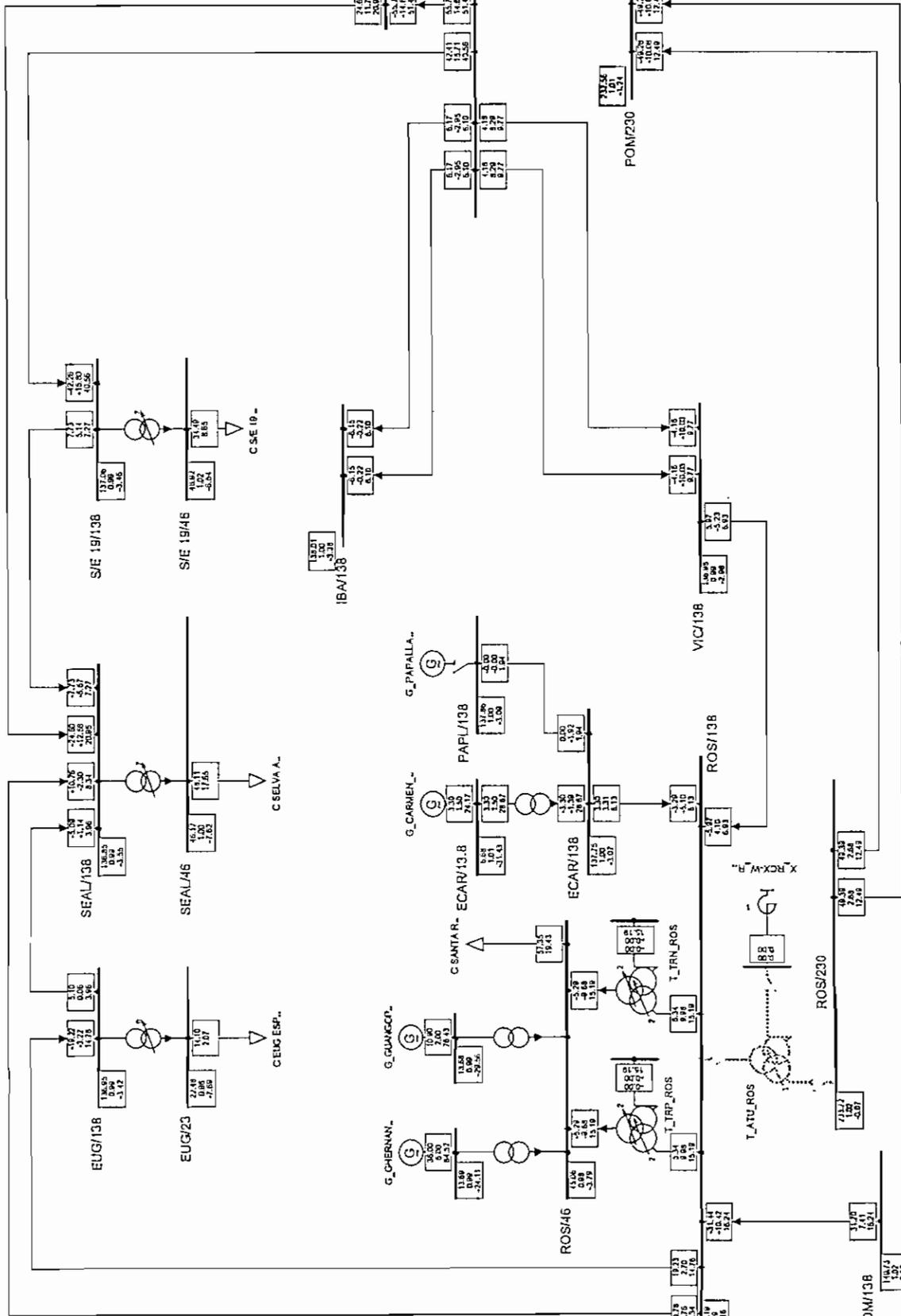


Project S. N. I.	Amillo 230 kV
Graphic: Red 230	Demanda Nímina a título del 2003
Date: 4/15/2003	
Annex: 3.2.1.1.3	

TRANSGENERACIÓN S.A.	Power Factory 12.1.194
----------------------	------------------------

Low and High Voltage / Loading
U, Magnitude [kV]
U, Magnitude [p.u.]
U, Angle [deg]
Active Power [MW]
Reactive Power [Mvar]
Loading [%]

Load Flow Balanced
Branches
Nodes
U, Magnitude [kV]
U, Magnitude [p.u.]
U, Angle [deg]
Active Power [MW]
Reactive Power [Mvar]
Loading [%]



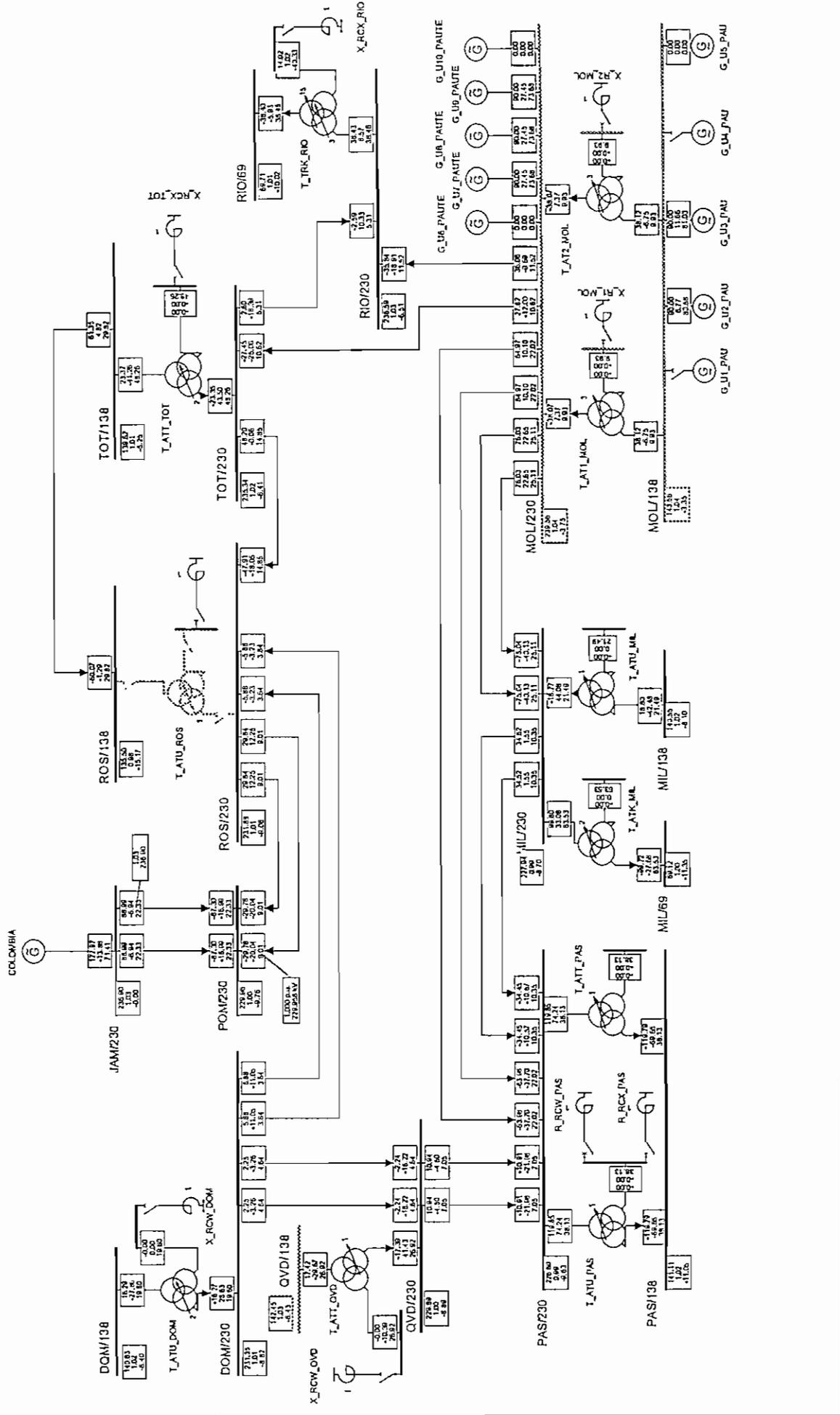
Project: S.N.I.
Graphic: Quito
Date: 24/2/2003
Annex: 3.2.1.1.3

Zema Quito
 Demanda Mínima a Julio del 2003

TRANSENERGIA S.A. Avenida Bolívar y Guano, Quito Telf: 2251 851 Fax: 2251 851
PowerFactory 12.1.187

Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude (kV)	Active Power (MW)
Voltage, Magnitude (p.u.)	Reactive Power (Mvar)
Voltage, Angle (degl)	Loading (%)

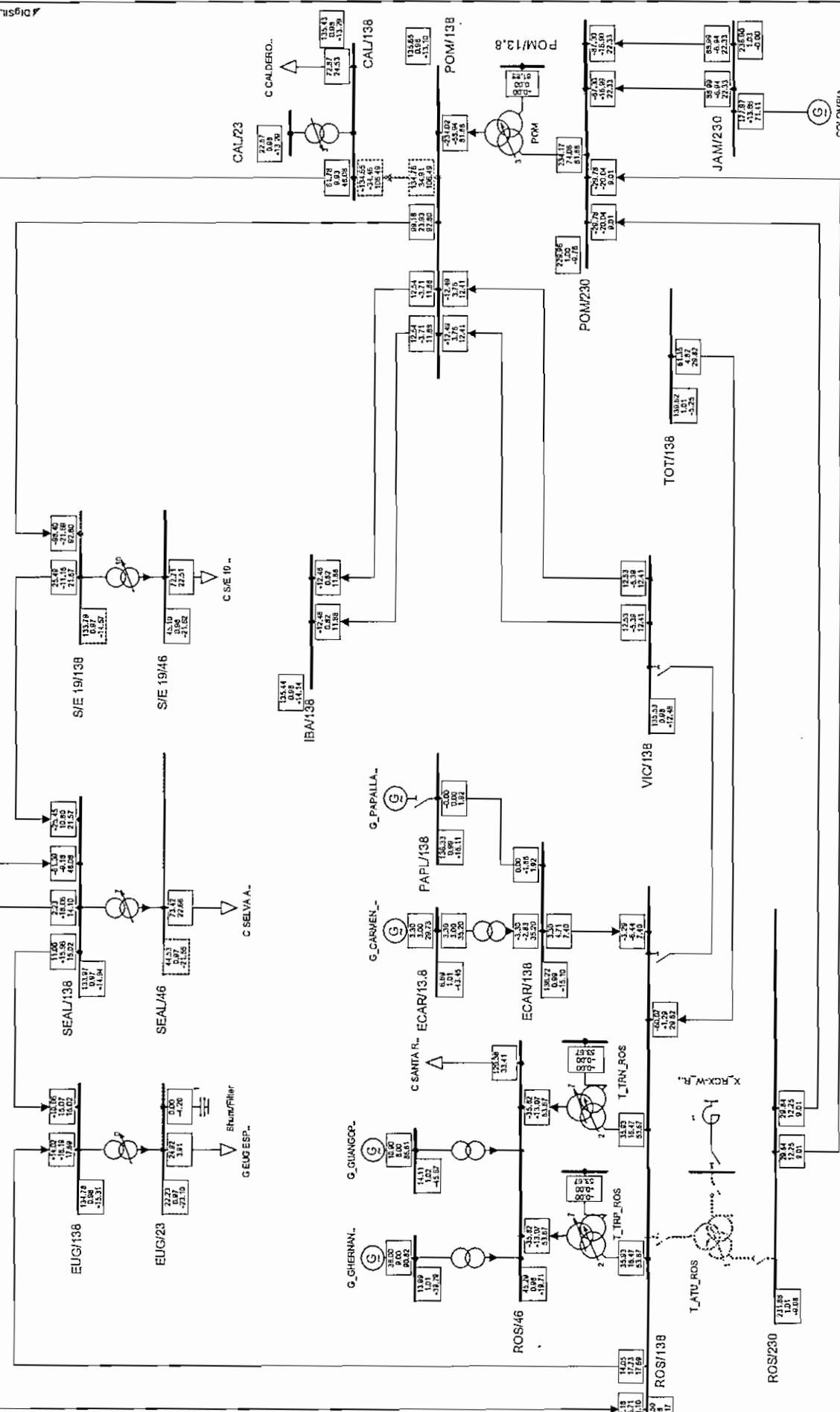


COLOMBIA

Low and High Voltage / Loading
 U < 0.07 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

Nodes	Branches
U, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [MVar]
U, Angle [deg]	Loading [%]

PowerFactory 12.1.194	Demanda Máxima a Julio del 2003
TRANSENERGIA S.A.	Anillo 230 kV
Project: S. N. 1.	Graphic: Red 230
Date: 4/15/2003	Annex: 3.2.1.2.1

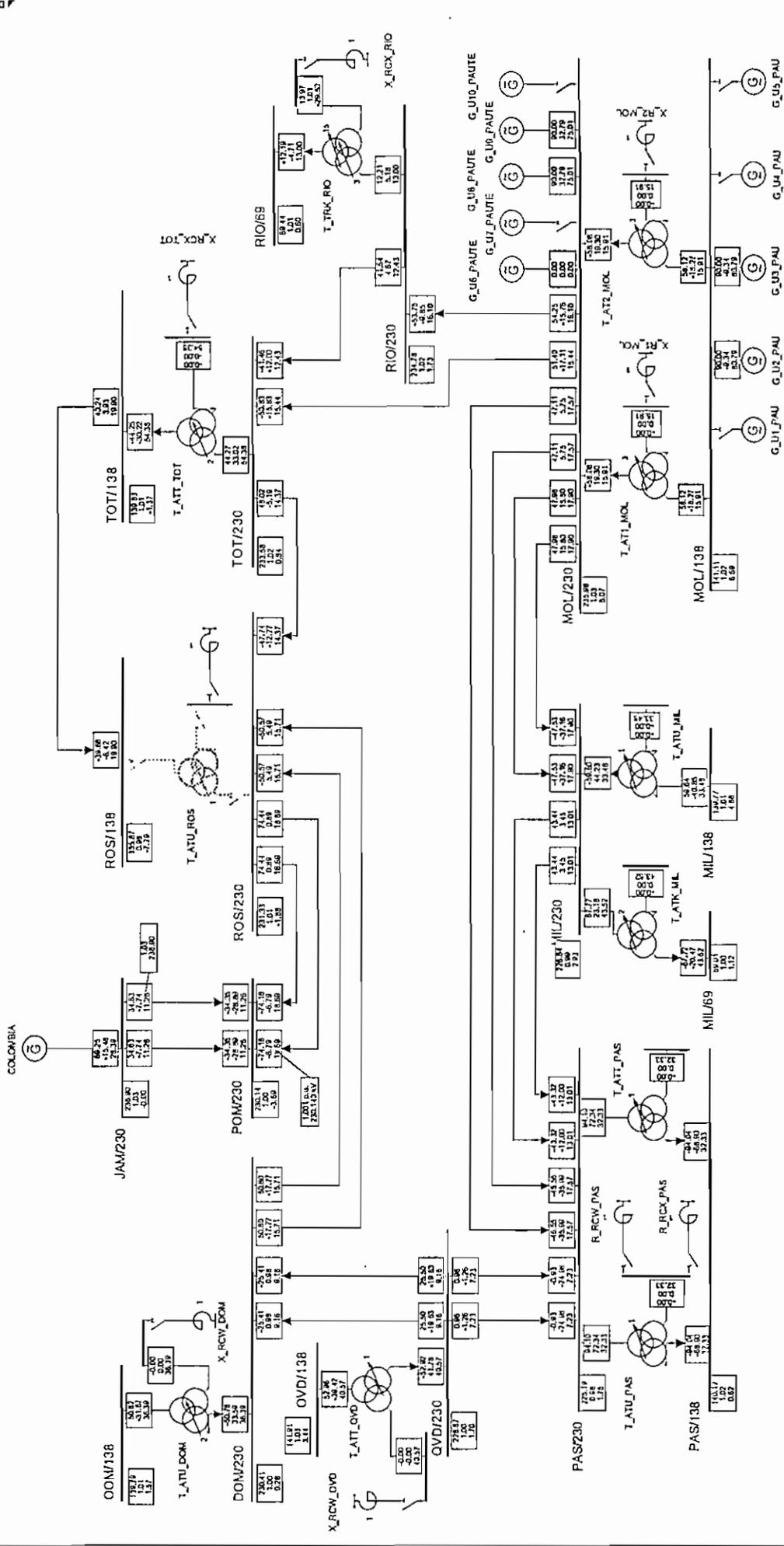


Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [MVar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

PowerFactory 12.1.187
 TRANSENERGIA S.A.
 Demanda Máxima a Julio del 2003

Zona Quito
 Project: S.N.I.
 Graphics: Quito
 Date: 30/1/2003
 Annex: 3.2.1.2.1



Load Flow/Balanced

Nodes	Branches
U1, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
U, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [MVar]
U, Angle [deg]	Loading [%]

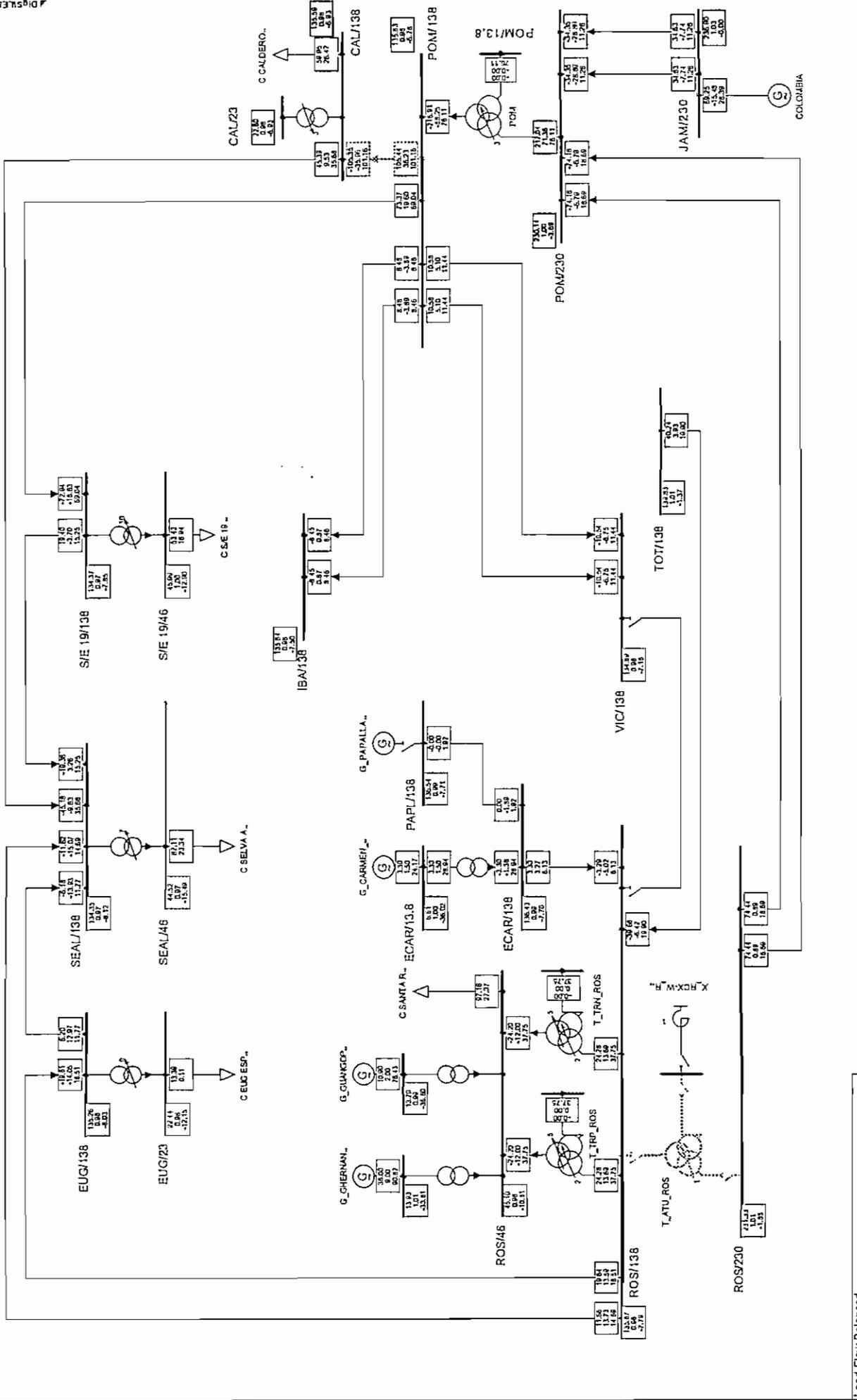
Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100, %

TRANSELETRIC S. A.
 www.transeletric.com

Powerfactory 12.1.194

Anillo 230 kV
 Dormanda, Media a Julio del 2003

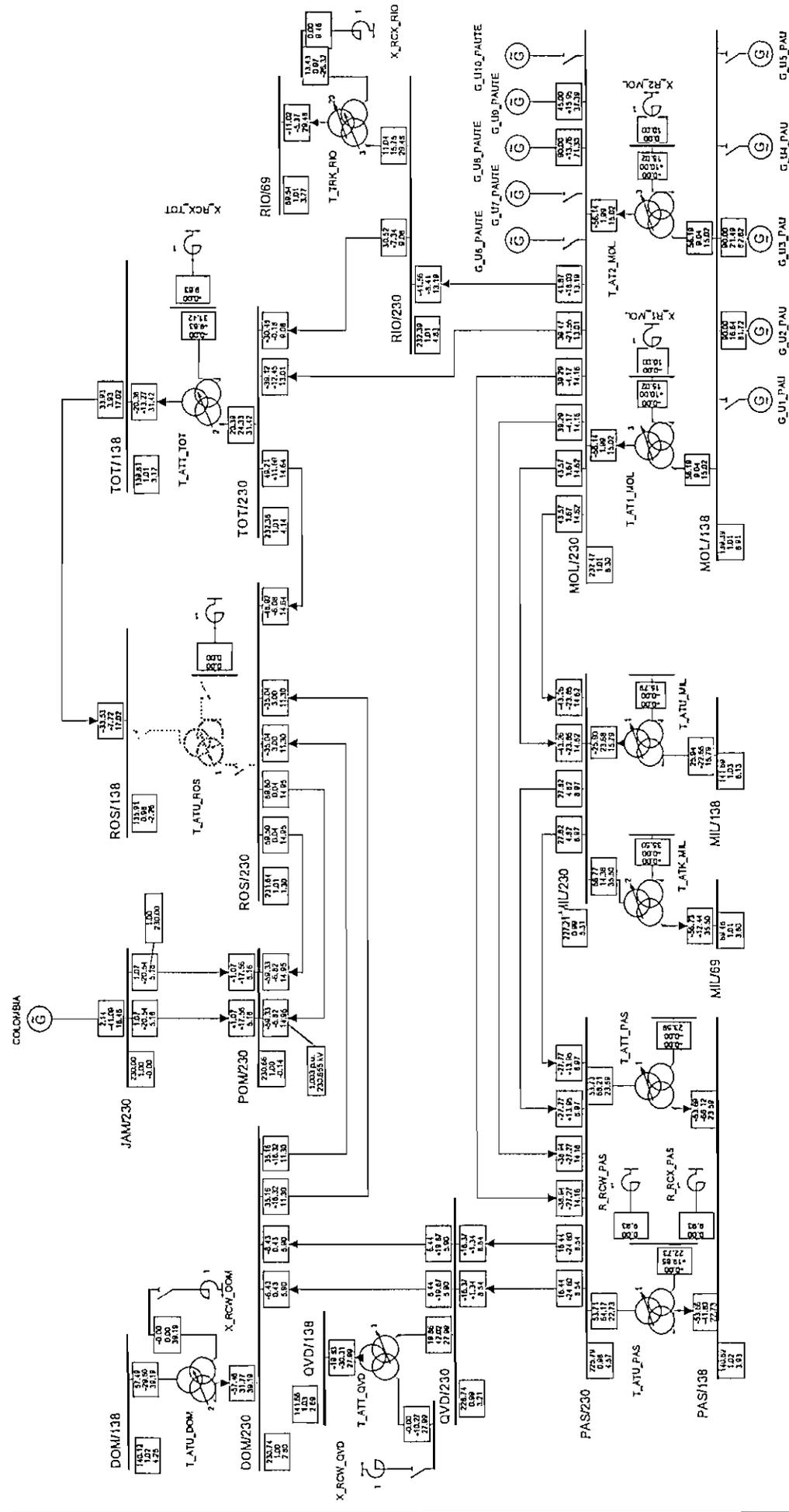
Project: S. N. I.
 Graphic: Red 230
 Date: 4/15/2003
 Annex: 3.2.1.2.2



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

Low and High Voltage / Loading	
—	U < 0.97 p.u.
—	U > 1.03 p.u.
—	Loading > 100, %

Project: S.N.I.	Zona Quito
Graphic: Quito	Demanda Media a Julio del 2003
Date: 3/31/2003	PowerFactory 12.1.1.87
Amex: 3.2.1.2.2	



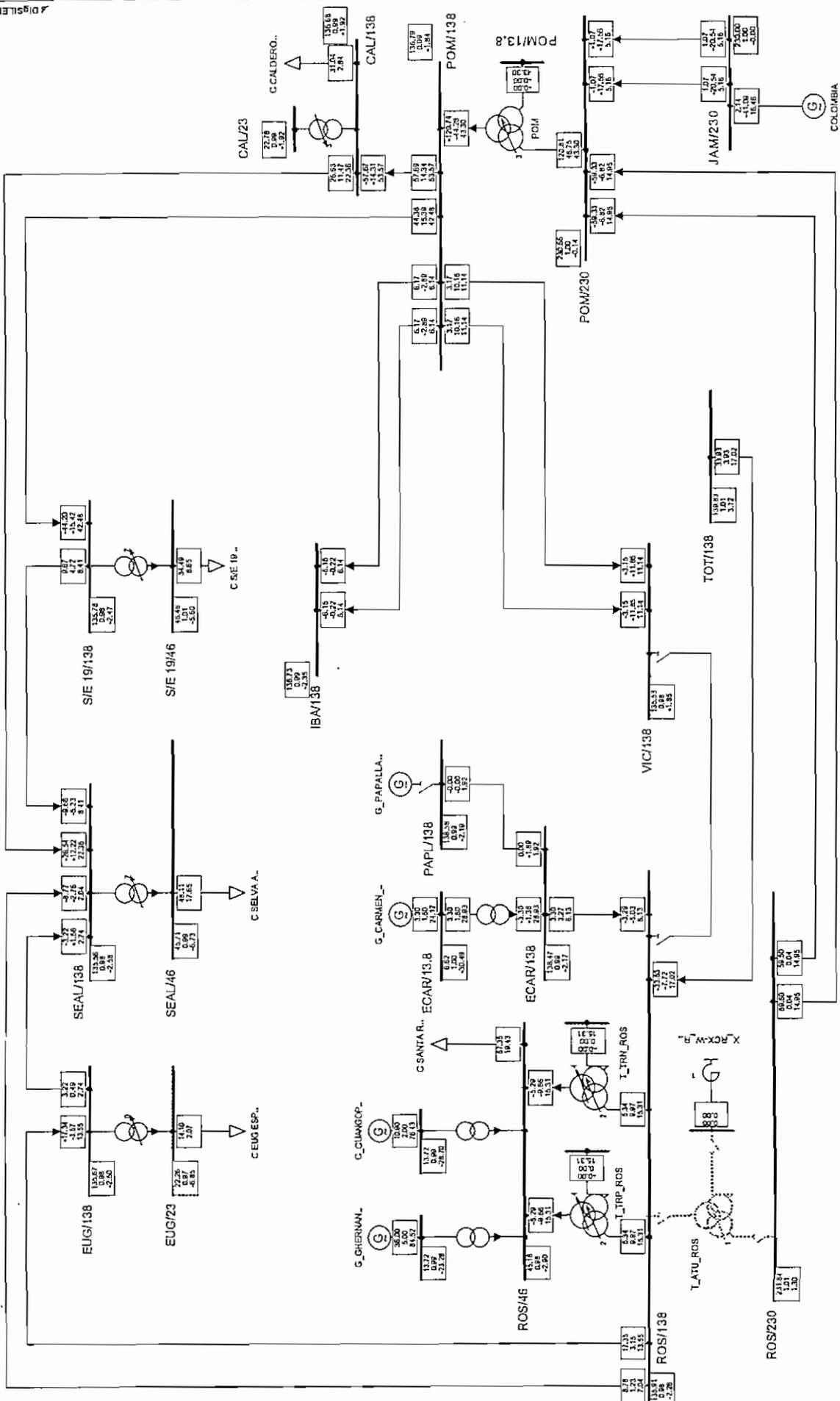
Local Flow Balanced	
Nodes	Branches
U _i Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u _r Magnitude [p.u.]	Reactive Power [MVar]
U _r Angle [deg]	Loading [%]

Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

Project: S. N. I.	Anilillo 230 kV
Graphics: Red 230	
Date: 4/15/2003	
Annex: 3.2.1.2.3	

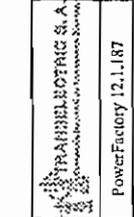
Demanda Mínima a Início de 2003
 PowerFactory 12.1.194

TRANSELECÇÕES S. A.	
Sociedade Anônima de Investimentos e Serviços	
Rua da Indústria, 100 - Jd. São José - São Paulo - SP	
Fones: (11) 5082-1000	
Fax: (11) 5082-1001	
E-mail: transelec@transelec.com.br	



Project: S.N.1.
Graphic: Quito
Date: 3/31/2003
Annex: 3.2.1.2.3

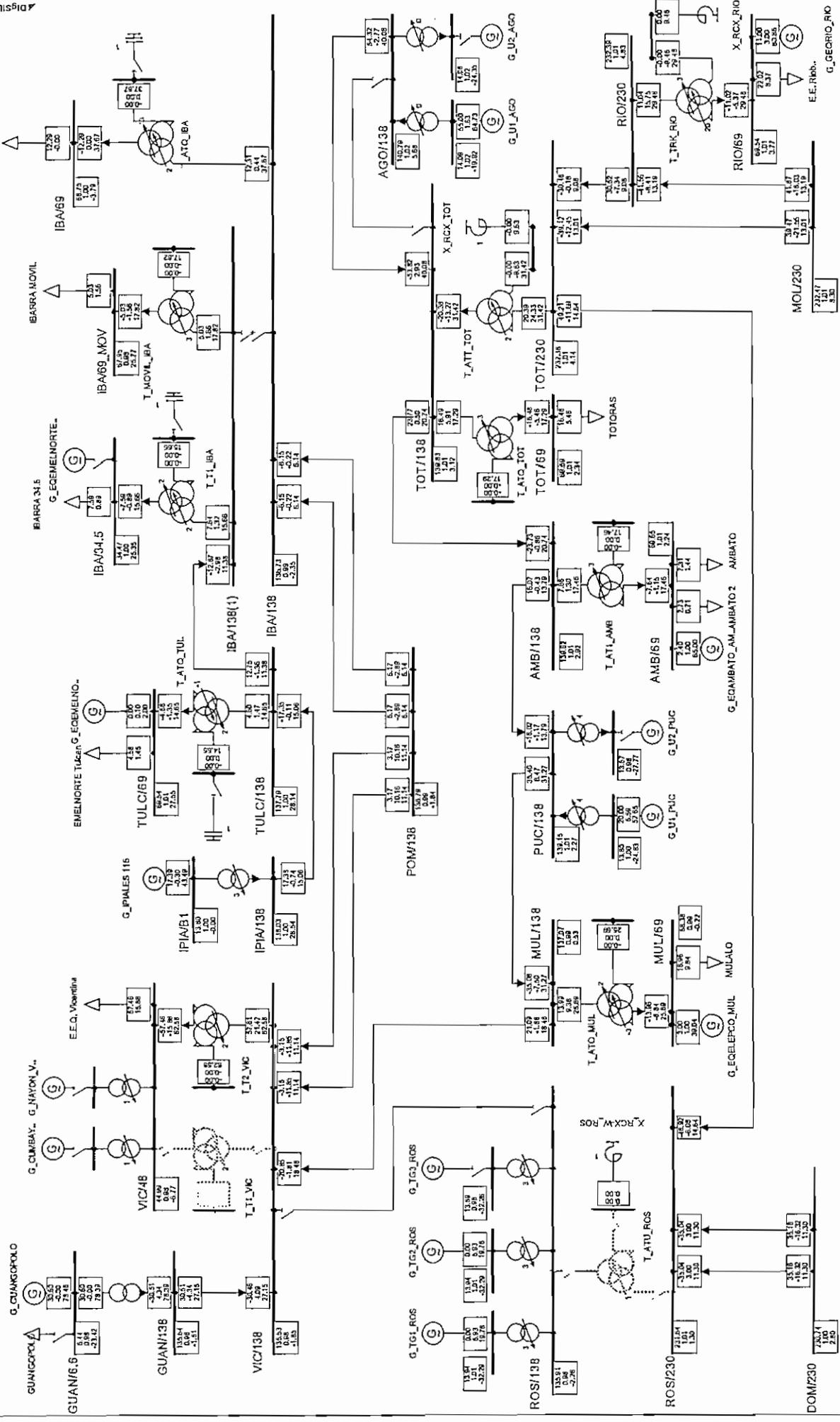
Zona Quito
Demanda Mínima a Julio del 2003



Load Flow Balanced
Nodes
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]
Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]
Reactive Power [Mvar]
Loading [%]

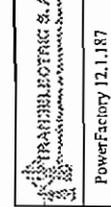
Low and High Voltage / Loading
U < 0.97 p.u.
U > 1.03 p.u.
Loading > 100. %

Branches
Active Power [MW]
Reactive Power [Mvar]
Loading [%]



Project: S. N. I.
 Graphical: Zona Santa Rosa -
 Date: 3/31/2003
 Annex: 3.2.1.2.3

Zona Santa Rosa - Totonas
 Demanda Mínima a Julio del 2003
 PowerFactory 12.1.187



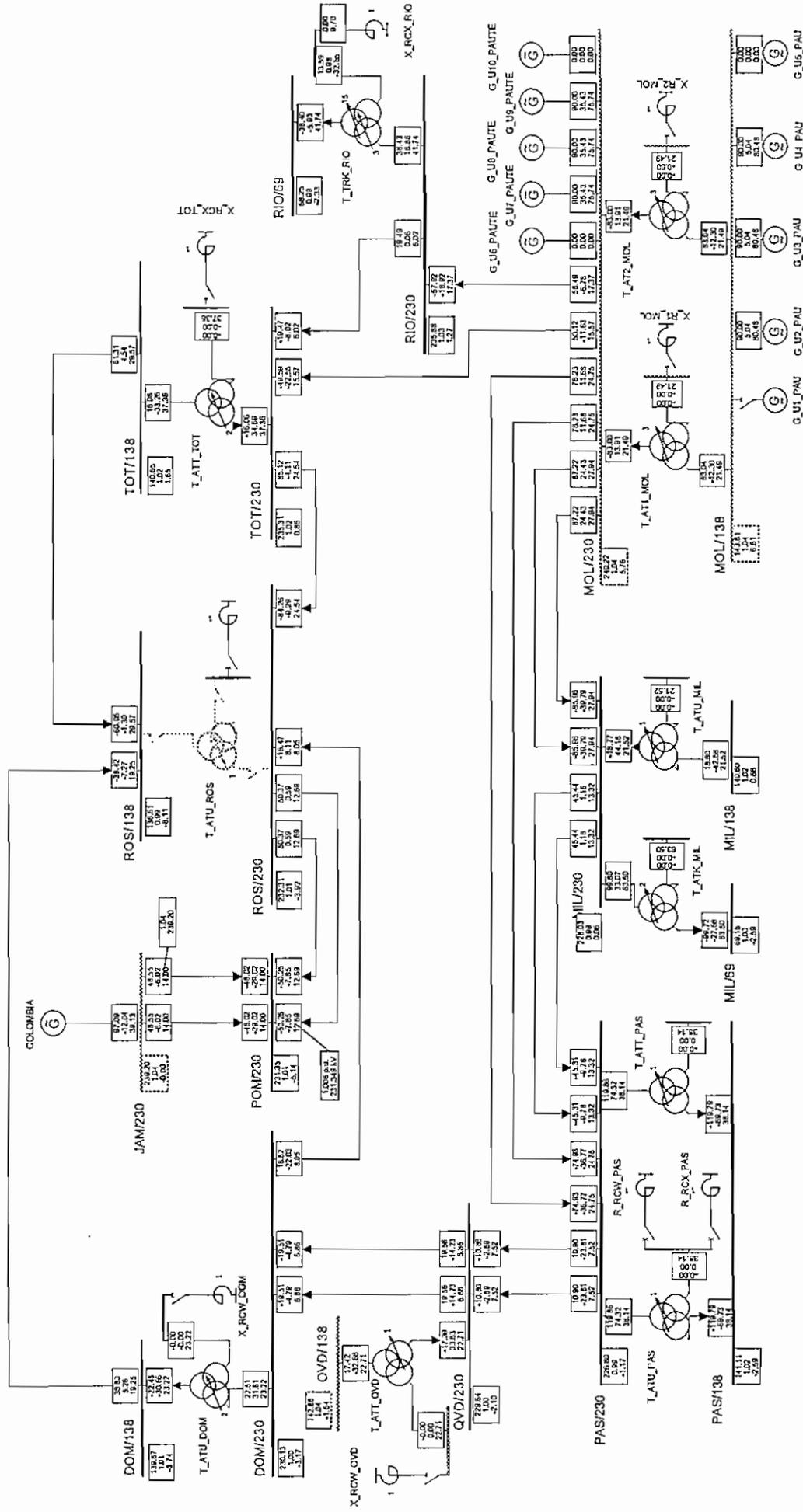
Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100, %

Nodes

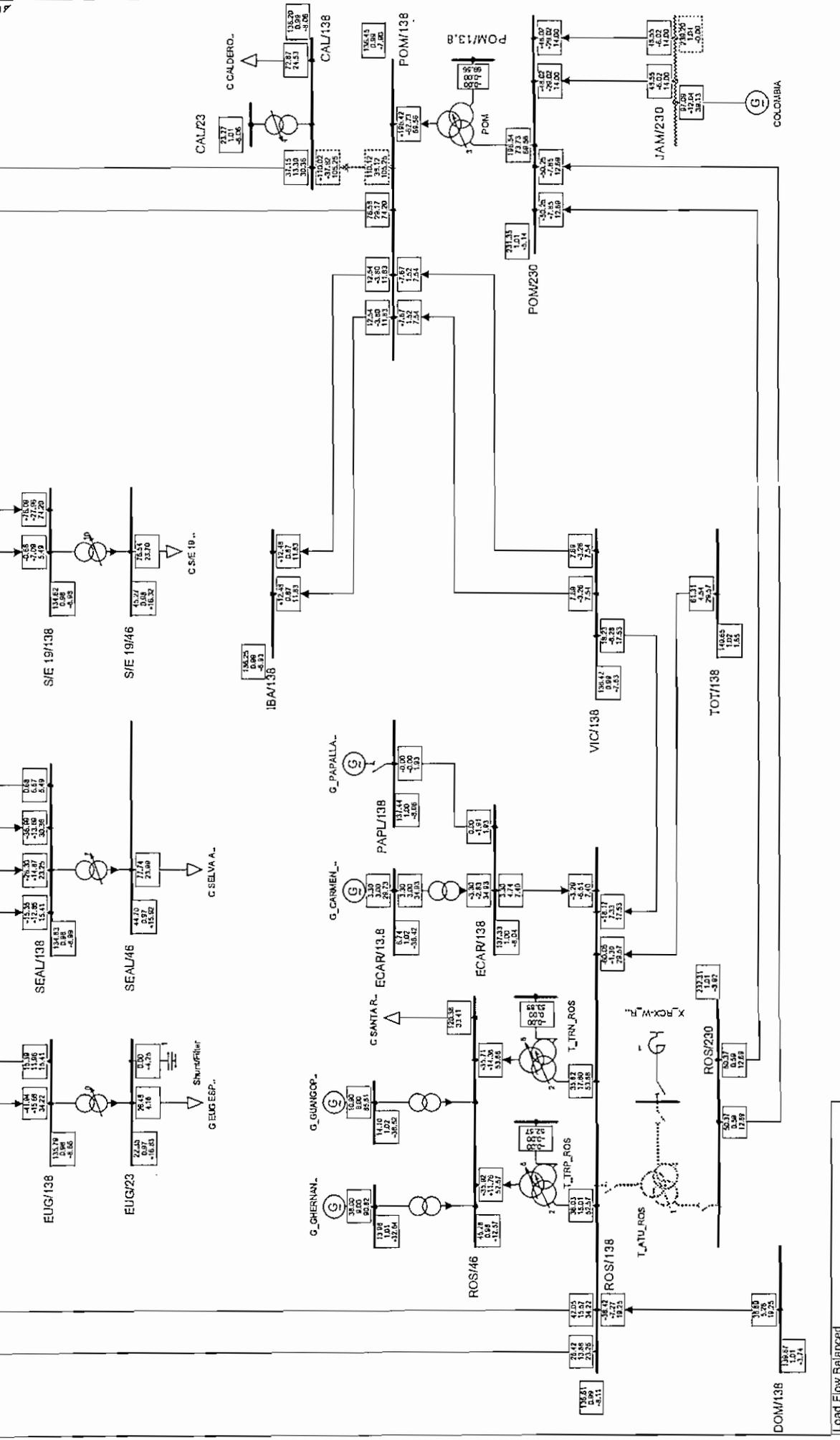
Branches	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Maximum Loading [%]
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]			
Voltage, Magnitude [p.u.]			
Voltage, Angle [deg]			

Load Flow Balanced

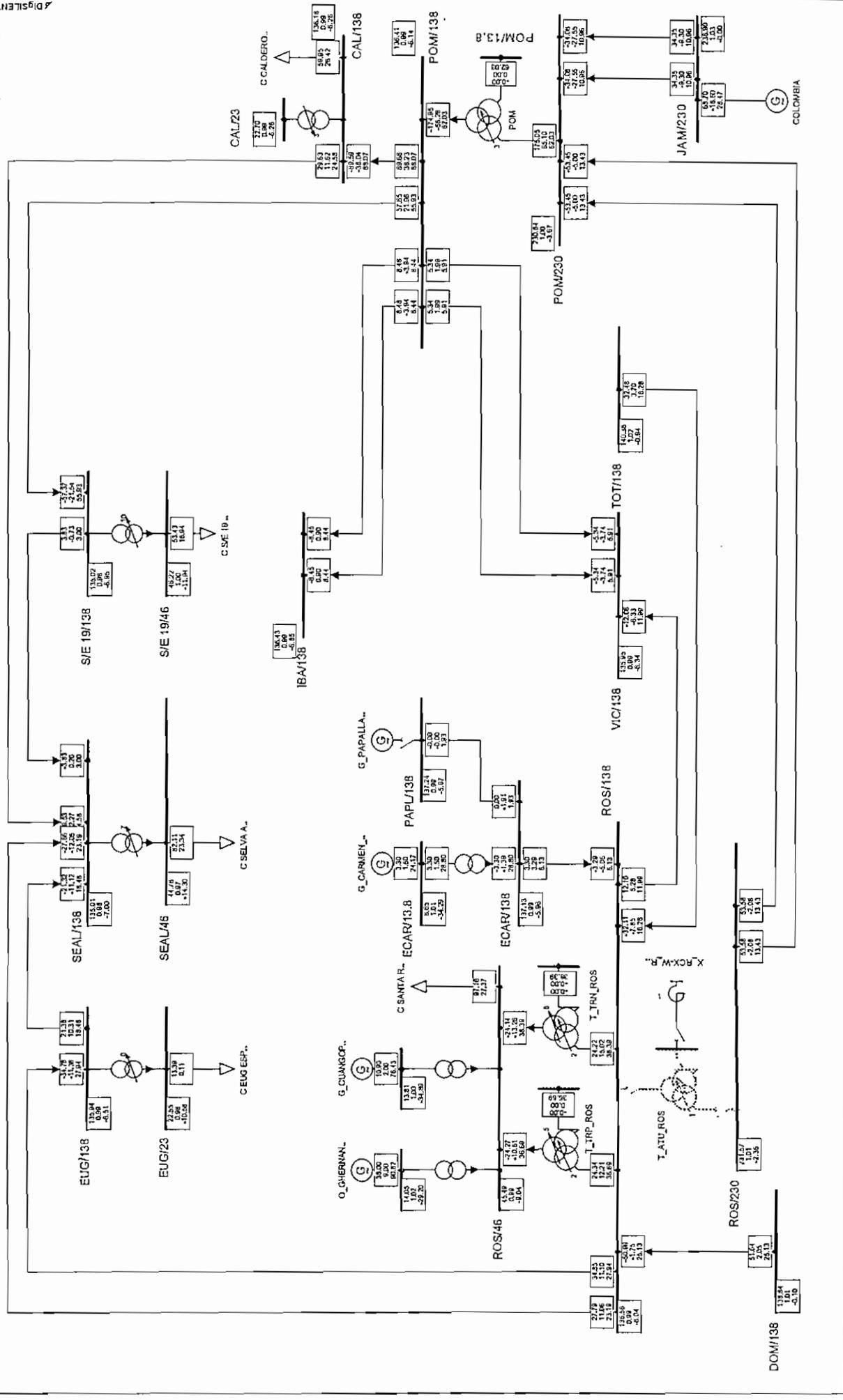
Nodes	Active Power [MW]	Reactive Power [Mvar]	Maximum Loading [%]
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]			
Voltage, Magnitude [p.u.]			
Voltage, Angle [deg]			



Load Flow Balanced		Project: S. N. I.	
Nodes	Branches	Antillo 230 kV	
U, Magnitude [kV]	Active Power [MW]	Demanda Máxima a Inilio del 2003	
u, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [MVar]	PowerFactory 12.1.194	
U, Angle [deg]	Loading [%]	TRANSELECCIONES S.A. C.A. - C.R. - C. - E. C.A. - C.R. - C. - E.	
Low and High Voltage / Loading — U < 0.97 p.u. - - - U > 1.05 p.u. --- Loading > 100. %		Annex: 3.2.1.3.1 Date: 4/15/2003 Graphic: Red 230	



Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]



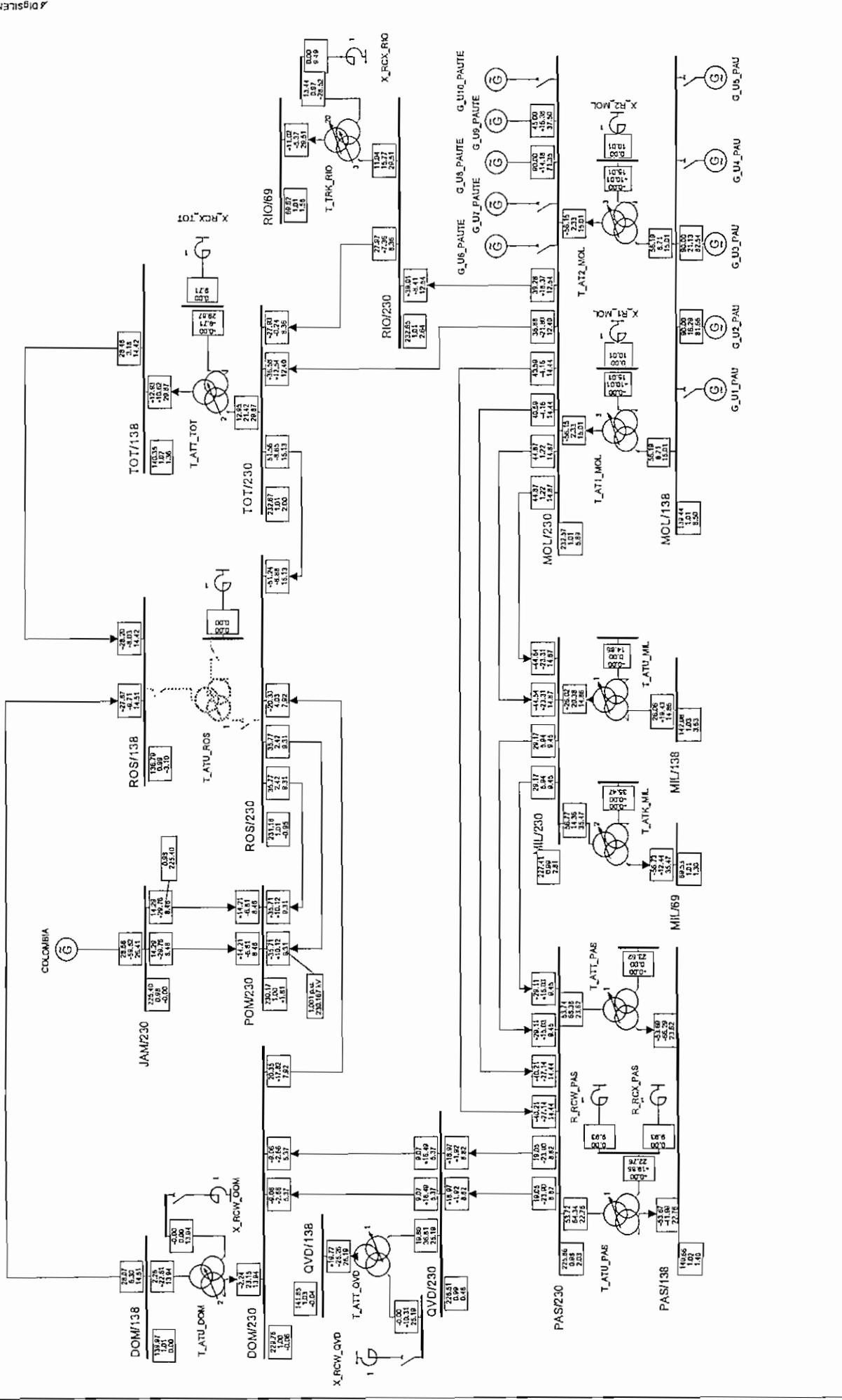
Project: S.N.I.
 Graphic: Quito
 Date: 2/3/2003
 Annex: 3.2.1.3.2

Zona Quito
 Demanda Media a Julio del 2003

TRANSSECTEC S.A.
 PowerFactory 12.1.187

Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

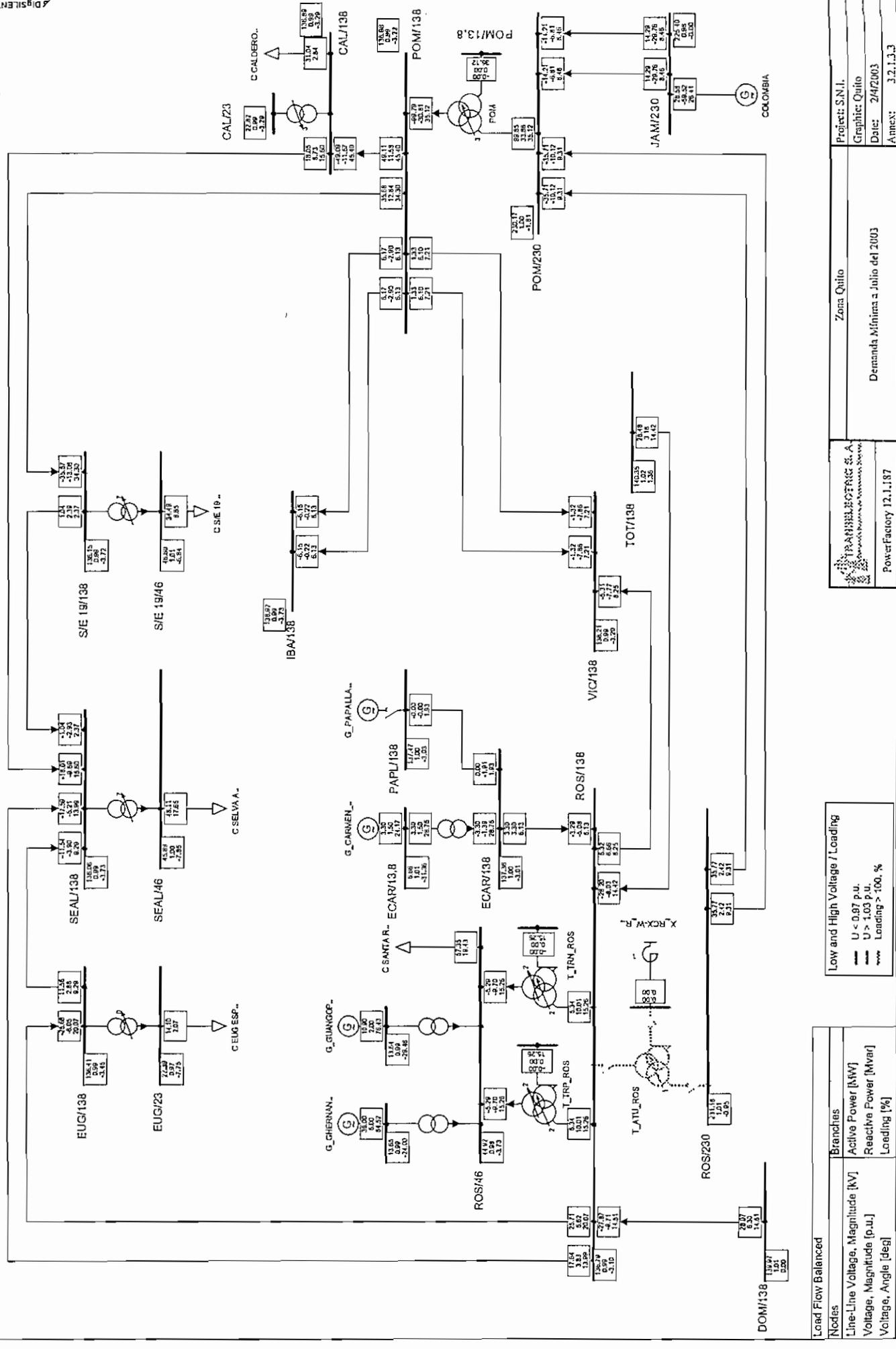
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
U, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
U, Angle [deg]	Loading [%]

Project: S. N. I.	Anillo 230 kV
Graphics: Red 230	
Date: 4/15/2003	Demanda Mfimina a Julio del 2003
Annex: 3.2...3.3	PowerFactory 12.1.194

Low and High Voltage / Loading	
—	U < 0.97 p.u.
—	U > 1.03 p.u.
—	Loading > 100. %



Load Flow Balanced

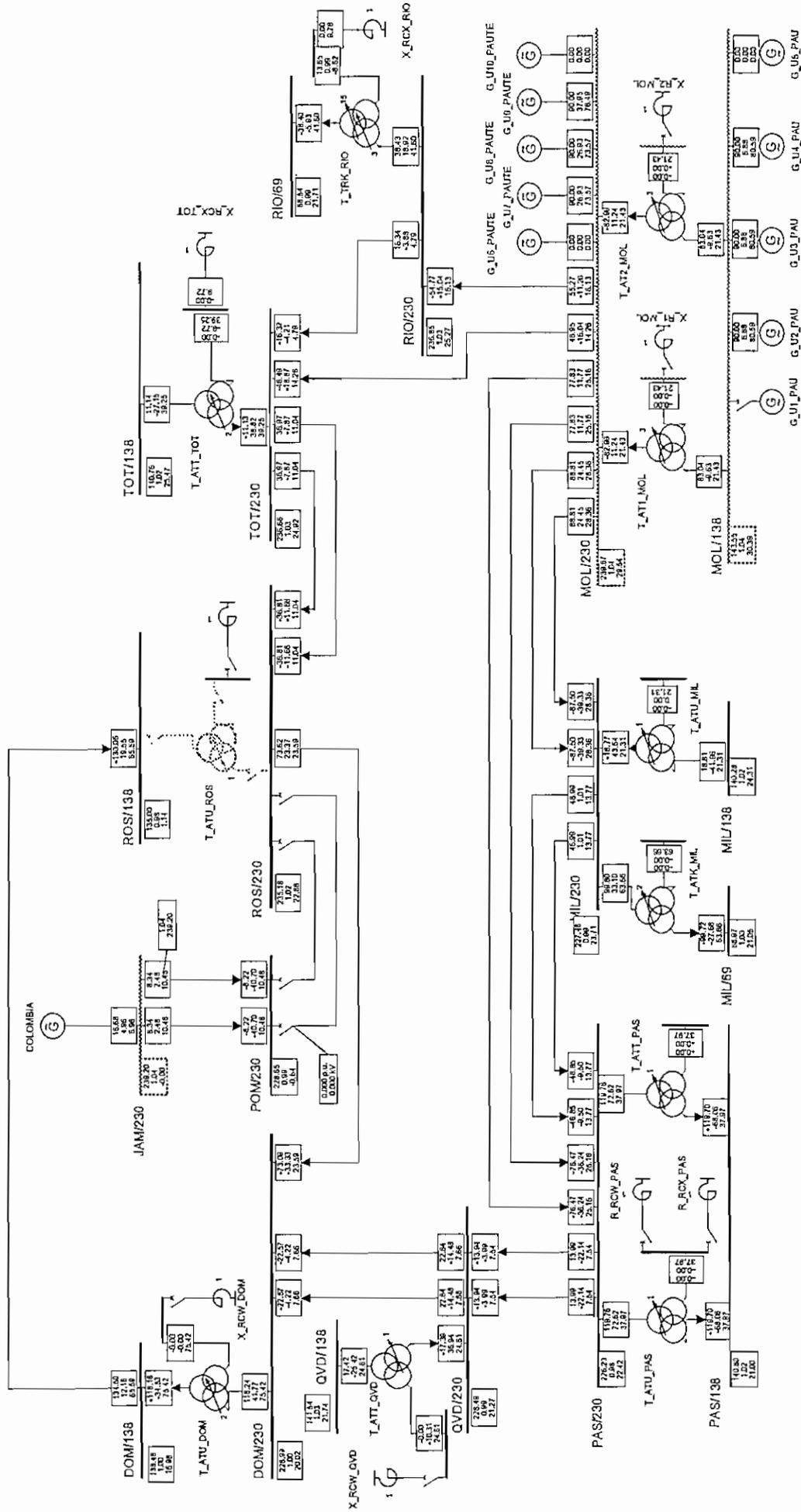
Nodes	Branches
Line-Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

Low and High Voltage / Loading

- U < 0.97 p.u.
- U > 1.03 p.u.
- Loading > 100. %

TRANSENERGIA S.A.
 Empresa Pública de Energía, Gas y Agua
 Zona Quito
 Demanda Mínima a Julio del 2003
 PowerFactory 12.1.1.87

Project: S.N.I.	Zona Quito
Graphic: Quito	
Date: 24/2003	
Annex: 3.2.1.3.3	



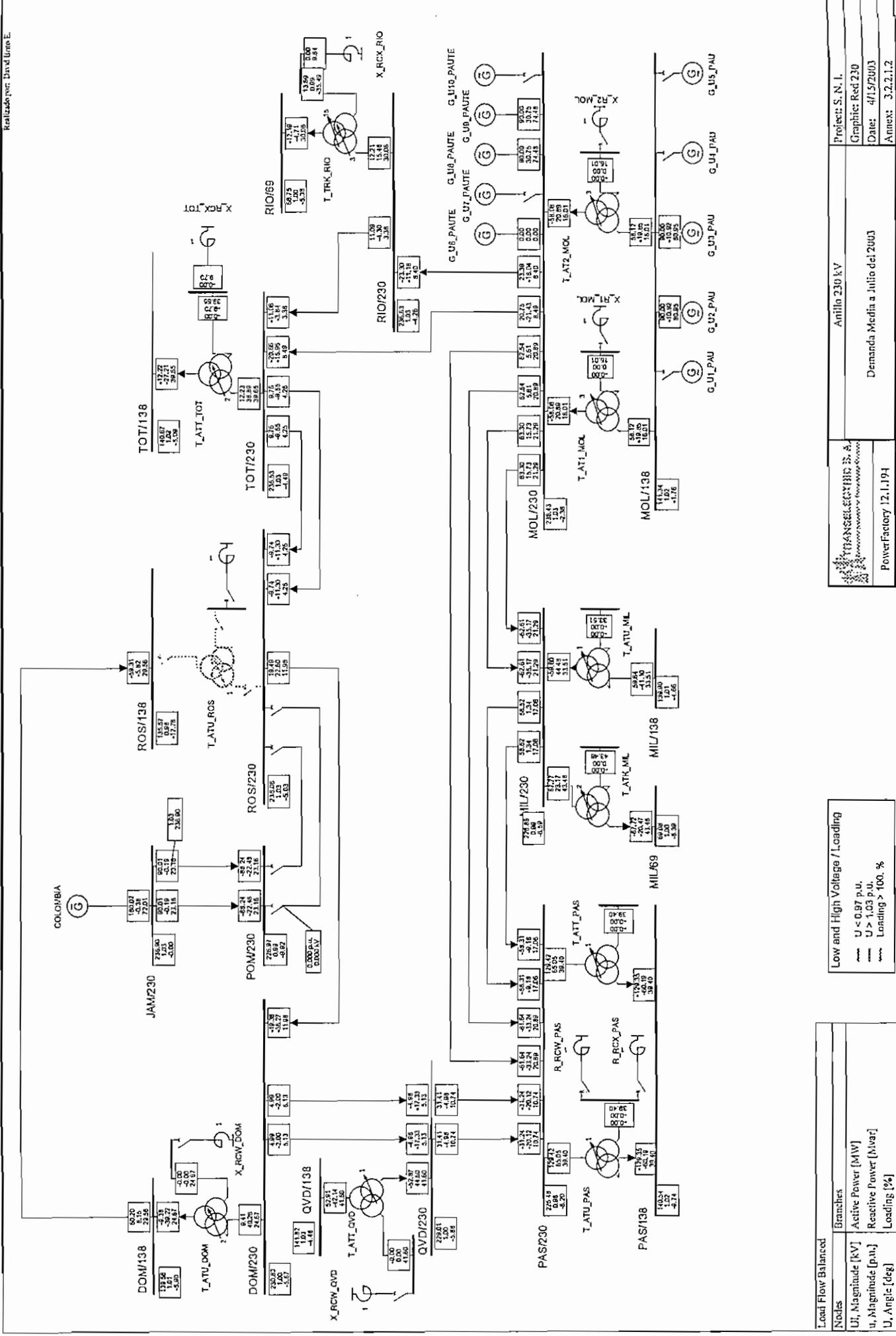
Low and High Voltage / Loading

—	U < 0.97 p.u.
---	U > 1.03 p.u.
.....	Loading > 100. %

Nodes	Branches
U _i , Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u _r , Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
U _r , Angle [deg]	Loading [%]

TRANSELETRIC S. A.
 Demanda Máxima a início de 2003
 PowerFactory 12.1.194

Projeto: S. N. L.
 Gráfico: Rad 230
 Date: 4/15/2003
 Annex: 3.2.2.1.1



Load Flow Balanced

Nodes	Branches
Uj, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
U, Angle [deg]	Loading [%]

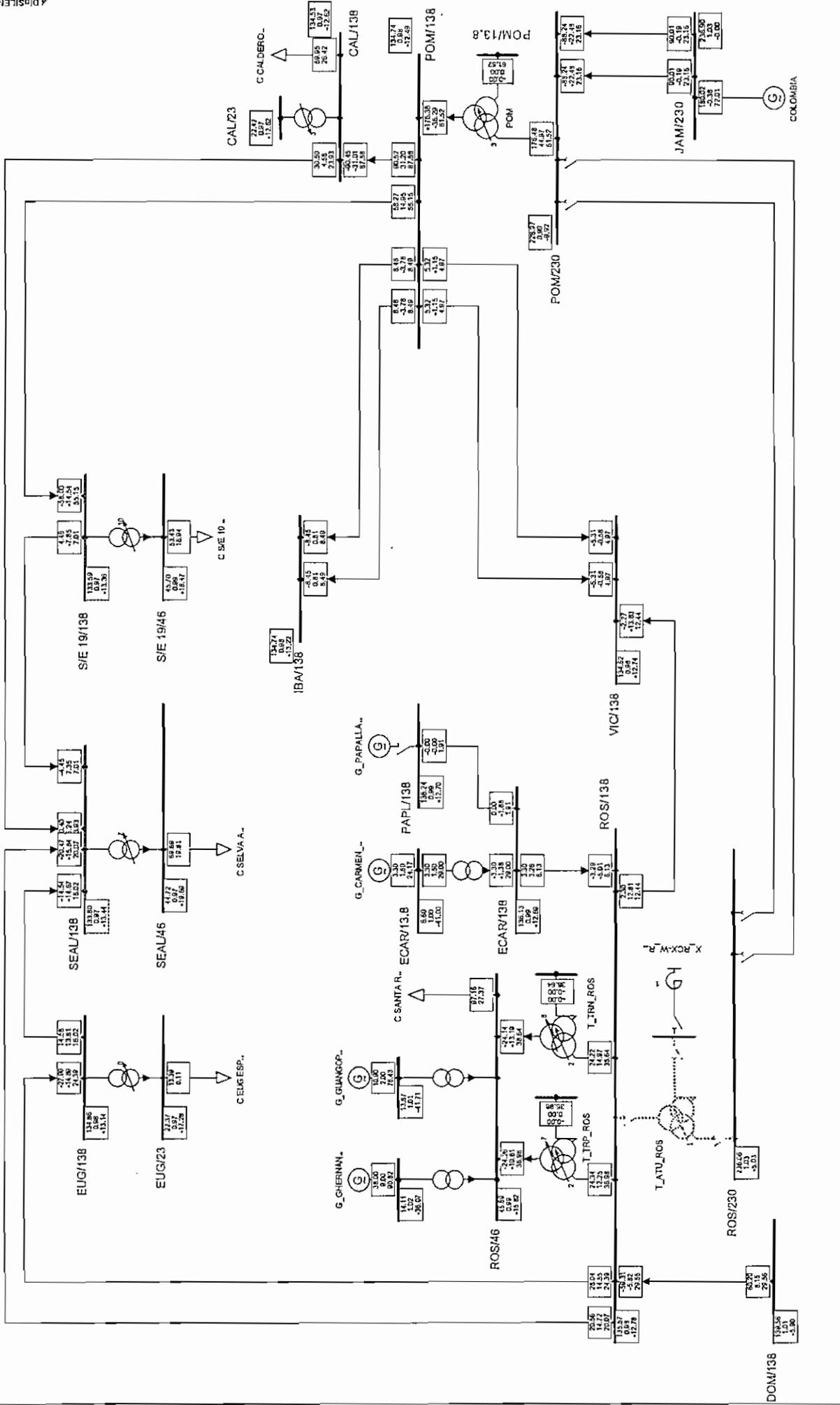
Antilón 230 kV
Demanda Media a Julio del 2003
Project: S. N. I.
Graphics: Rsd.230
Date: 4/15/2003
Annex: 3.2.2.1.2

TRANSENERGÍA S. A.
Compañía Nacional de Energía Eléctrica
PowerFactory 12.1.194

Low and High Voltage / Loading
U < 0.97 p.u.
U > 1.05 p.u.
Loading > 100. %

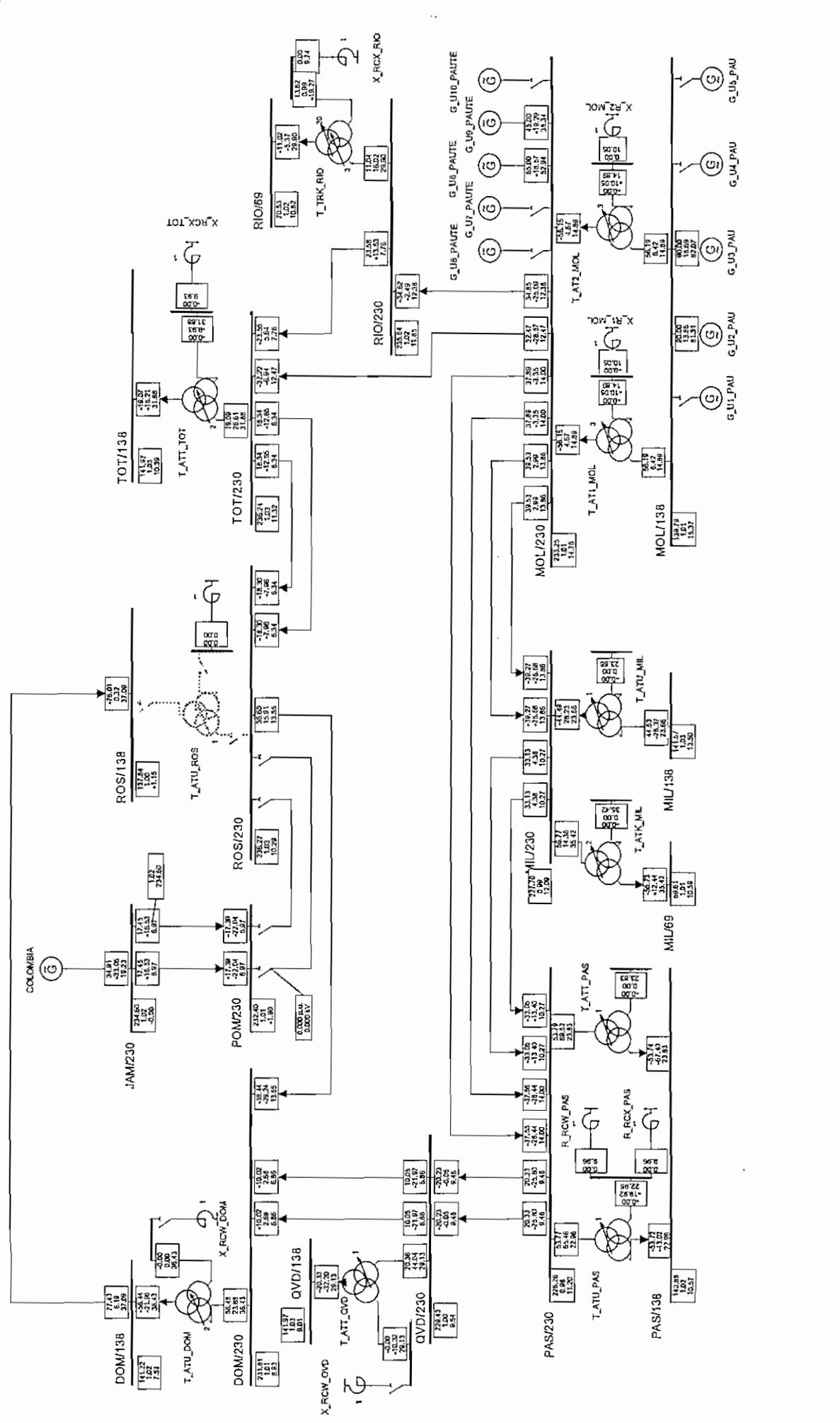
Legend for Low and High Voltage / Loading
U < 0.97 p.u.
U > 1.05 p.u.
Loading > 100. %

Legend for Low and High Voltage / Loading
U < 0.97 p.u.
U > 1.05 p.u.
Loading > 100. %



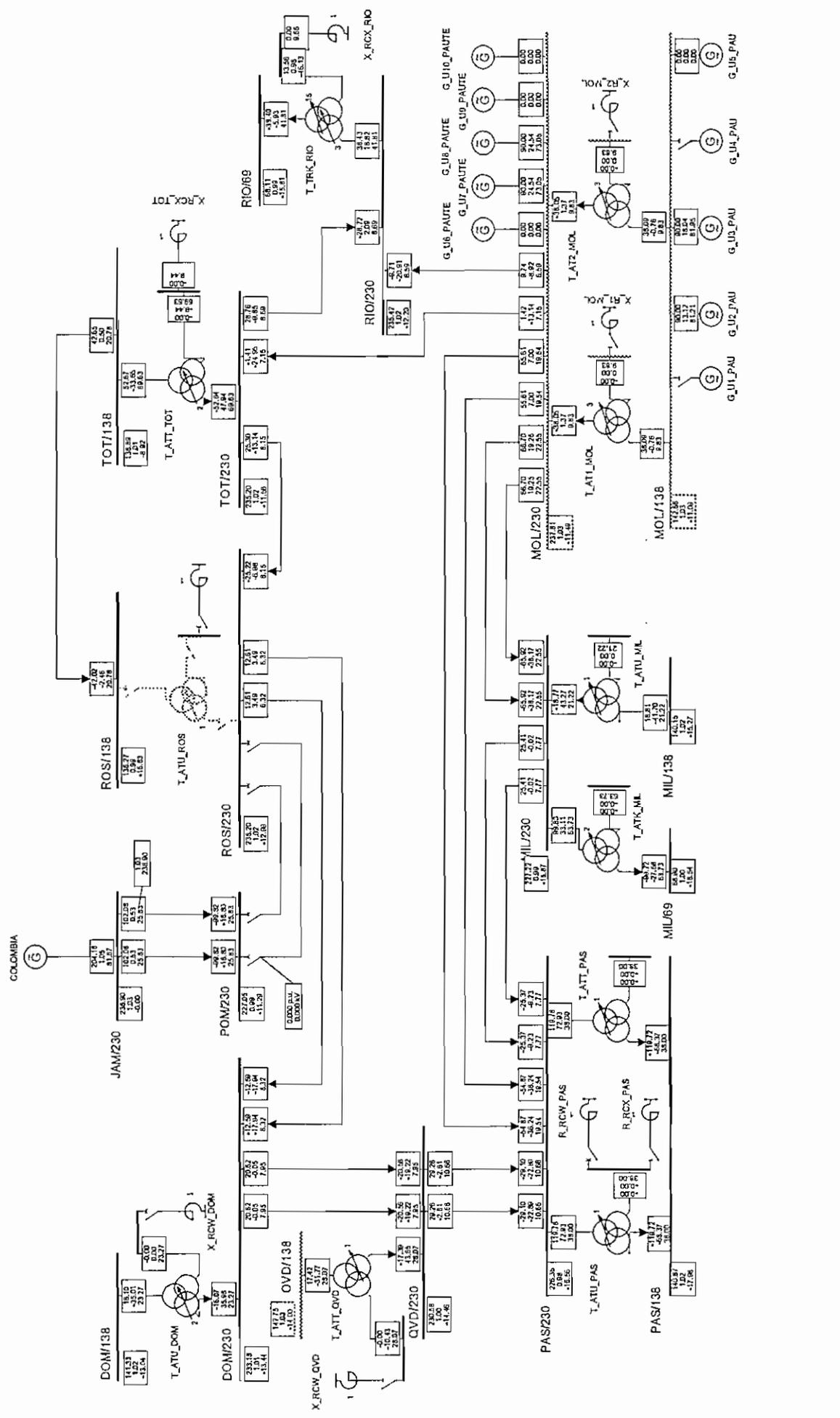
Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]



Load Flow Balanced		Low and High Voltage / Loading	
Nodes	Branches	U < 0.97 p.u.	U > 1.03 p.u.
U _i , Magnitude [kV]	Active Power [MW]	-----	-----
U _r , Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]	-----	-----
U _i , Angle [deg]	Loading [%]	-----	-----

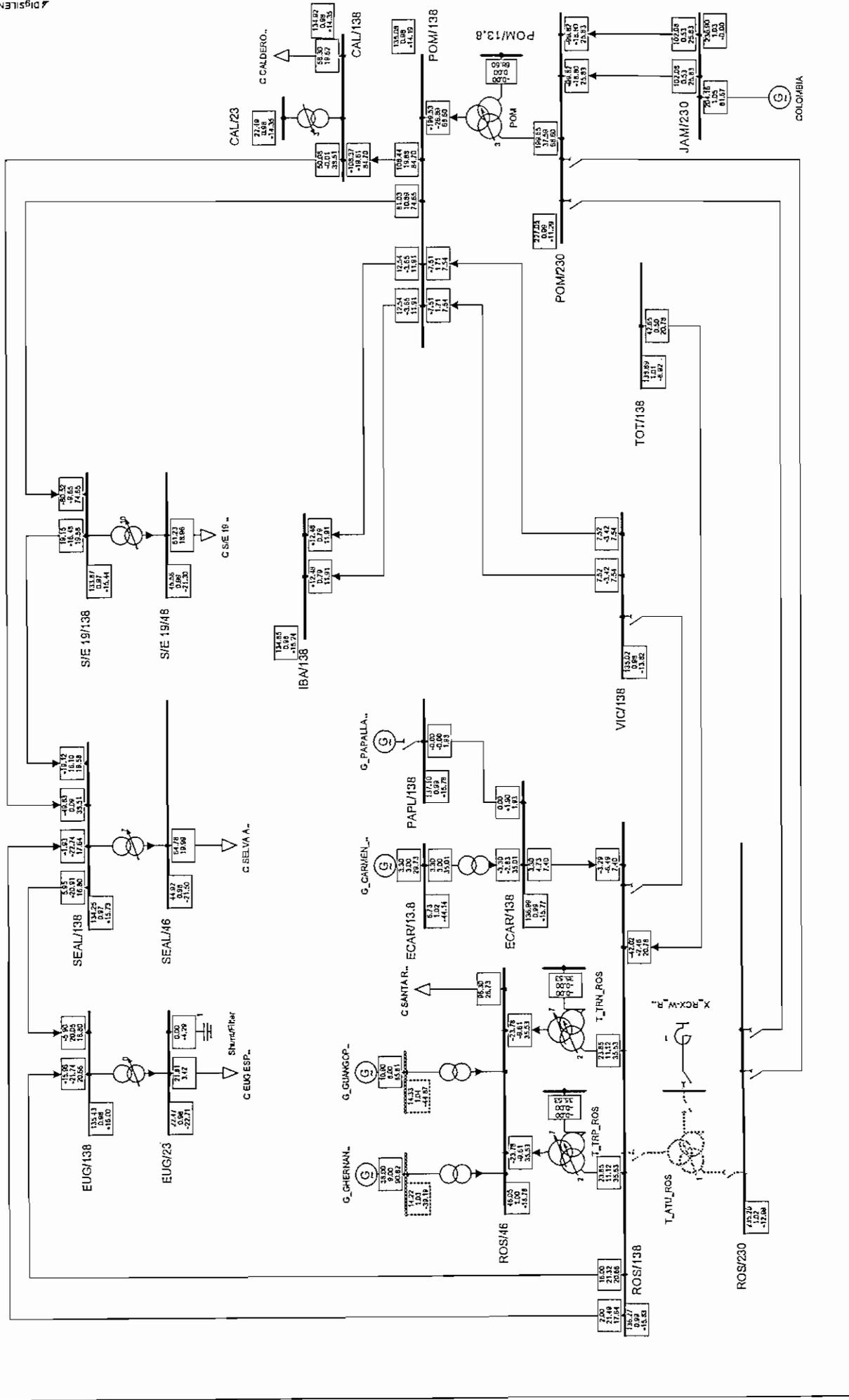
Project: S. N. I.	Antioño 230 kV
Graphic: Red 230	Demanda Nímina a Julio del 2003
Date: 4/15/2003	PowerFactory 12.1.194
Annex: 3.2.2.1.J	



Low and High Voltage / Loading	
—	U < 0.97 p.u.
—	U > 1.03 p.u.
~	Loading > 100. %

Nodes	Branches
UI, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [MVar]
U, Angle [deg]	Loading [%]

Project:	S. N. I.
Amilillo 230 kV	Graphics Red 230
Demanda Máxima a Julio del 2003	Date: 4/15/2003
PowerFactory 12.1.194	Annex: 3.2.2.2.1



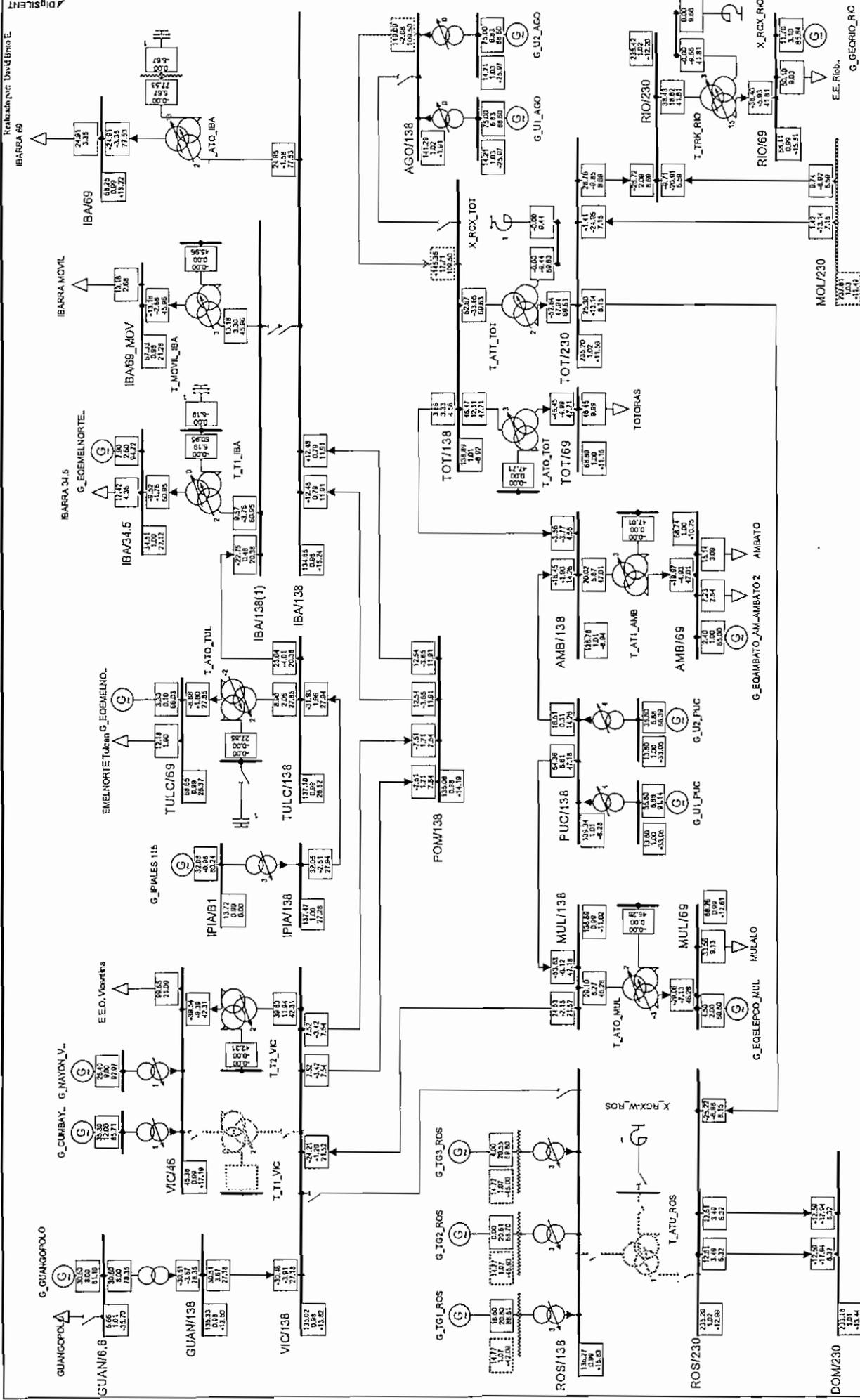
COLOMBIA

Project: S.N.I.
 Graphic: Quito
 Date: 3/31/2003
 Annex: 3.2.2.1

Zona Quito
 Demanda Máxima a Julio del 2003
 PowerFactory 12.1.1.87

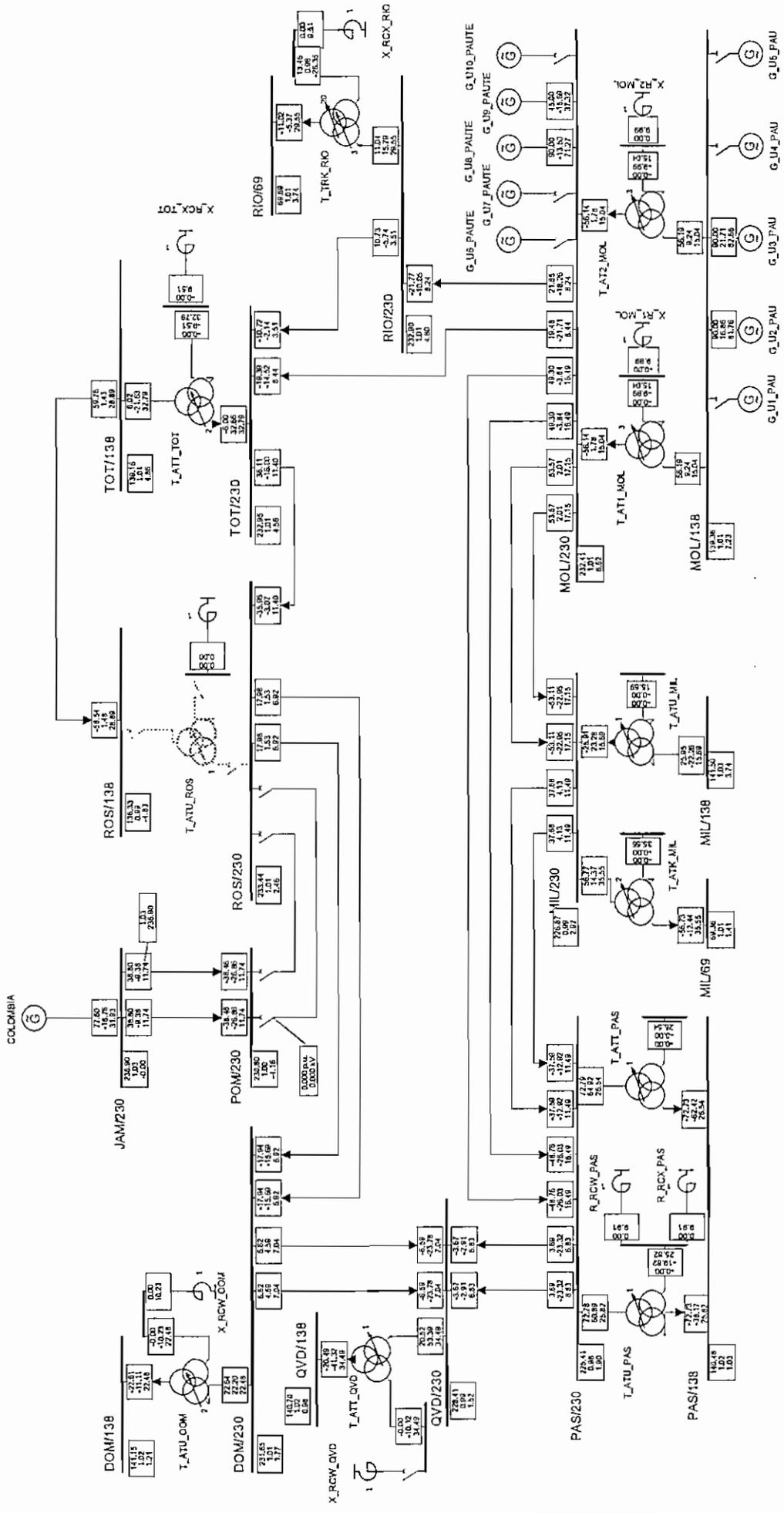
Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]



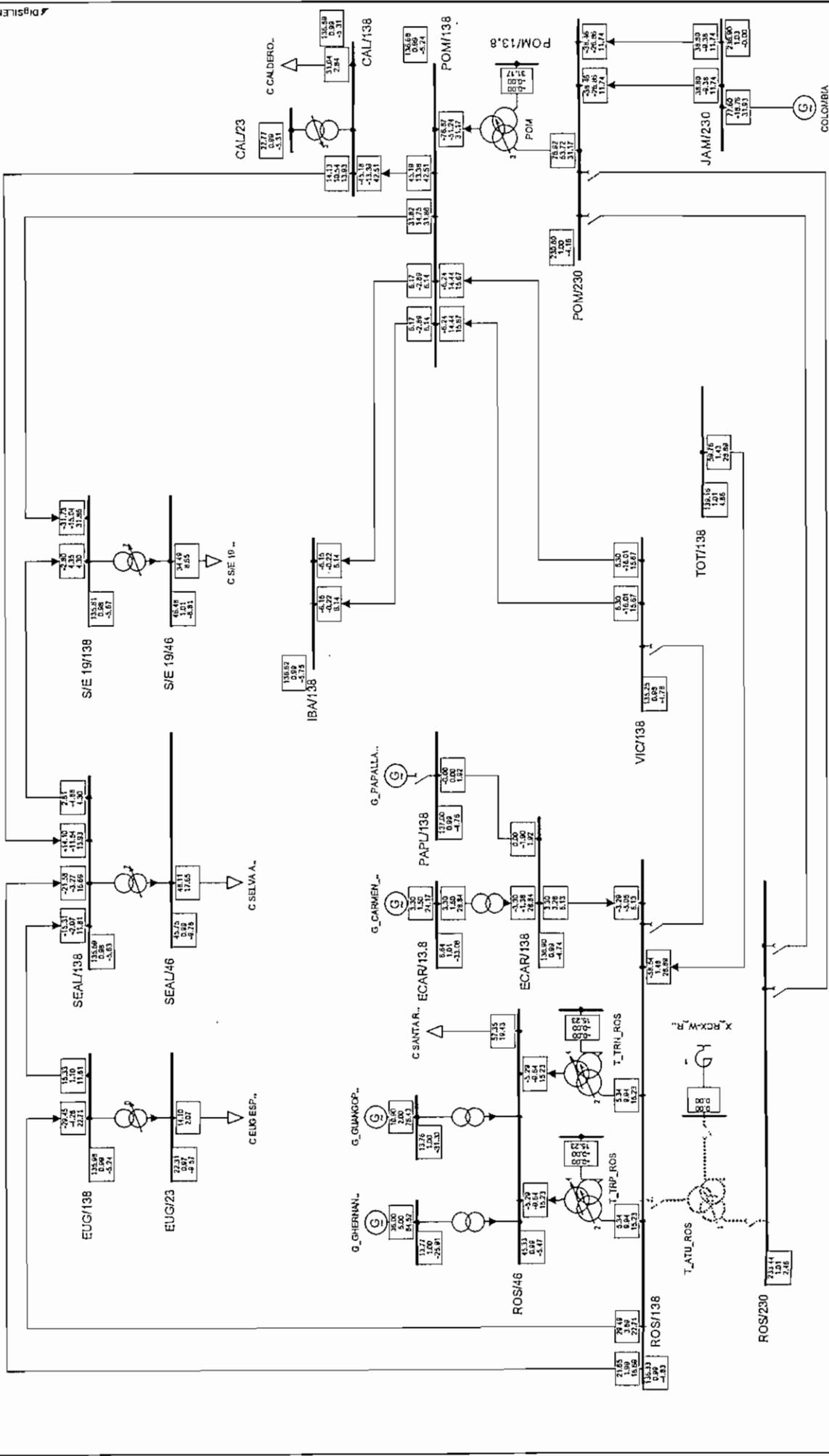
Relación por David Inocencio E.

Project: S. N. I. Graphical: Zona Santa Rosa - Date: 3/31/2003 Appant: 3.2.2.2.1	
Zona Santa Rosa - Totomas Demanda Máxima a Julio del 2003	
TRANSELECTRIC S.A. Powerfactory 12.1.187	
Load Flow Balanced Nodos Line-Line Voltage, Magnitude [kV] Voltage, Magnitude [p.u.] Voltage, Angle [deg]	Branches Active Power [MW] Reactive Power [Mvar] Maximum Loading [%]
Low and High Voltage / Loading U < 0.97 p.u. U > 1.05 p.u. Loading > 100, %	



Load Flow Balanced	Branches
Nodes	Active Power [kW]
U, Magnitude [kV]	Reactive Power [Mvar]
u, Magnitude [p.u.]	Loading [%]
U, Angle [deg]	

TRANSSELECCIONES S.A.	Anillo 230 kV
PowerFactory 12.1.1.194	Demanda Mínima a Julio del 2003
	Project: S. N. I.
	Graphic: Red 230
	Date: 4/15/2003
	Annex: 3.2.2.2.3



Load Flow Balanced

Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

Low and High Voltage / Loading

- U < 0.97 p.u.
- U > 1.03 p.u.
- Loading > 100. %

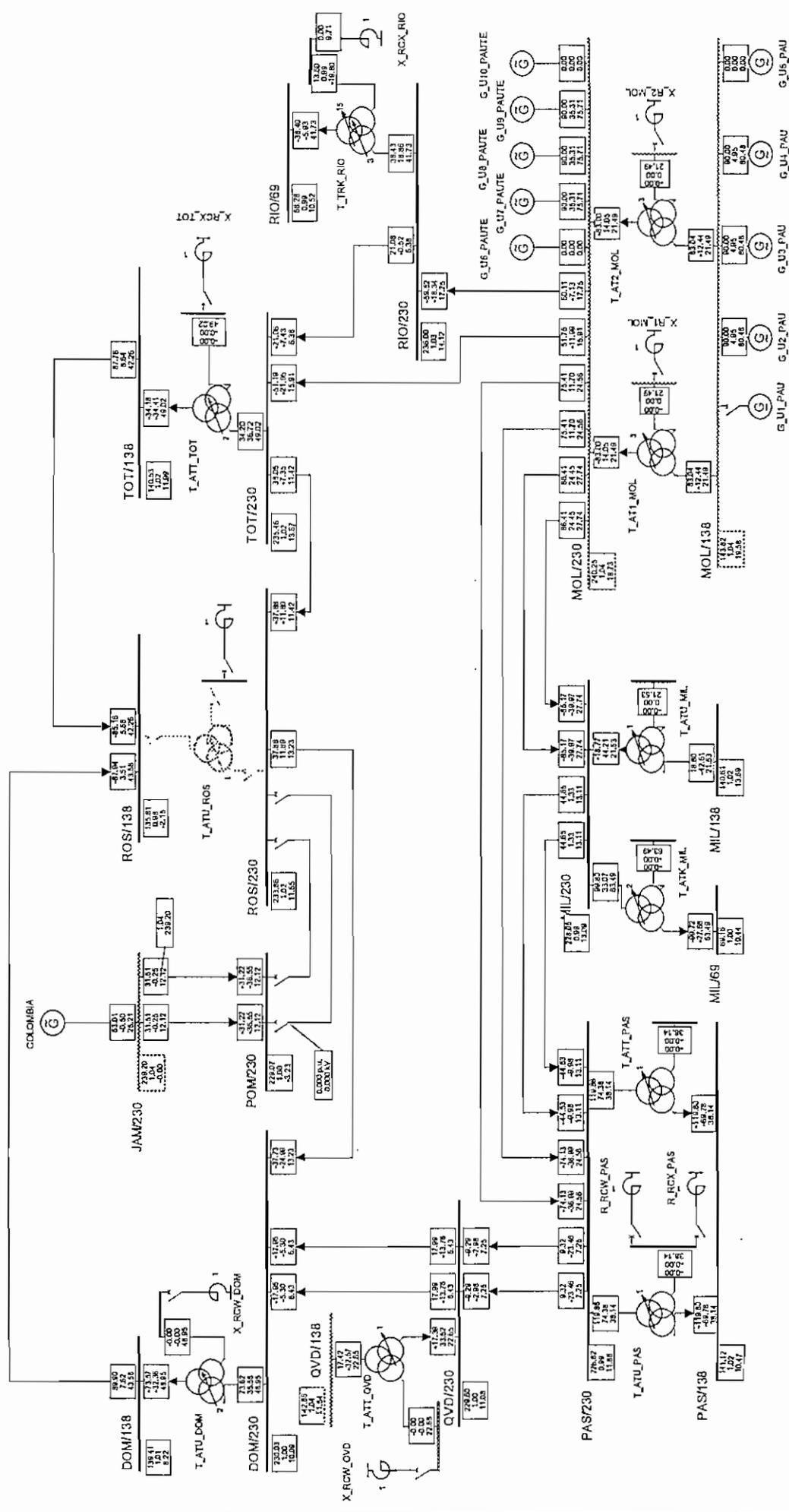
PowerFactory 12.1.187

PRAXIS ELECTRIC S.A.
 CONSULTORES EN ENERGÍA

Zone Quito

Demanda Alínea a Julio del 2003

Project: S.N.I.
 Graphic: Quito
 Date: 3/3/2003
 Annex: 3.2.2.2.3



Low and High Voltage / Loading

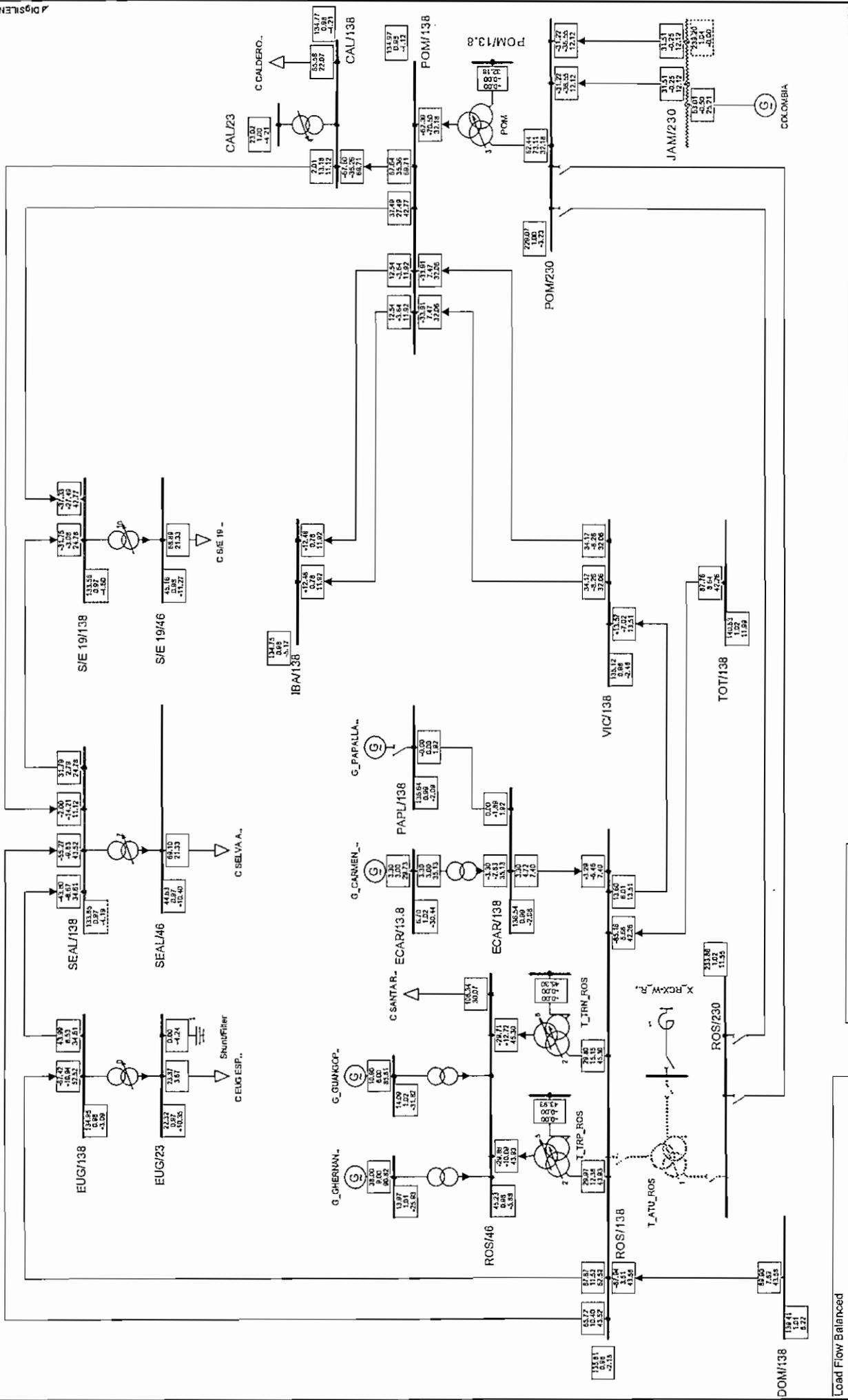
- U < 0.07 p.u.
- U > 1.03 p.u.
- Loading > 100. %

Load Flow Balance

Nodes	Branches
Uj Magnitude [kV]	Active Power [MW]
uj Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Uj Angle [deg.]	Loading [%]

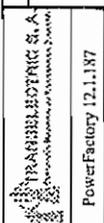
Project: S. N. I.	Antilib 230 kV
Graphic: Red 230	
Date: 4/15/2003	Demanda Máxima a Julio del 2003
Annex: 3.2.2.3.1	PowerFactory [2.1.194]

COLOMBIA	78.78	0.00	0.00	0.00
JAM/230	140.53	11.99	34.31	10.92
ROS/138	85.16	2.26	0.84	2.15
ROS/230	233.16	13.87	31.52	11.12
POM/230	278.27	15.47	33.51	12.17
QVD/138	11.28	0.00	0.00	0.00
QVD/230	11.28	0.00	0.00	0.00
PAS/230	117.26	13.11	24.56	7.25
PAS/138	117.26	13.11	24.56	7.25
MIL/69	117.26	13.11	24.56	7.25
MIL/138	117.26	13.11	24.56	7.25
MIL/230	282.25	19.28	43.33	15.11
MOL/230	282.25	19.28	43.33	15.11
TOT/138	140.53	11.99	34.31	10.92
TOT/230	233.16	13.87	31.52	11.12
RIO/230	330.00	11.17	10.00	17.25
RIO/69	330.00	11.17	10.00	17.25
X_RCV_RIO	18.00	0.00	0.00	0.00



Project: S.N.I.
Graphics: Quilo
Date: 1/31/2003
Amnest: 3.2.2.3.1

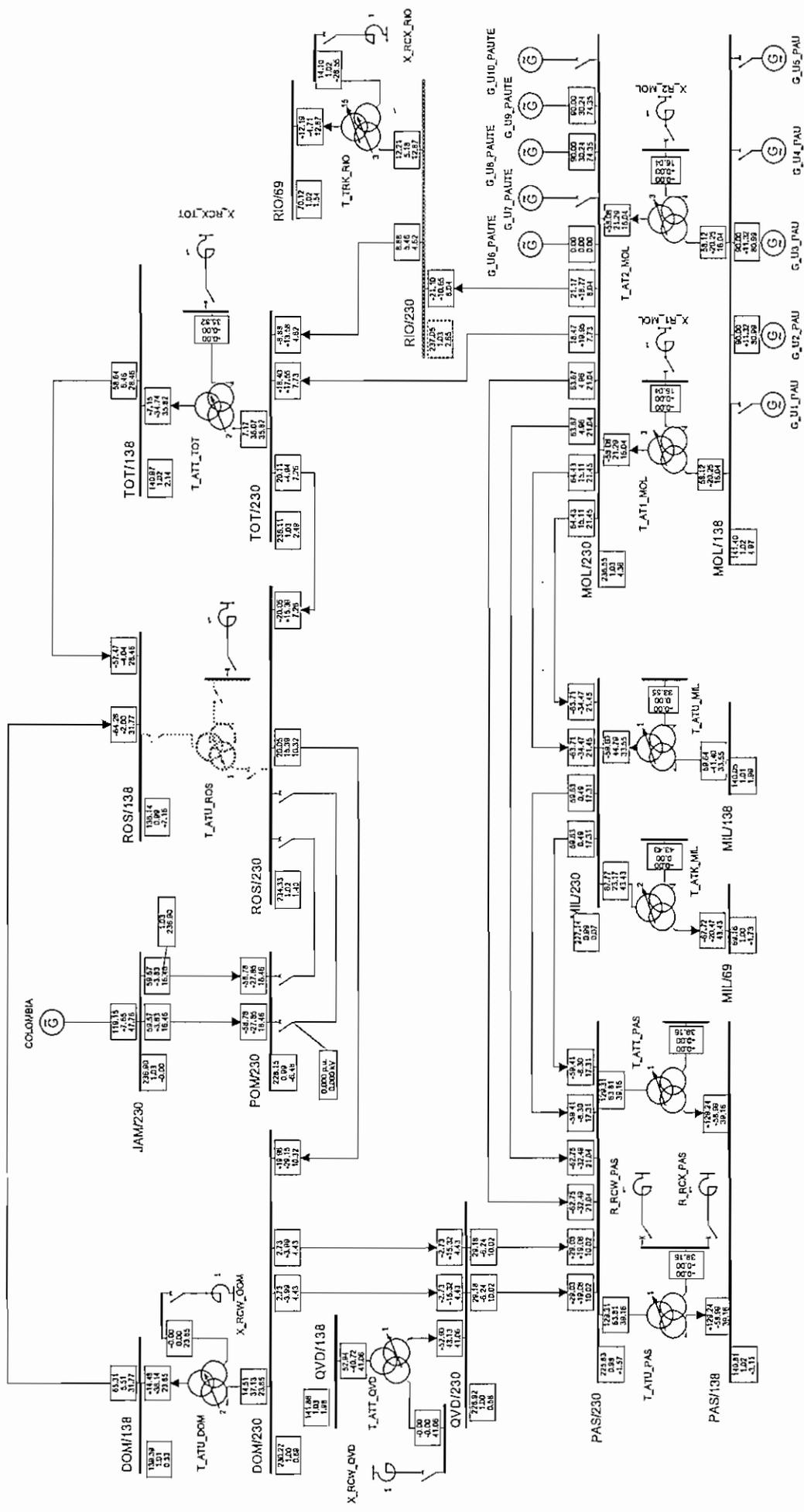
Zona Quilo
 Demanda Máxima a Julio del 2003



PowerFactory 12.1.1.87

Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

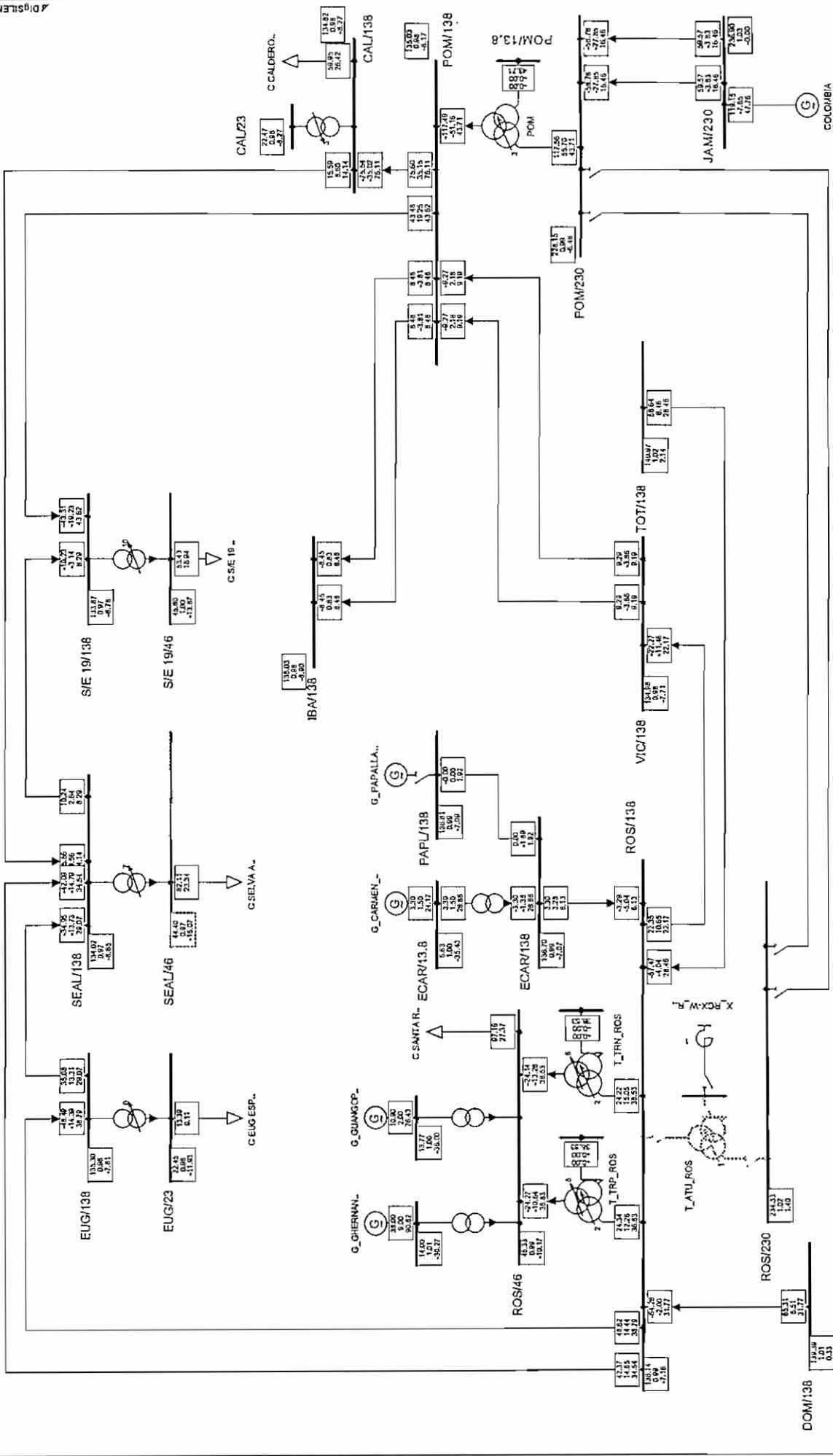
Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
U _i , Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
U _i , Angle [deg]	Loading [%]

PowerFactory 12.1.194	
Antilto 230 kV	
Project: S. N. I.	
Graphic: Ref 230	
Date: 4/15/2003	
Annex: 3.2.2.3.2	

Low and High Voltage / Loading	
U < 0.97 p.u.	
U > 1.03 p.u.	
Loading > 100, %	



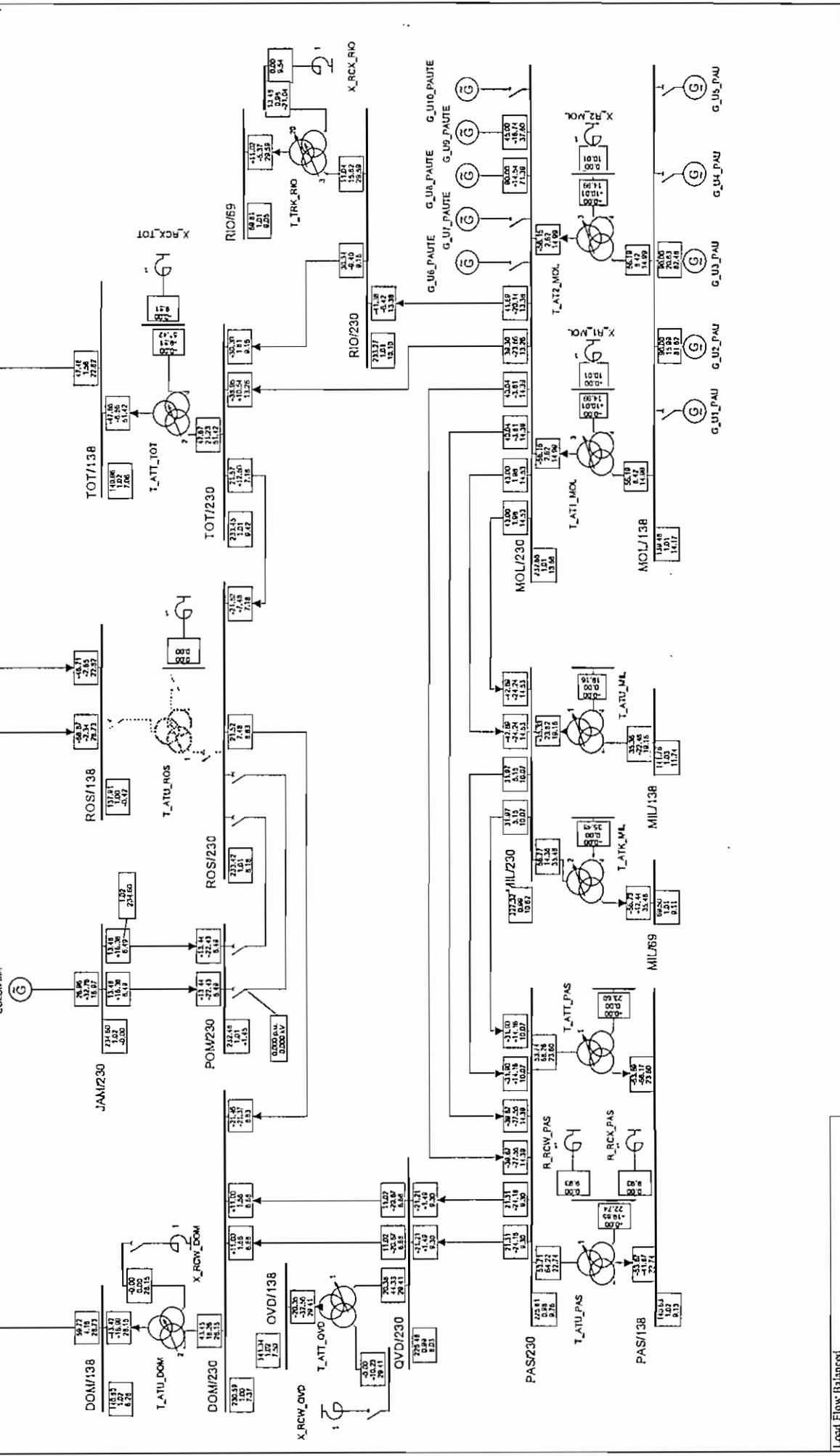
Project: S.N.I.
Graphic: Quito
Date: 2/3/2003
Amst: 3.2.2.3.2

PowerFactory 12.1.1.87
Demanda Media a Julio del 2003
Zona Quito

TRANSELCTRIC S.A.

Low and High Voltage / Loading
U < 0.97 p.u.
U > 1.03 p.u.
Loading > 100. %

Load Flow Balanced
Nodes
Branches
Active Power [MW]
Reactive Power [Mvar]
Loading [%]
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]
Voltage, Magnitude [p.u.]
Voltage, Angle [deg]



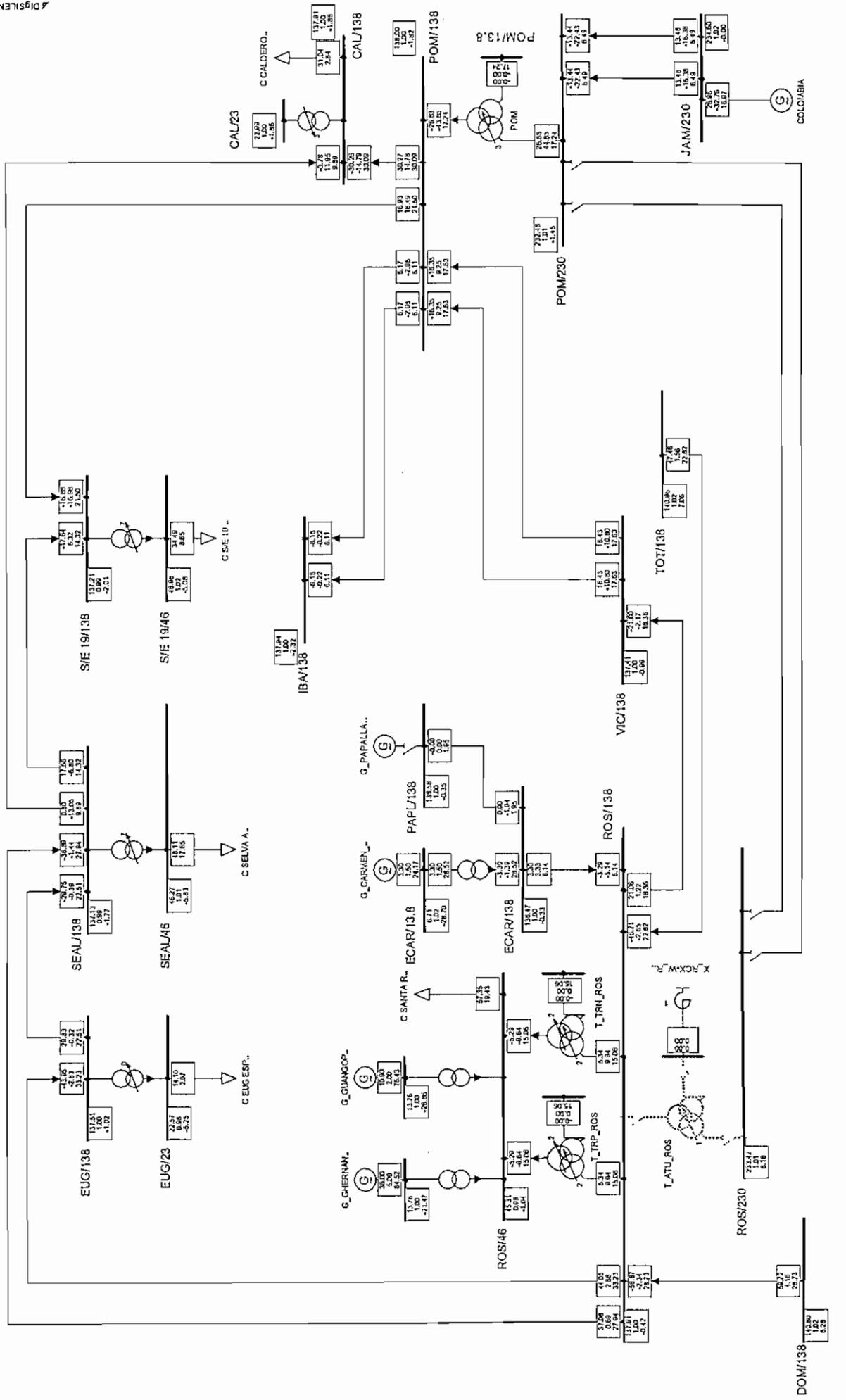
Load Flow Balanced	
Notes	Branches
UI, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
U, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
U, Angle [deg]	Loading [%]

Low and High Voltage / Loading

- U < 0.97 p.u.
- U > 1.03 p.u.
- Loading > 100. %

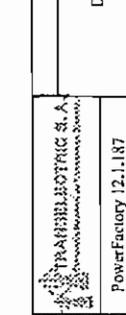
Amillo 230 kV	
Project: S. N. I.	
Graphics: Red 230	
Date: 4/15/2003	
Annex: 3.2.2.3.3	

PowerFactory 12.1.194



Project: S.N.I.
Graphic: Quito
Date: 26/2003
Annex: 3.2.2.3.3

Zona Quito
 Demanda N°1614 a Julio del 2003



PowerFactory 12.1.187

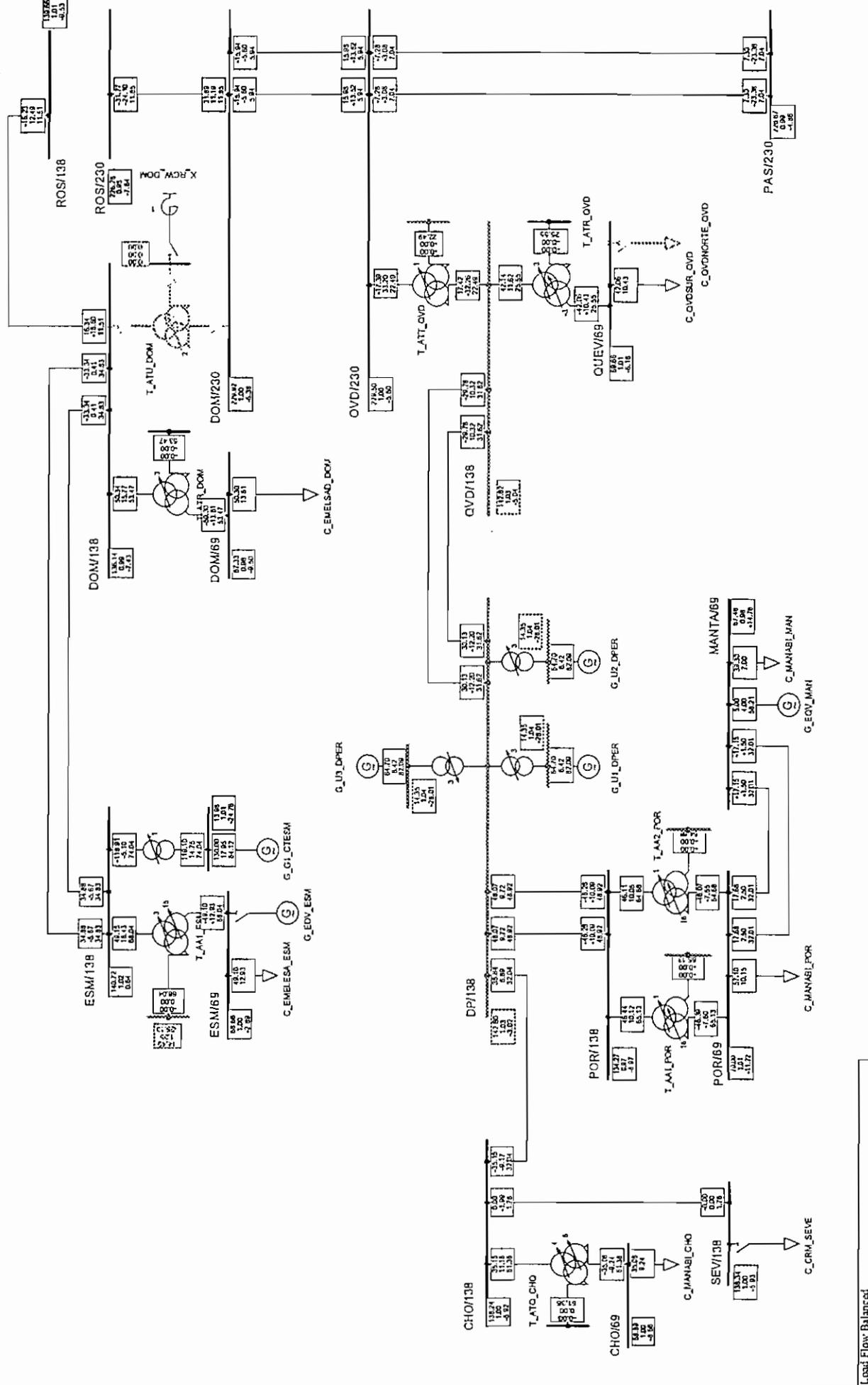
Load Flow Balanced
Nodes
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]
Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]
Voltage, Angle [deg]
Reactive Power [MVar]
Loading [%]

Low and High Voltage / Loading
U < 0.97 p.u.
U > 1.03 p.u.
Loading > 100. %

COLOMBIA

Relatório por: David Brito E.

12/08/2003

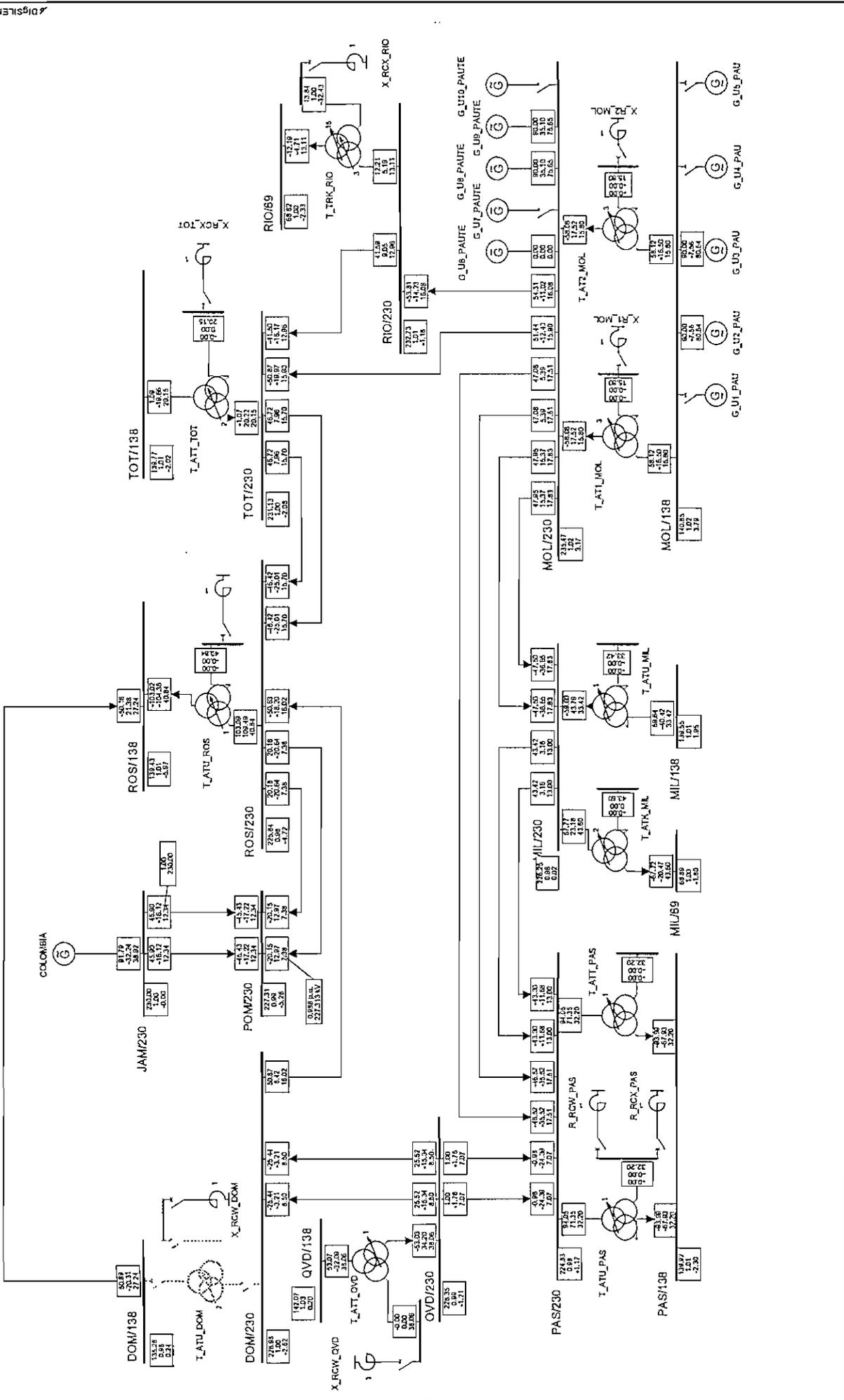


Projeto: S. N. I.
 Gráfico: Zona Santo Domi
 Data: 12/08/2003
 Anexo: 3.3.1.1.1

Santo Domingo - Ojetevedo
 TRANSELETRIC 33, A.
 Demanda Máxima a Julio del 2003
 PowerFactory 12.1.1.187

Low and High Voltage / Leading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

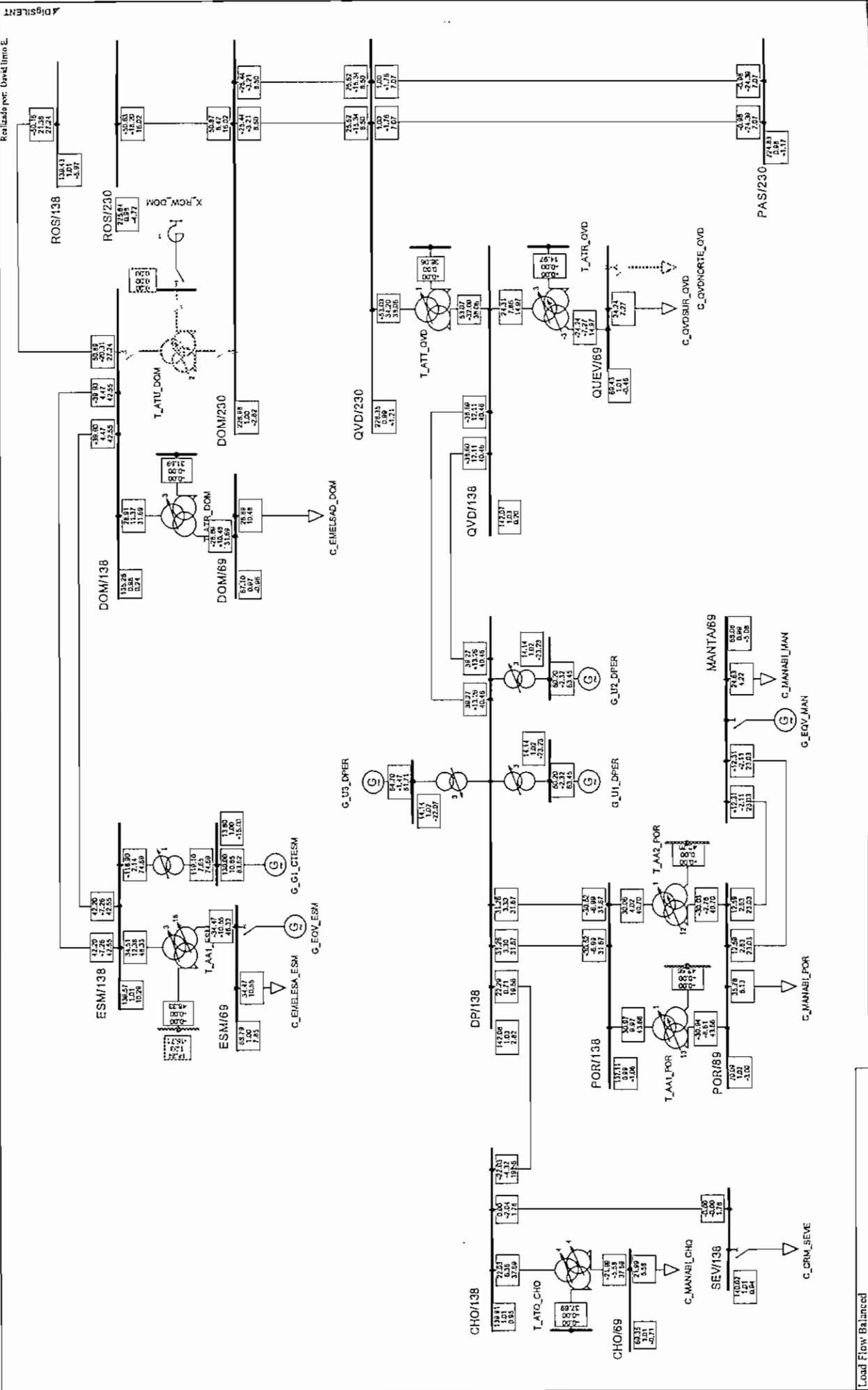


Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
U _i , Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u _r , Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
U _r , Angle [deg]	Loading [%]

Low and High Voltage / Loading
U < 0.97 p.u.
U > 1.03 p.u.
Loading > 100. %

Project: S. N. I.	Anillo 230 kV
Graphic: Red 230	
Date: 4/15/2003	
Annex: 3.3.1.1.2	

PowerFactory 12.1.194



Realizado por: David Jimeno E.

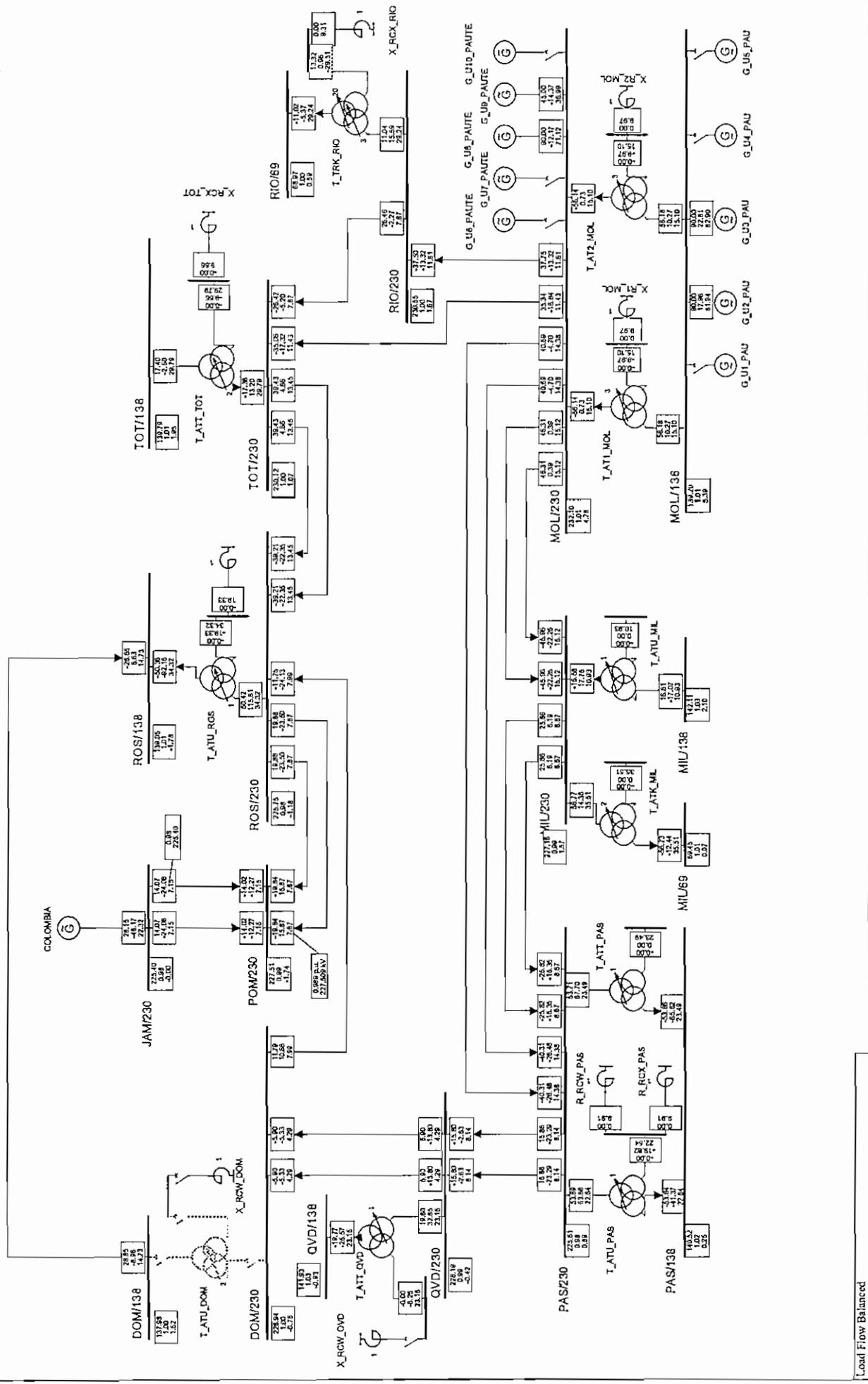
Project: S. N. 1.
Graphic: Zona Santo Domingo
Date: 1/29/2003
Annex: 3.3.1.1.2

Santo Domingo - Quevedo
Demanda Media a Julio del 2003
PowerFactory 12.1.187

Low and High Voltage / Loading

— U < 0.97 p.u.
 - - - U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

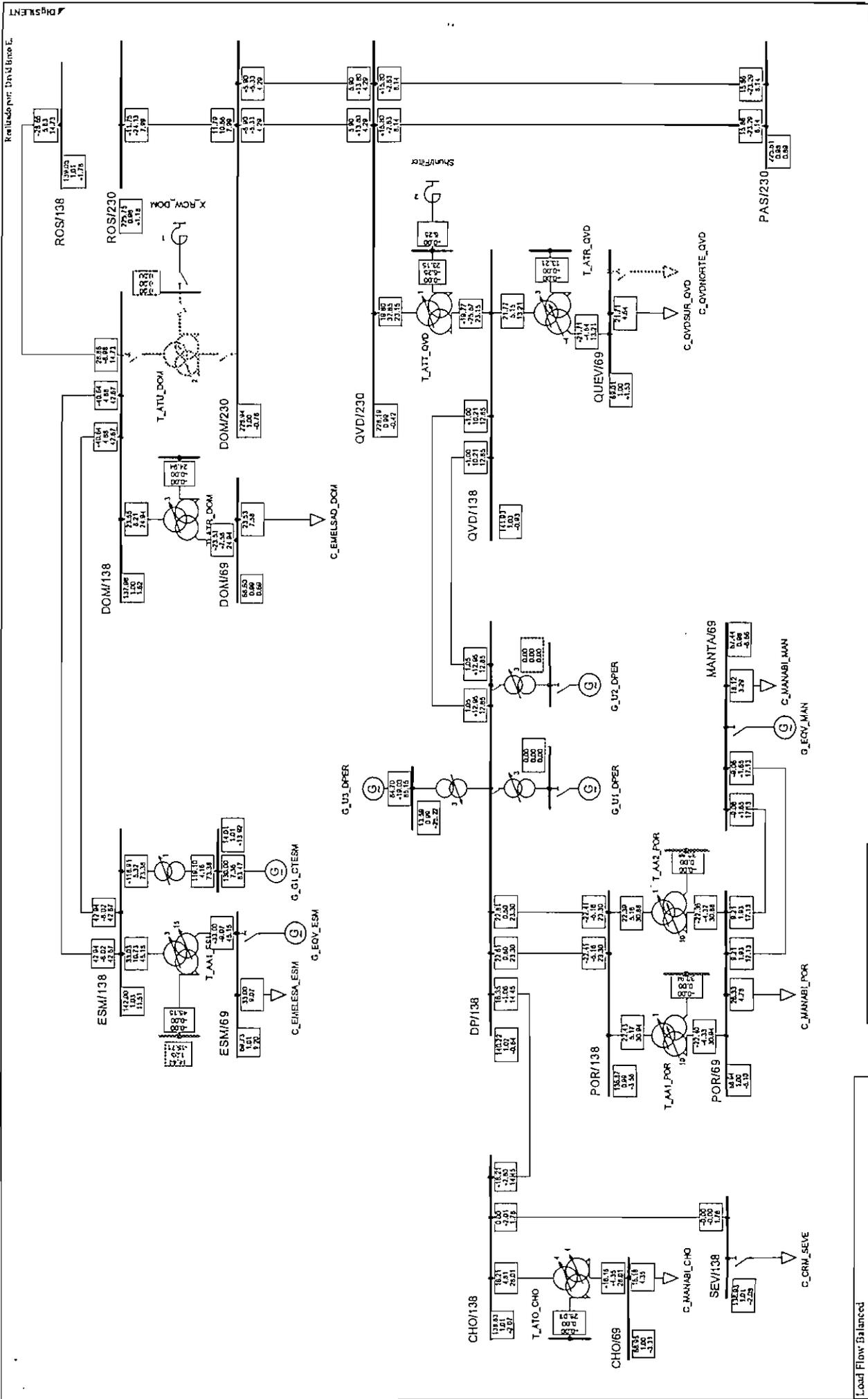
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [MVar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]



Project: S. N. I.	Anillo 230 kV
Graphic: Red 230	
Date: 4/15/2003	
Annex: 3.3.1.1.3	
Demanda Mfínima n Julio del 2003	
PowerFactory 12.1.194	

Low and High Voltage / Loading	
---	U < 0.87 p.u.
---	U > 1.05 p.u.
---	Loading > 100. %

Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
U, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
U, Angle [deg]	Loading [%]



Load Flow Balanced
Nodes
Branches
Active Power [MW]
Reactive Power [Mvar]
Loading [%]

Line-Line Voltage, Magnitude [kV]
Voltage, Magnitude [p.u.]
Voltage, Angle [deg]

Project: S. N. I.
Graphical: Zona Santo Domi
Date: 1/29/2003
Annex: 3.3.1.1.3

Santo Domingo - Quevedo
Demanda Mínima a Julio del 2003

TRANSENERGIA S.A.
PowerFactory 12.1.1.187

Realizado por: David Ibarra E.

Disyuntor



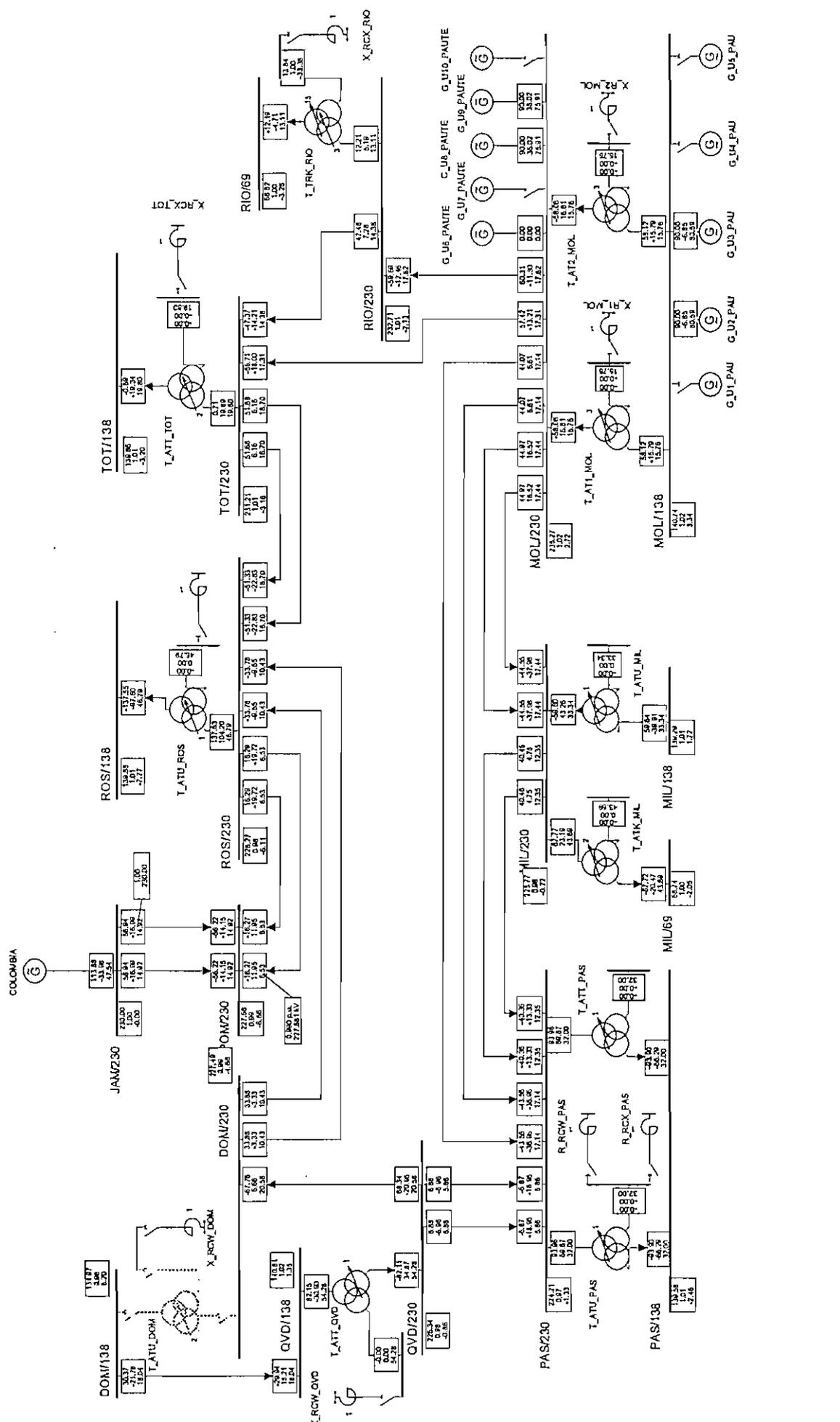
Project: S. N. I.
Graphic: Zona Santo Domingo
Date: 4/7/2003
Annex: 3.3.1.2.1

Santo Domingo - Quevedo
Demanda Máxima a Julio del 2003
PowerFactory 12.1.187

TRANSCONEXIONES S.A.
Proyecto de Interconexión de Líneas de Transmisión

Low and High Voltage / Loading
U < 0.97 p.u.
U > 1.03 p.u.
Loading > 100. %

Load Flow Balanced	Branches
Line-Line Voltage Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage Angle [deg]	Loading [%]



Project: S. N. I.	
Graphics: Red 230	
Date: -/15/2003	
Annex: 3.3.1.2.2	

Amelia 230 kV

Demanda Media a Julio de 2003

PowerFactory 12.1.194

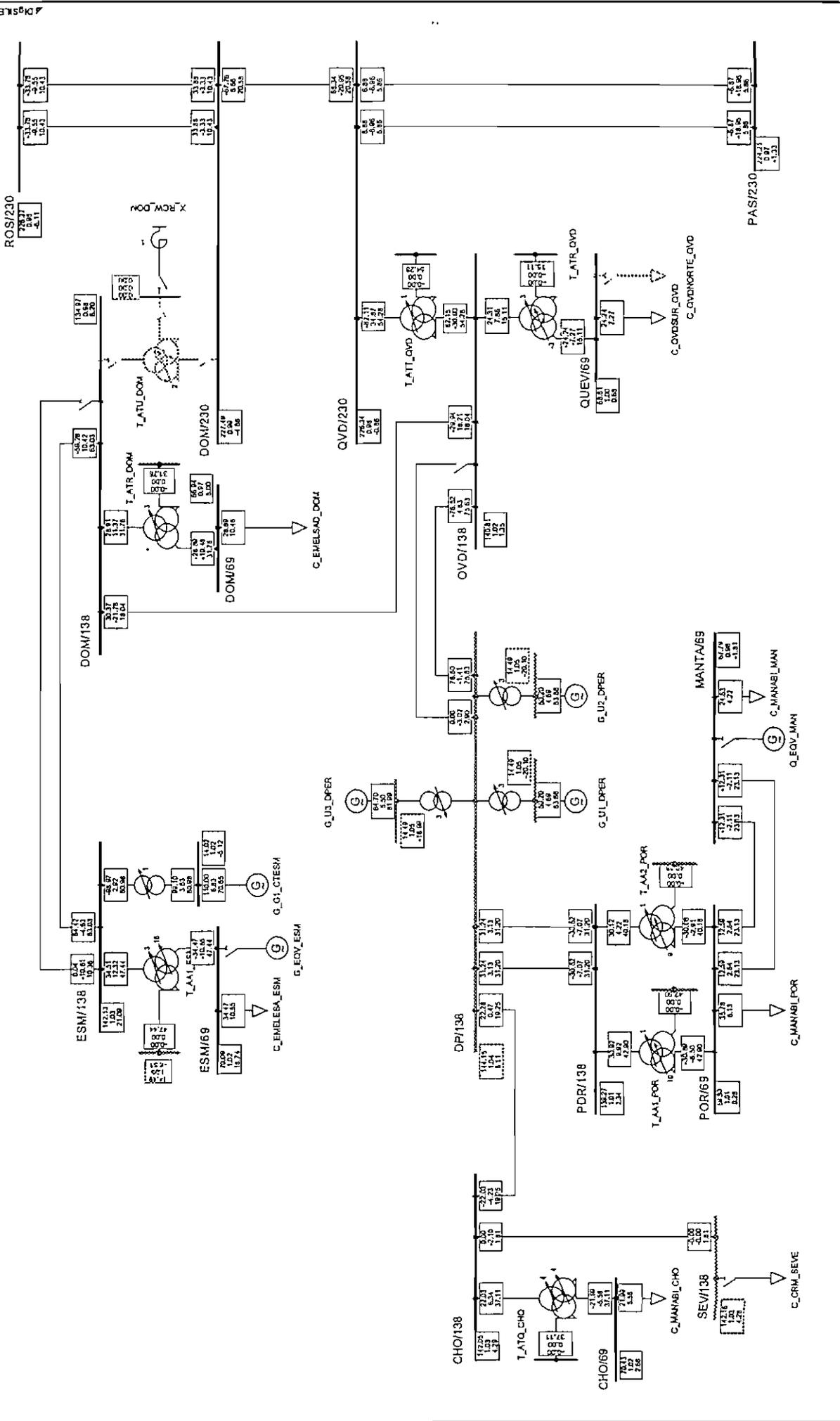
Low and High Voltage / Loading

U < 0.87 p.u.

U > 1.03 p.u.

Loading > 100. %

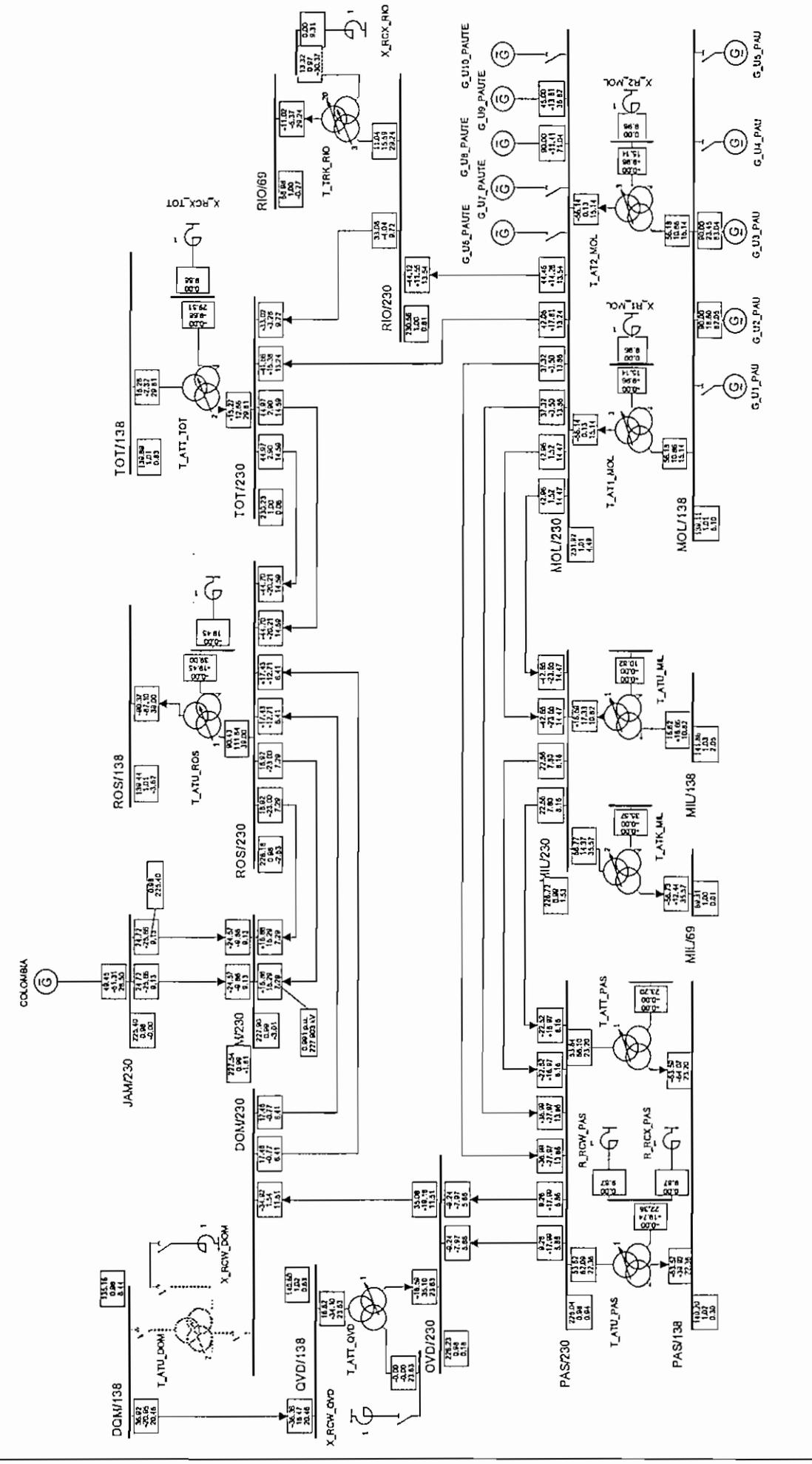
Load Flow Balanced	
Notes	Branches
U1, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [MVar]
U, Angle [deg]	Loading [%]



Load Flow Balanced	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [MVar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

Nodes
U < 0.97 p.u.
U > 1.03 p.u.
Loading > 100. %

TRANSELCTECS S. A.	Santo Domingo - Quevedo	Project: S. N. I.
Demanda Media a Julio del 2013		Graphic: Zona Santa Domi
PowerFactory 12.1.1.87		Date: 4/12/2013
		Annex: 3.3.1.2.2



Load Flow Balanced
Branches
Active Power [MW]
Reactive Power [Mvar]
Loading [%]

Low and High Voltage / Loading
U < 0.97 p.u.
U > 1.03 p.u.
Loading > 100. %

Nodes
UI, Magnitude [kV]
u, Magnitude [p.u.]
U, Angle [deg]

Projeto: S. N. I.	Anillo 230 kV
Graphic: Red 230	
Date: 4/15/2003	Demanda Mínima a Julio del 2003
Annex: 3.3.1.2.3	PowerFactory 12.1.194

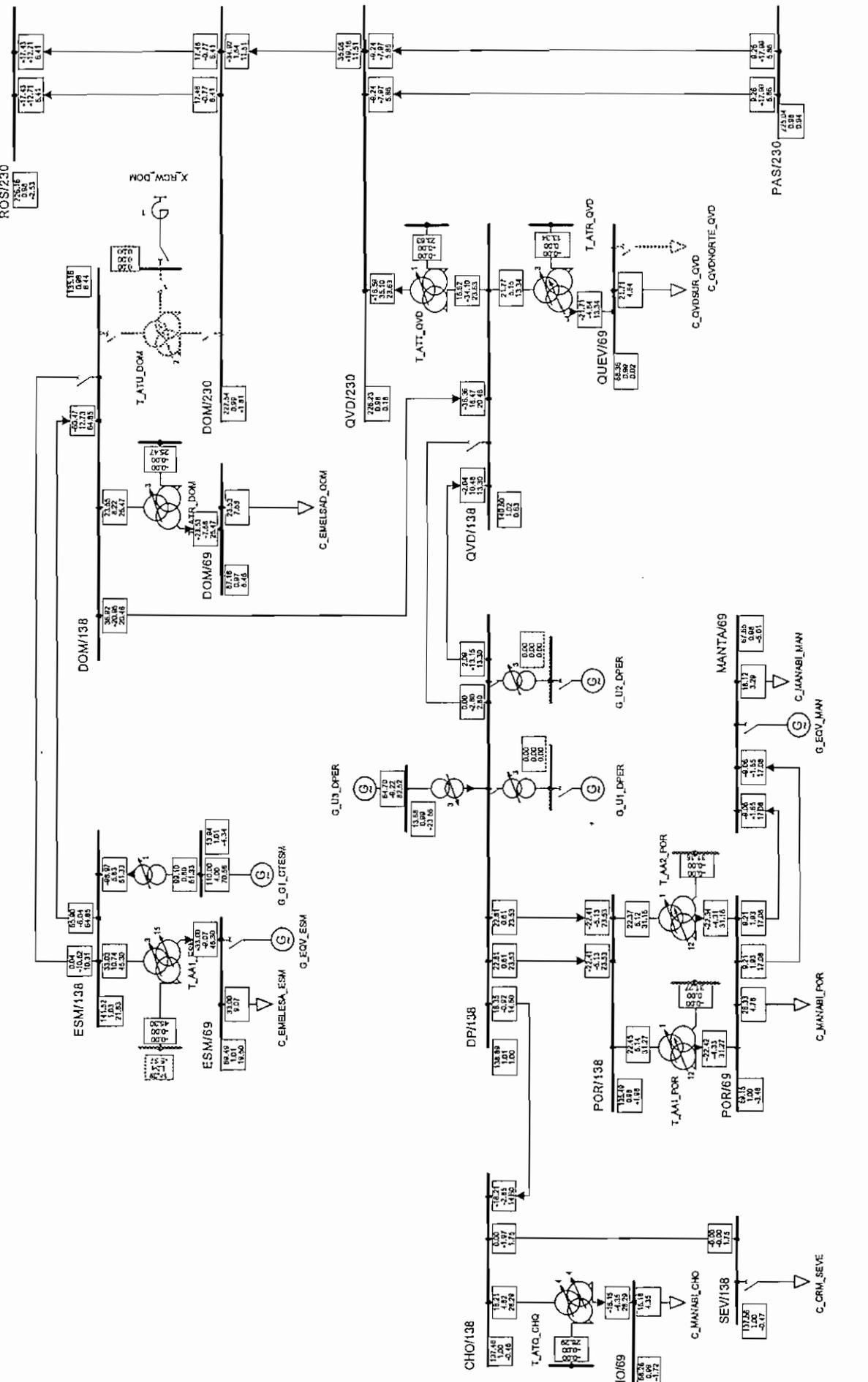
ANEXO 3.3.1.2.3 - B
 Demanda Mínima a Julio del 2003
 PowerFactory 12.1.194

Load Flow Balanced
Branches
Active Power [MW]
Reactive Power [Mvar]
Loading [%]

Nodes
UI, Magnitude [kV]
u, Magnitude [p.u.]
U, Angle [deg]

Realizado por: David Uribe E.

ADJUST



Project: S. N. I.
Graphic: Zona Santa Dorita
Date: 4/1/2003
Annex: 3.3.1.2.3

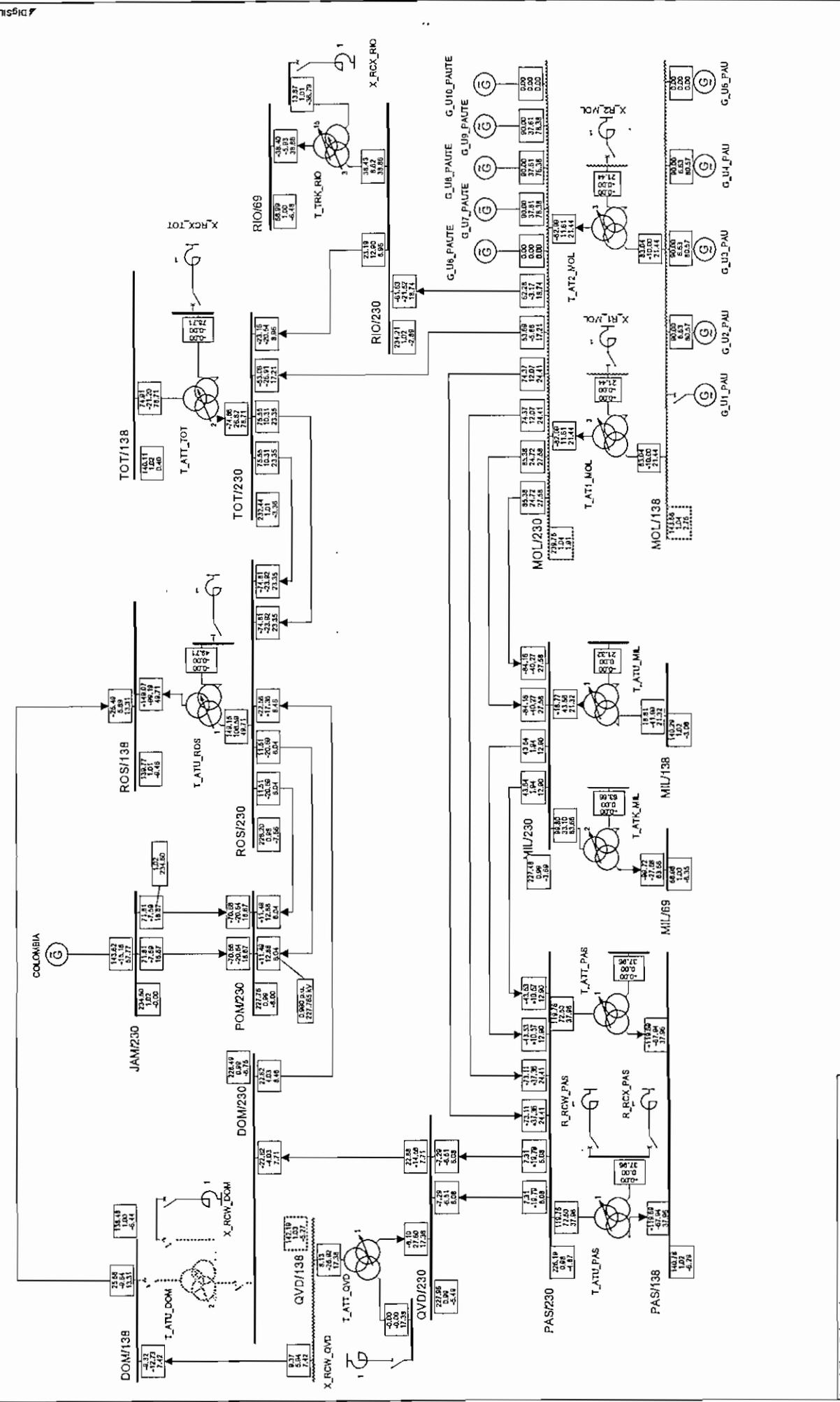
Santo Domingo - Quevedo
Demanda Minima a Julio del 2003

PowerFactory 12.1.1.87

Low and High Voltage / Loading
U < 0.97 p.u.
U > 1.05 p.u.
Loading > 100. %

Load Flow Balanced
Nodes
Branches
Active Power [MW]
Reactive Power [Mvar]
Loading [%]

Line-Line Voltage, Magnitude [kV]
Voltage, Magnitude [p.u.]
Voltage, Angle [deg]



Load Flow Balanced
Nodes
UI, Magnitude [kV]
u, Magnitude [p.u.]
U, Angle [deg]

Branches
Active Power [MW]
Rescive Power [Mvar]
Loading [%]

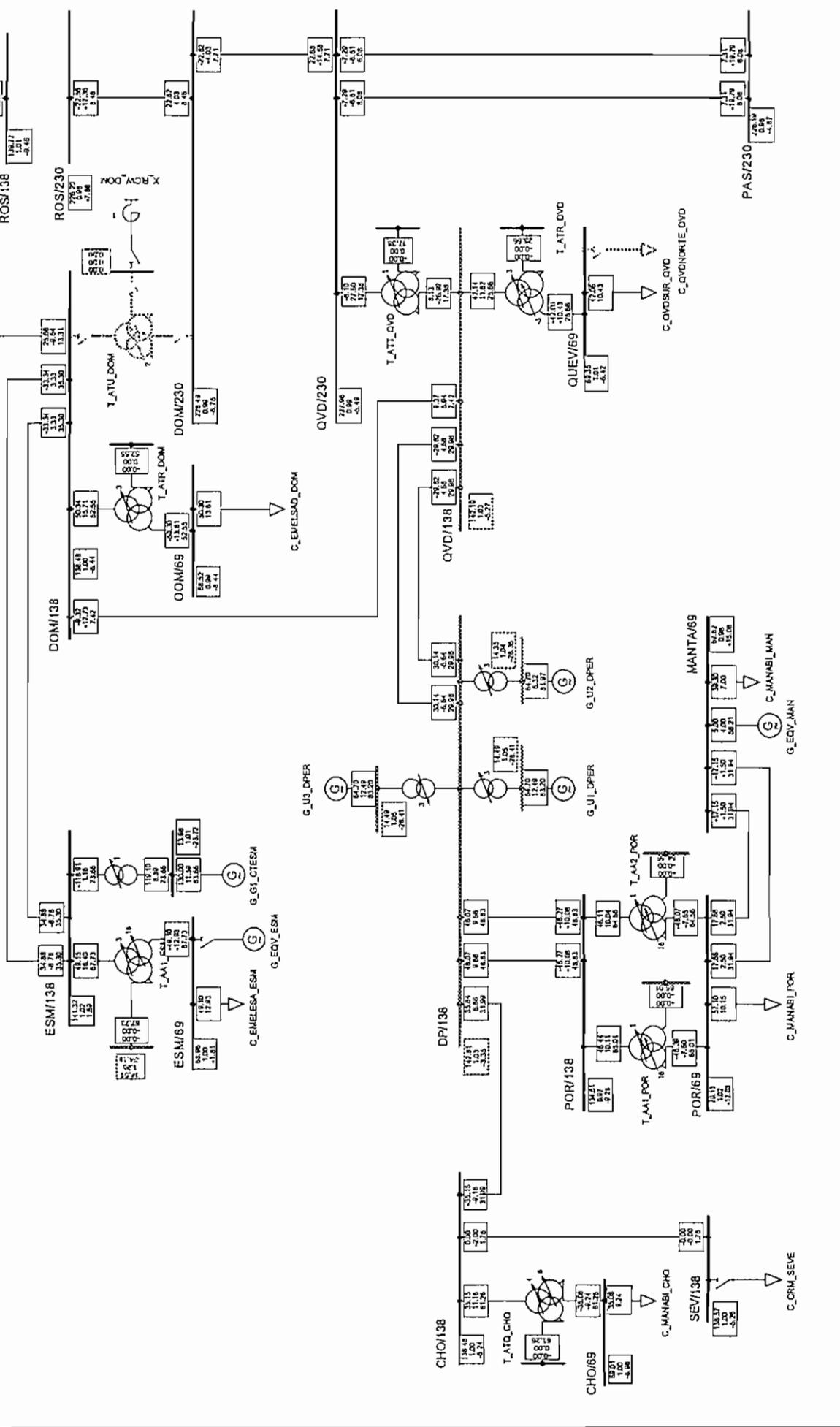
Project: S. N. I.
Graphics: Red 230
Date: 4/15/2003
Annex: 3.3.1.3.1

Anillo 230 kV
 Demanda Máxima a Julio del 2003
 PowerFactory 12.1.194

Low and High Voltage / Loading
 u < 0.87 p.u.
 u > 1.03 p.u.
 Loading > 100, %

Tránsito de Energía de Colombia

Realizado por: David Simon E.



Proyecto: S. N. I.
 Gráfica: Zona Santo Domingo
 Date: 1/28/2003
 Annex: 3.3.1.3.1

Santo Domingo - Quevedo
 Demanda Máxima a Julio del 2003

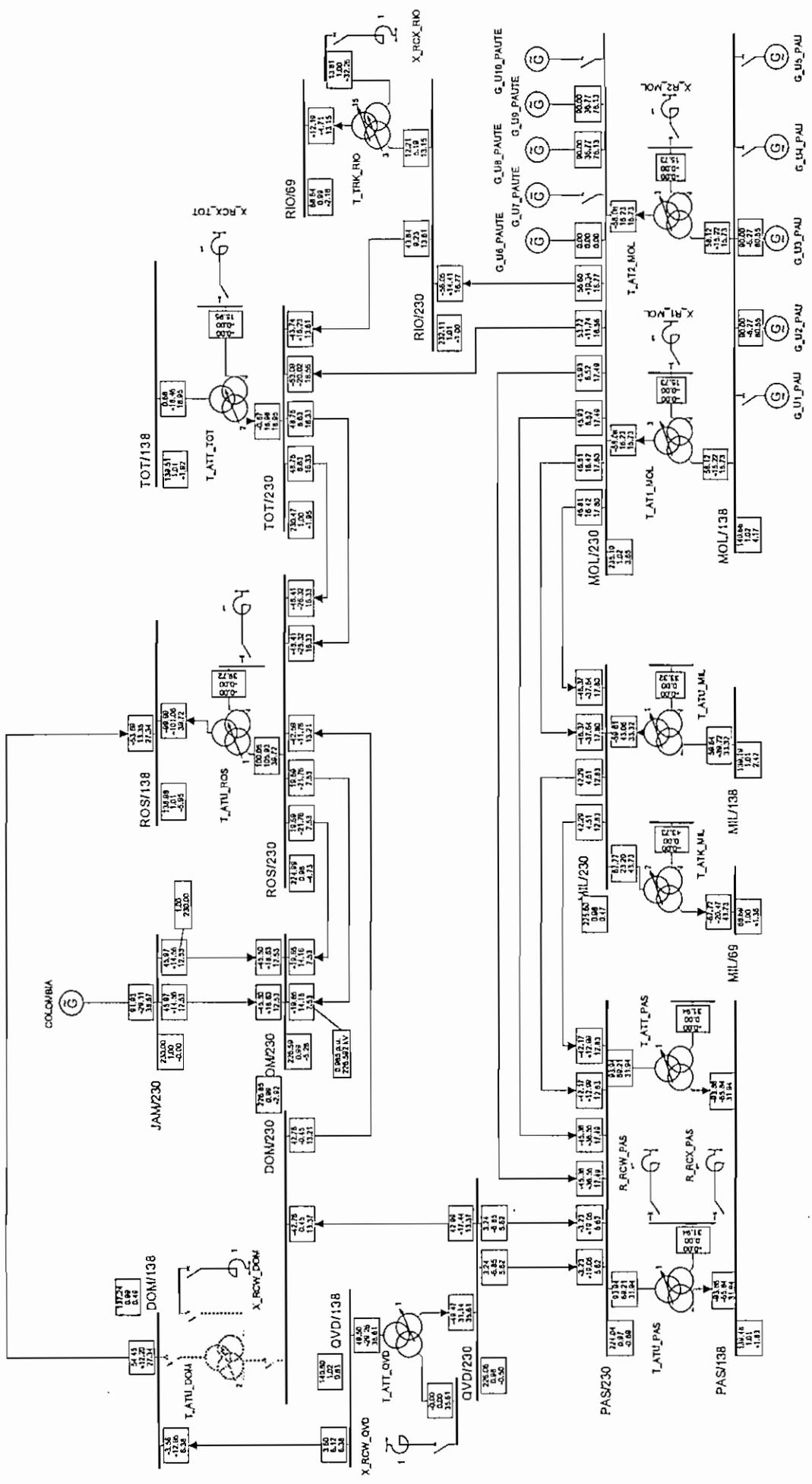
TRANSELECTRIC S.A.
 PowerFactory 12.1.1.187

Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

Load Flow Balanced	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Maximum Loading [%]

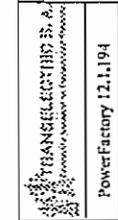
Relatório por: Dn-01 Binão E.

DESILENT



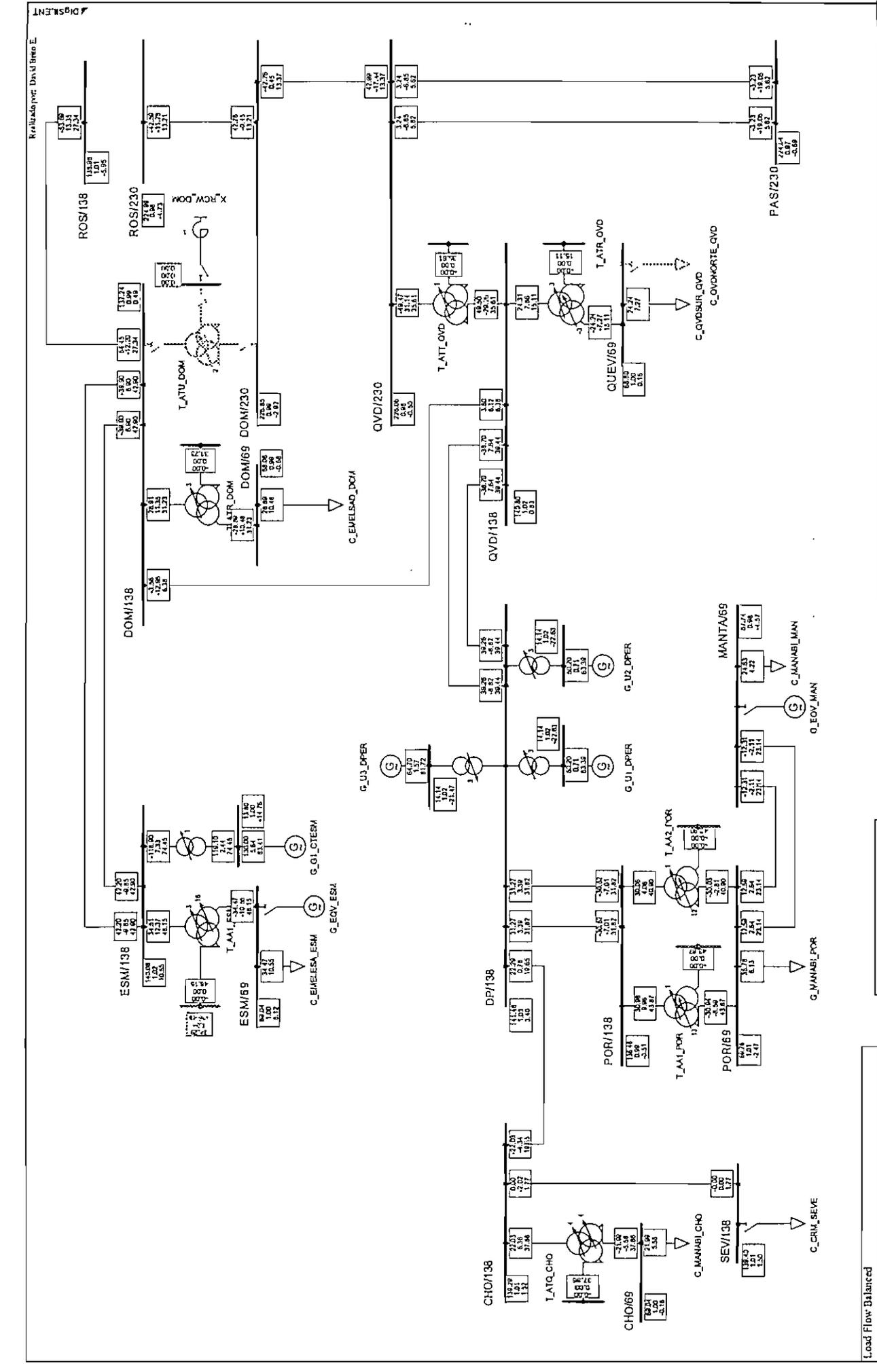
Project: S. N. I.
Graphics: Red.230
Date: 4/15/2003
Annex: 3.3.1.3.2

Anilnia 230 kV
Demanda Medida a Julio del 2003



Low and High Voltage / Loading
U < 0.97 p.u.
U > 1.03 p.u.
Loading > 100. %

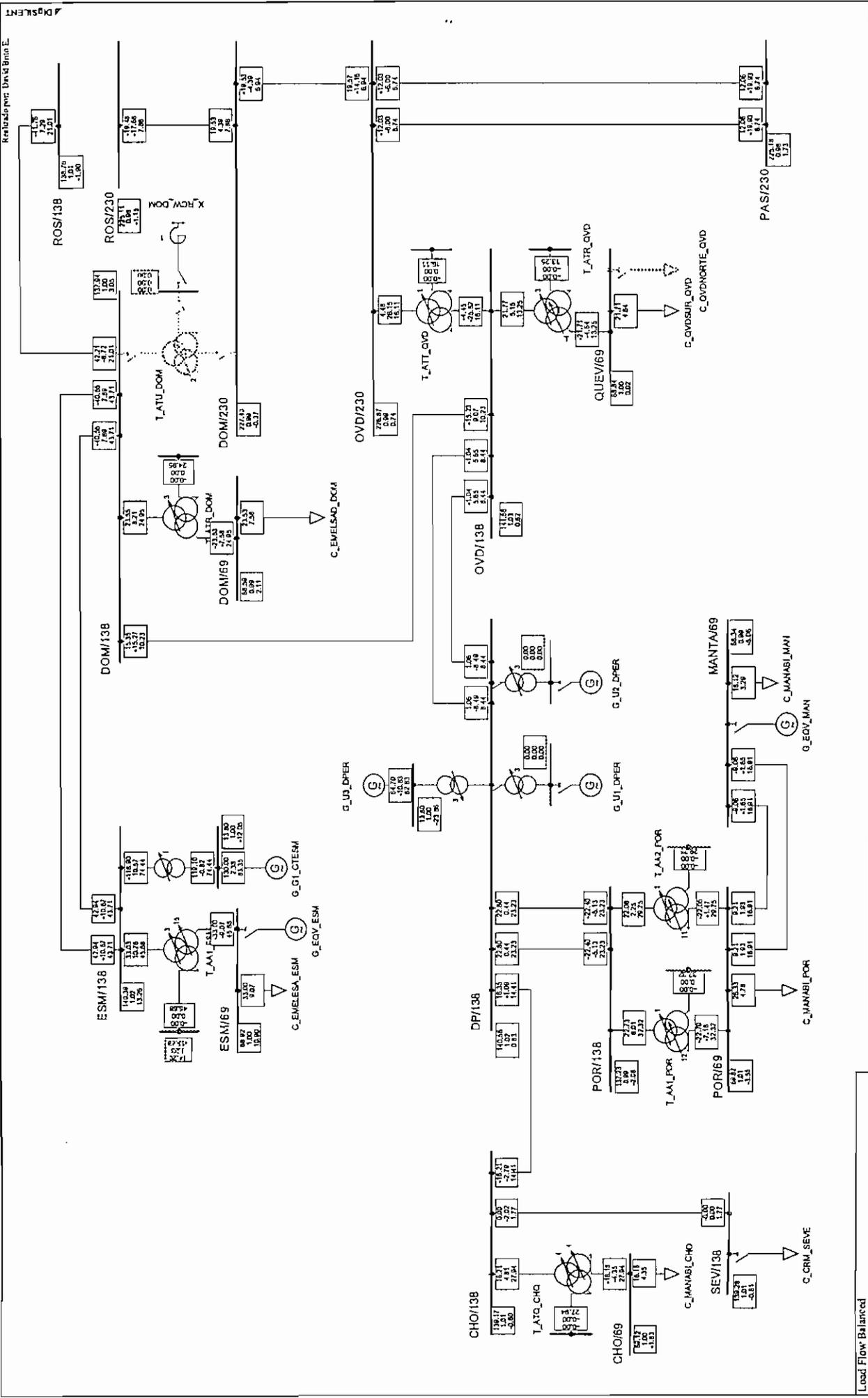
Load Flow Balanced	Branches
U _t Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u _t Magnitude [p.u.]	Reactive Power [MVar]
U _t Angle [deg]	Loading [%]



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Maximum Loadings [%]

Low and High Voltage / Loading	
U < 0.97 p.u.	---
U > 1.03 p.u.	- - - -
Loading > 100. %	

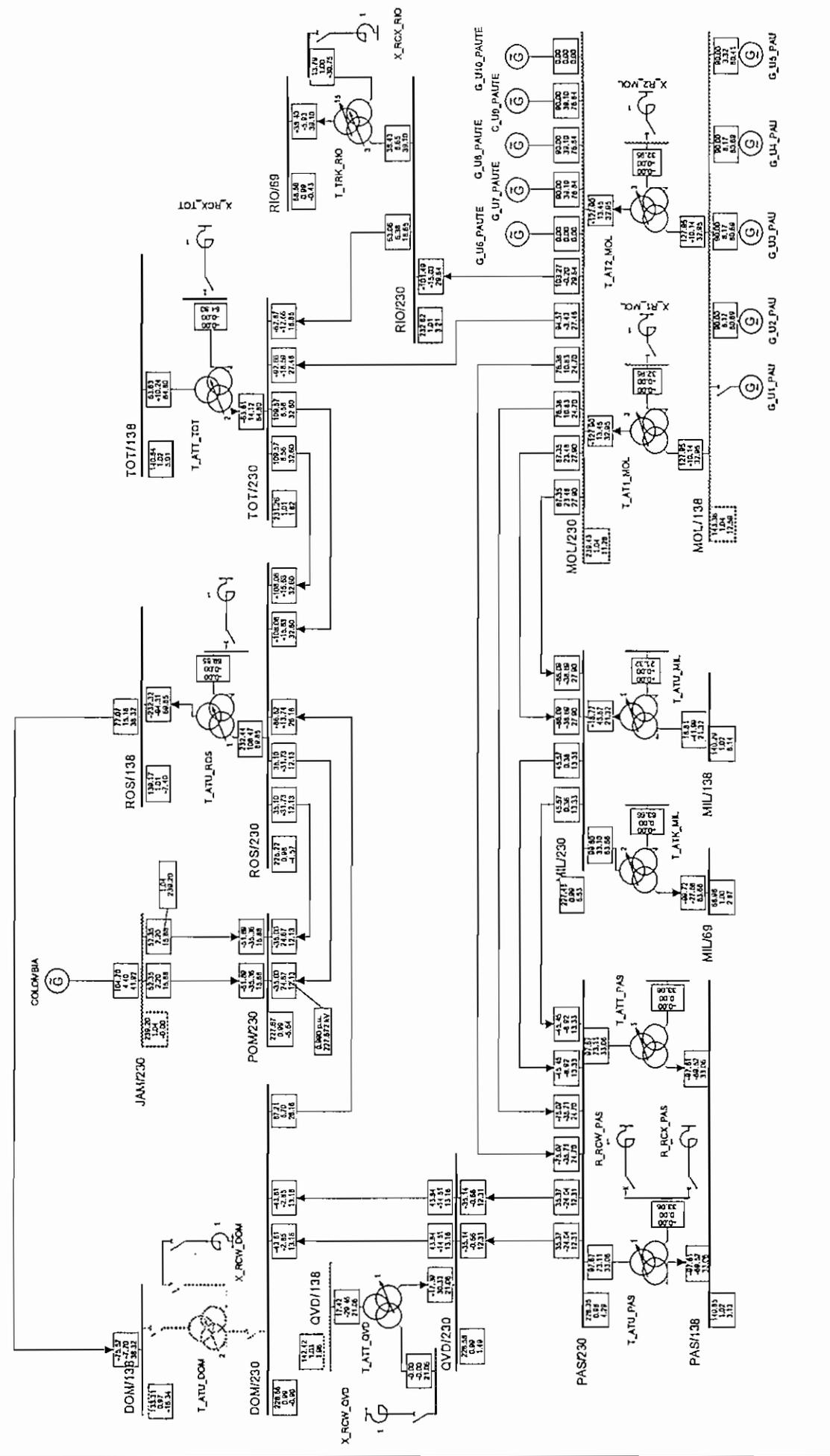
Project: S. N. I.	Santo Domingo - Quevedo
Graphics: Zona Santo Domingo	
Date: 1/28/2003	Demanda Merita a Julio del 2003
Appraiser: 3.3.13.2	PowerFactory 12.1.187



Resistencia: David Bruno E.

Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg.]	Maximum Loading [%]



Load Flow Balanced

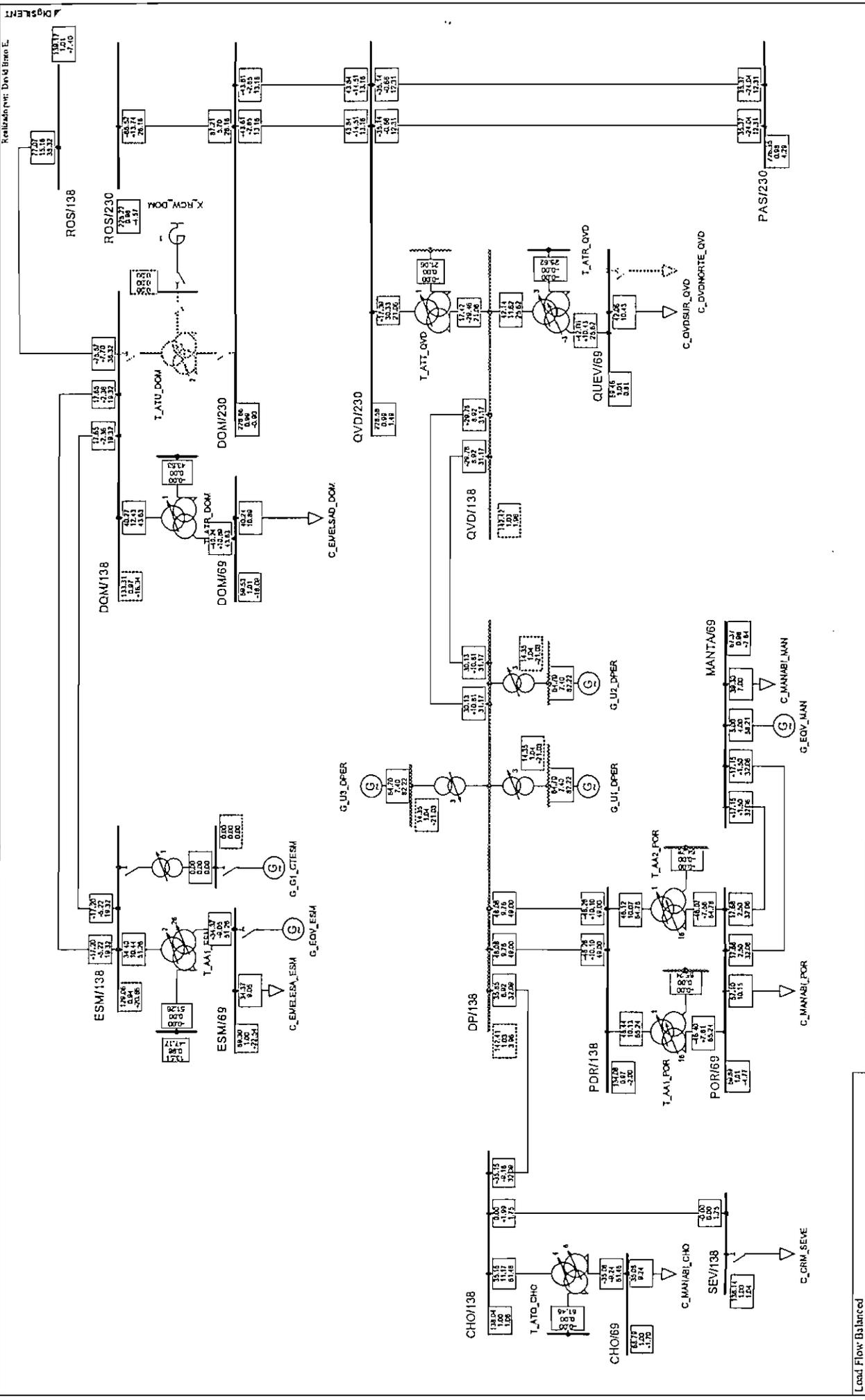
Nodes	Branches
U _i , Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u _i , Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
U _i , Angle [deg]	Loading [%]

Low and High Voltage / Loading

—	U < 0.97 p.u.
---	U > 1.03 p.u.
---	Loading > 100. %

Project: S. N. I.
 Graphic: Red 230
 Date: 4/15/2003
 Demand: Máxima a Julio del 2003
 PowerFactory 12.1.194

Anillo 230 kV



Realizado por: David Barro E.

Proyecto: S. N. I.
 Graphica: Zona Santo Domingo
 Date: 1/28/2003
 Annex: 3.3.2.1.1

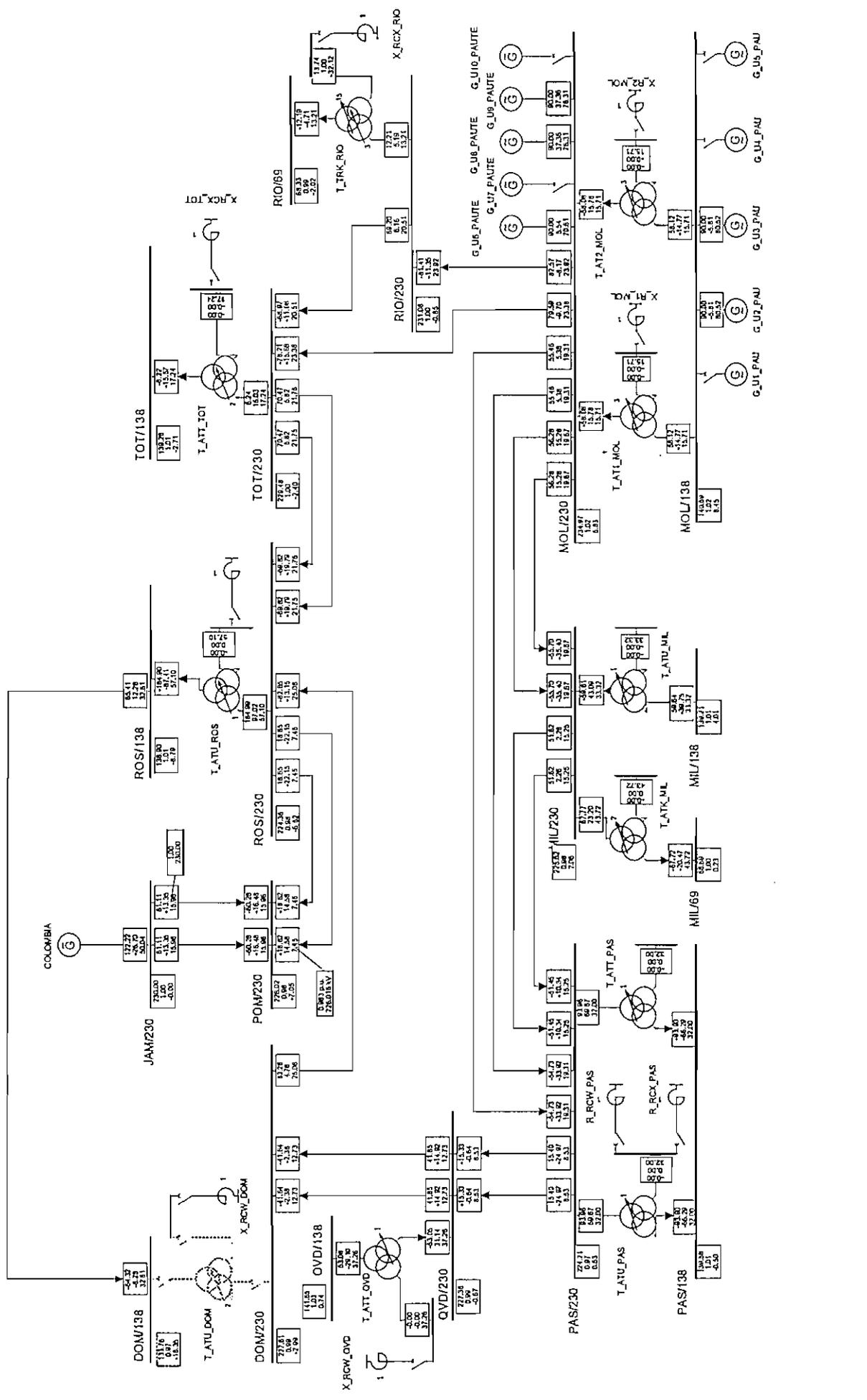
Santo Domingo - Quevedo
 Demanda Máxima a Julio del 2003

TRANSALC (S) S. A.
 PowerFactory 12.1.187

Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

Load Flow Balanced
 Nodes
 Branches
 Active Power [MW]
 Reactive Power [Mvar]
 Voltage Magnitude [p.u.]
 Voltage Angle [deg]

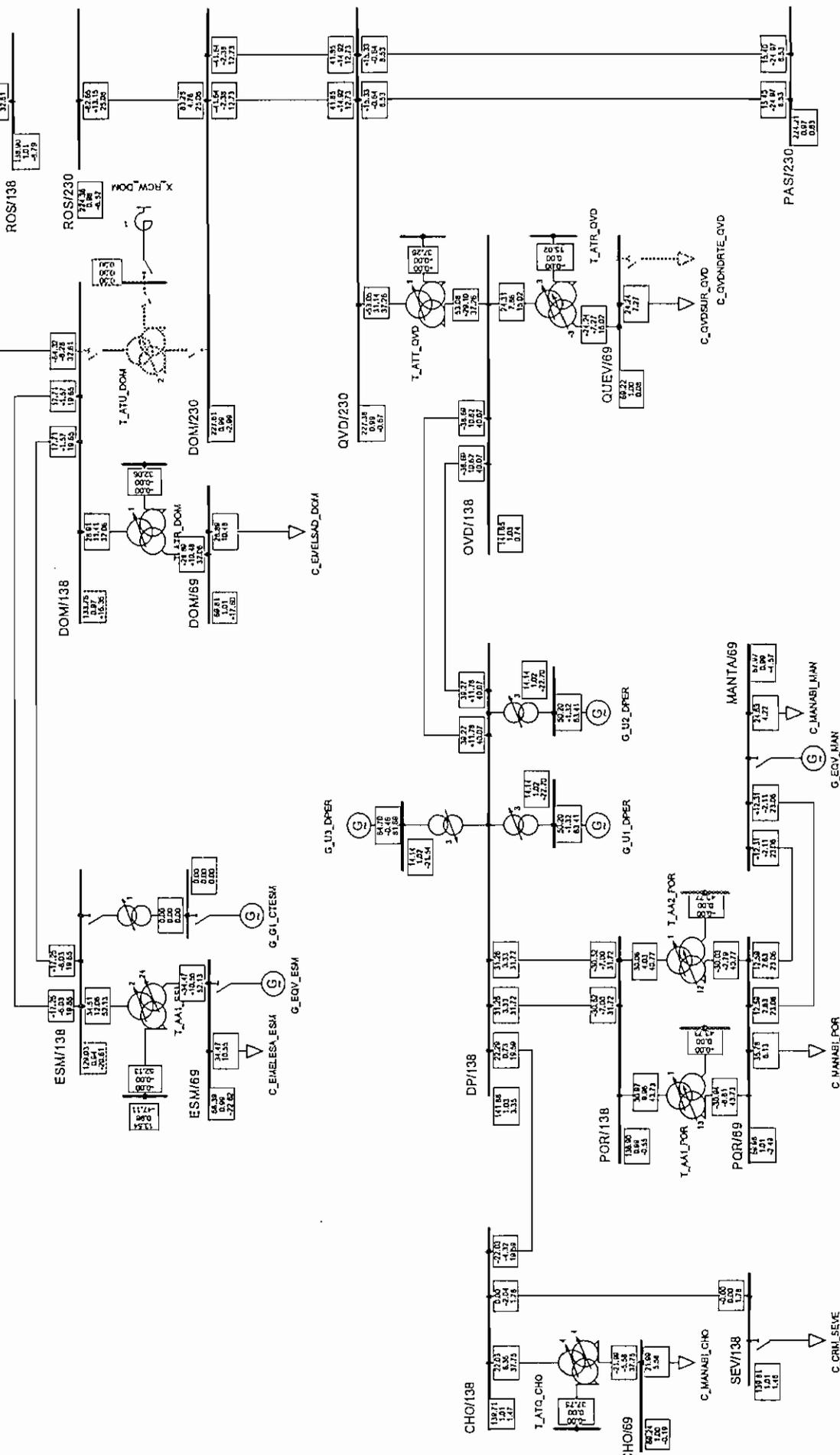
CHO/138
 CHO/69
 ROS/138
 ROS/230
 DQM/138
 DQM/230
 QVD/138
 QVD/230
 DP/138
 DP/69
 PDR/138
 PDR/69
 MANTA/69
 PAS/230
 SEVI/138



Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
U _i Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u _r Magnitude [p.u.]	Reactive Power [MVar]
U _r Angle [deg]	Loading [%]

Low and High Voltage / Loading
U < 0.97 p.u.
U > 1.03 p.u.
Loading > 100. %

TRANSENERGIA S. A.	Proyecto S. N. I.
TRANSACCIONES S. A.	Anillo 230 kV
PowerFactory 12.1.194	Demanda Media a Inicio de 2003
	Graphics: Red 230
	Date: 4/15/2003
	Anexo: 3.3.2.1.2



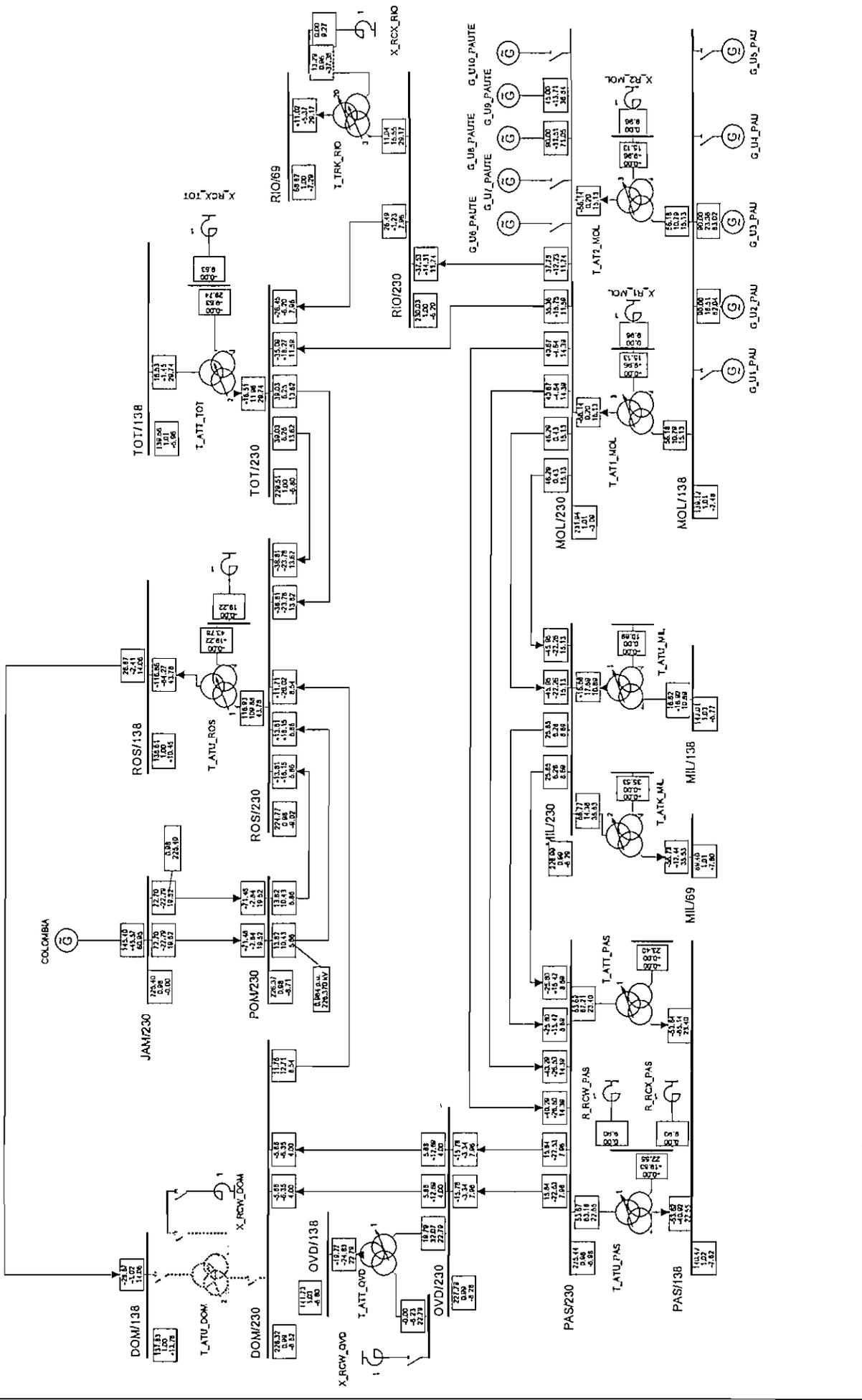
Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [MVar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

Project: S. N. I.	Santo Domingo - Quevedo
Graphic: Zona Santo Domingo	Demanda Media a Julio del 2003
Date: 1/28/2003	
Annex: 3.3.2.1.2	

TRANSELESTRIOS S. A.	PowerFactory 12.1.1.187
----------------------	-------------------------

Low and High Voltage / Loading

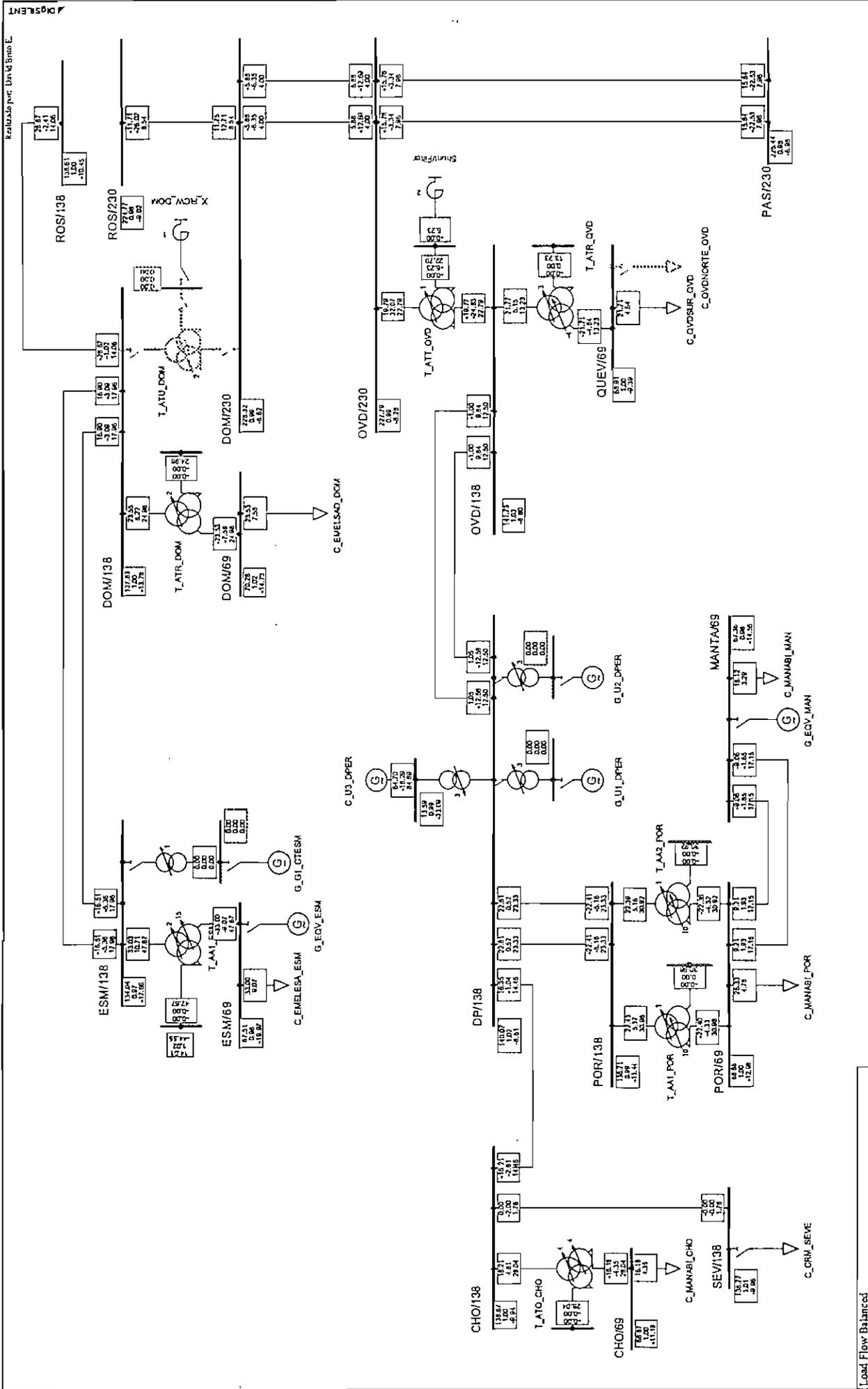
- U < 0.97 p.u.
- U > 1.03 p.u.
- Loading > 100. %



Load Flow Balanced	
Nodes:	Branches
U _i Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u _i Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
U _i Angle [deg]	Loading [%]

<p>Low and High Voltage / Loading</p> <p>— U < 0.87 p.u.</p> <p>--- U > 1.03 p.u.</p> <p>--- Loading > 100. %</p>	<p>Antillo 230 KV</p> <p style="text-align: center;">Demanda Mínima a Julio del 2003</p> <p style="text-align: right;">PowerFactory 12.1.194</p>
--	--

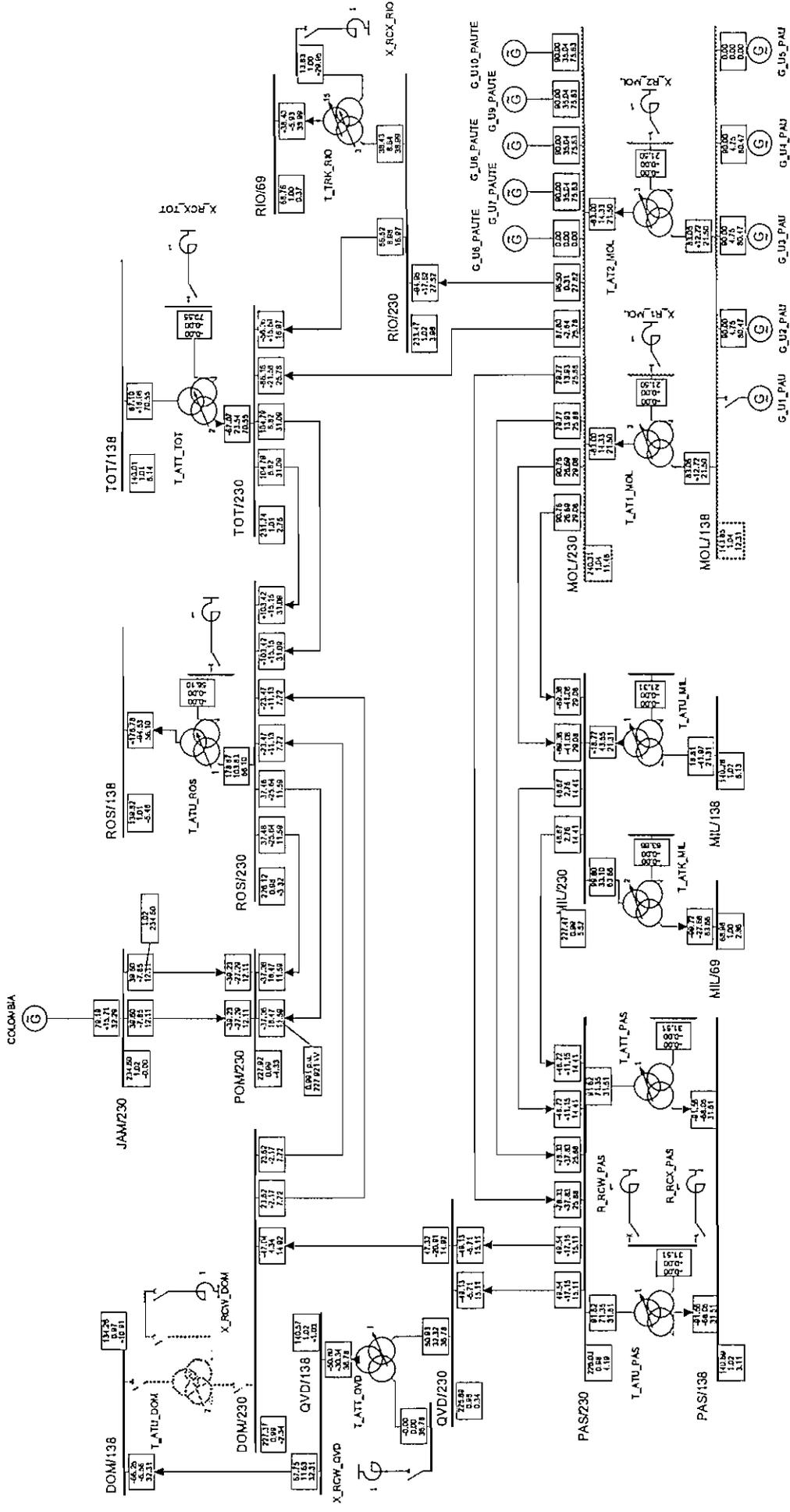
<p>TRANSENERGÍA S.A.</p> <p style="font-size: small;">Compañía de Energía Eléctrica</p>	<p>Project: S. N. I.</p> <p>Graphics: Red 230</p> <p>Date: 4/15/2003</p> <p>Annex: 3.3.2.1.3</p>
---	--



Kelompokan: Dns 18 Binas E

Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

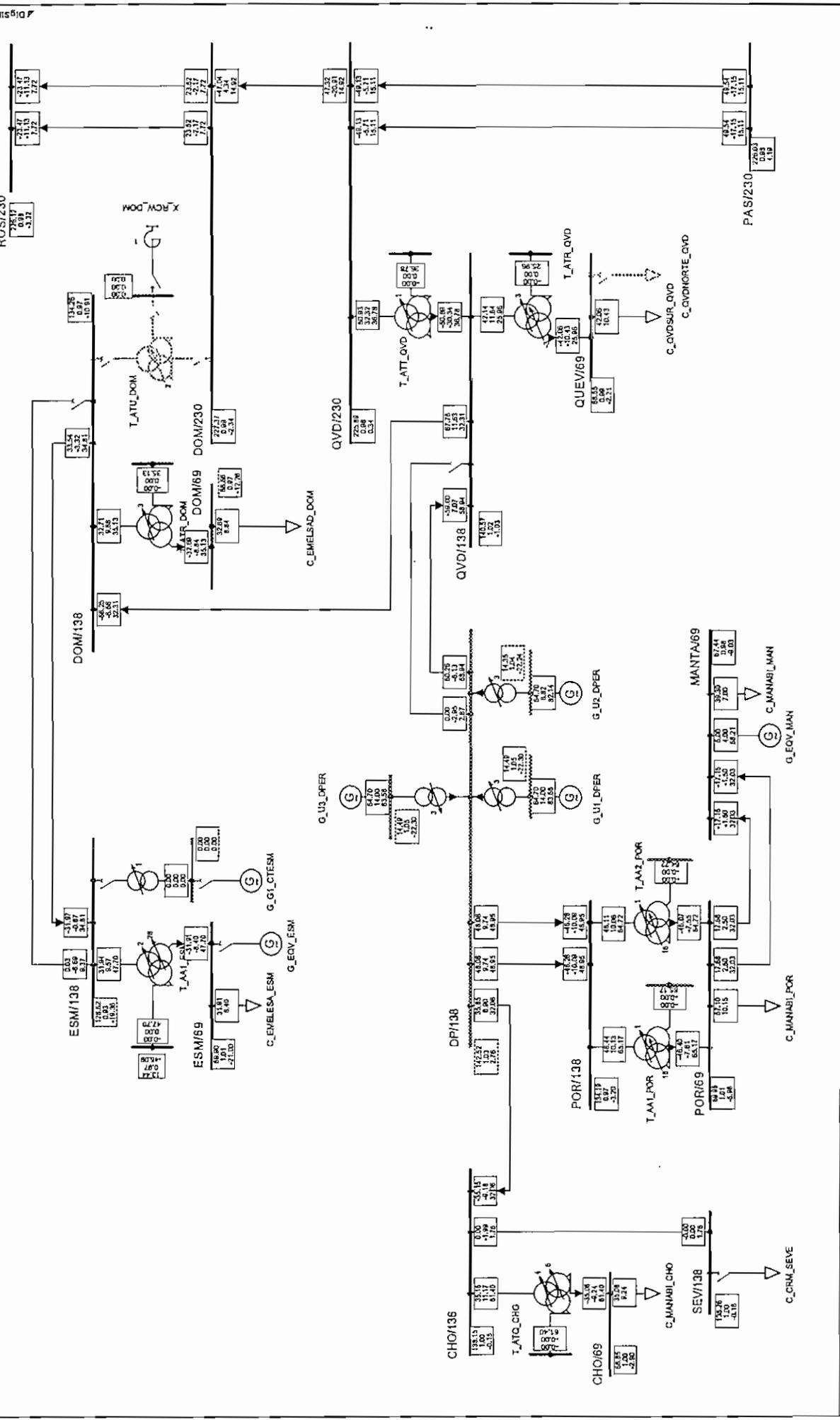
Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [KV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [MVar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]



Load Flow-Balanced	
Nodes	Branches
U _i , Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u _i , Magnitude [pu]	Reactive Power [Mvar]
U _i , Angle [deg]	Loading [%]

Legend	
○	Low and High Voltage / Loading
○	U < 0.97 p.u.
○	U > 1.03 p.u.
○	Loading > 100. %

Project Information	
Project: S. N. 1.	Anillo 230 kV
Graphic: Red 230	
Date: 4/15/2003	Demanda Máxima a Julio del 2003
Annex: 3.3.2.2.1	PowerFactory 12.1.194



Project: S. N. I.
Graphic: Zona Santo Domingo
Date: 4/1/2003
Annex: 3.3.2.2.1

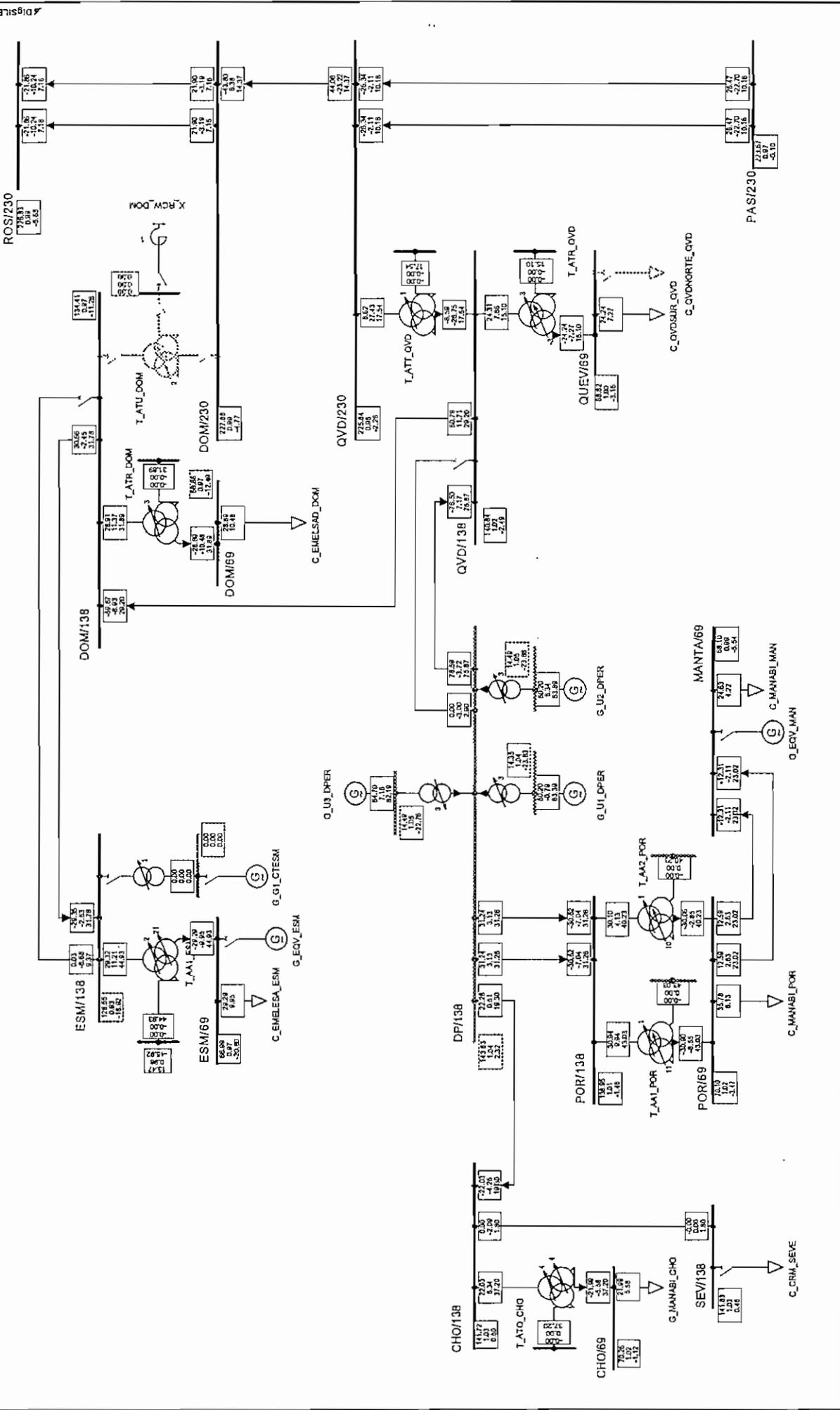
Santo Domingo - Quevedo
TRANSACCIONES S.A.
Demanda Máxima a Julio del 2003
PowerFactory 12.1.1.187

Low and High Voltage / Loading
U < 0.97 p.u.
U > 1.03 p.u.
Loading > 100. %

Load Flow Balanced	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]

Realizado por: David Bano E.

Dispositivo



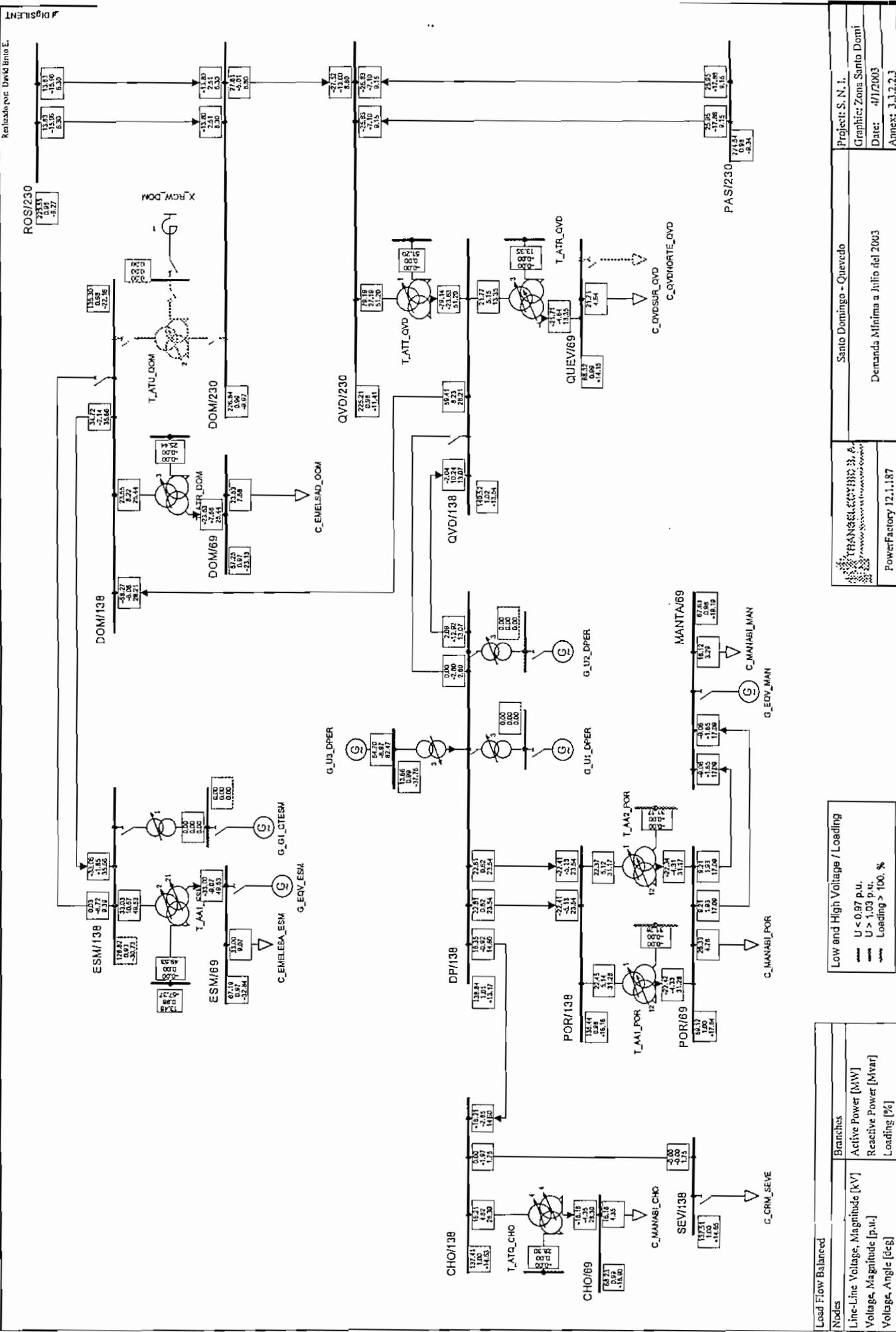
Load Flow Balanced
Nodes
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]
Active Power [MW]
Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]

Branches
Active Power [MW]
Reactive Power [Mvar]
Loading [%]

Low and High Voltage / Loading
U < 0.97 p.u.
U > 1.03 p.u.
Loading > 100. %

THANGLA ELECTRIC S. A.
PowerFactory 12.1.187

Sanjo Domingo - Quevedo
Proyecto: S. N. I.
Graphlet Zona Sanjo Domi
Date: 4/1/2003
Annex: 3.3.2.2.2



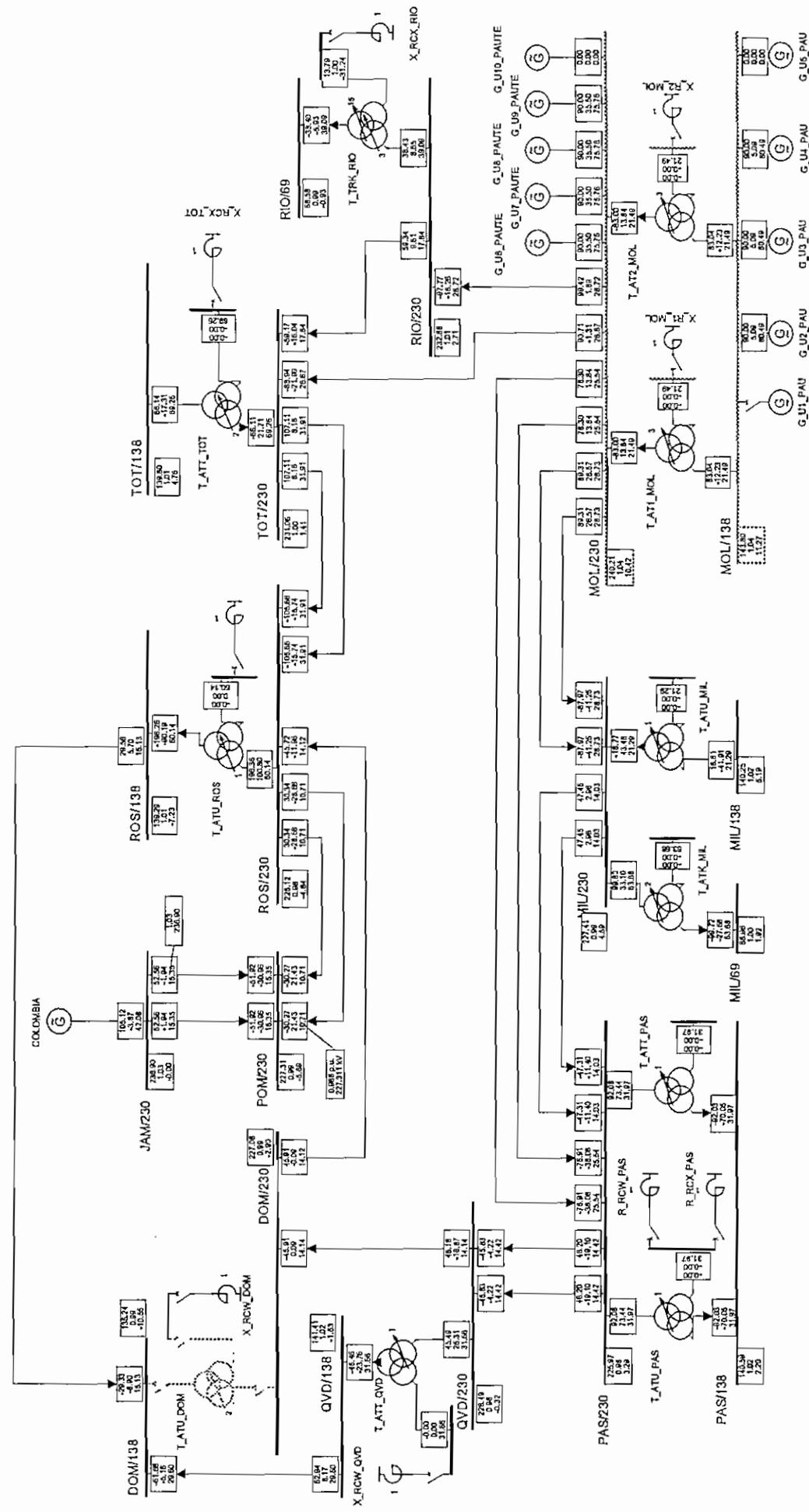
Project: S. N. I.
Graphic: Zona Santa Doma
Date: 4/1/2003
Annex: 3.1, 3.2, 3

Santo Domingo - Quevedo
 Demanda Minima a Julio del 2003

THANGLER ELECTRIC S.A.
 PowerFactory 12.1.187

Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

Nodes	Branches
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Angle [deg]	Loading [%]



Load Flow Balanced

Nodes	Branches
U _i Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u _i Magnitude [p.u.]	Reactive Power [MVar]
U _i Angle [deg]	Loading [%]

Low and High Voltage / Loading

U < 0.97 p.u.

U > 1.03 p.u.

Loading > 100, %

TRANSSENERGIA S. A.

PowerFactory 12.1.194

Amillo 230 kV

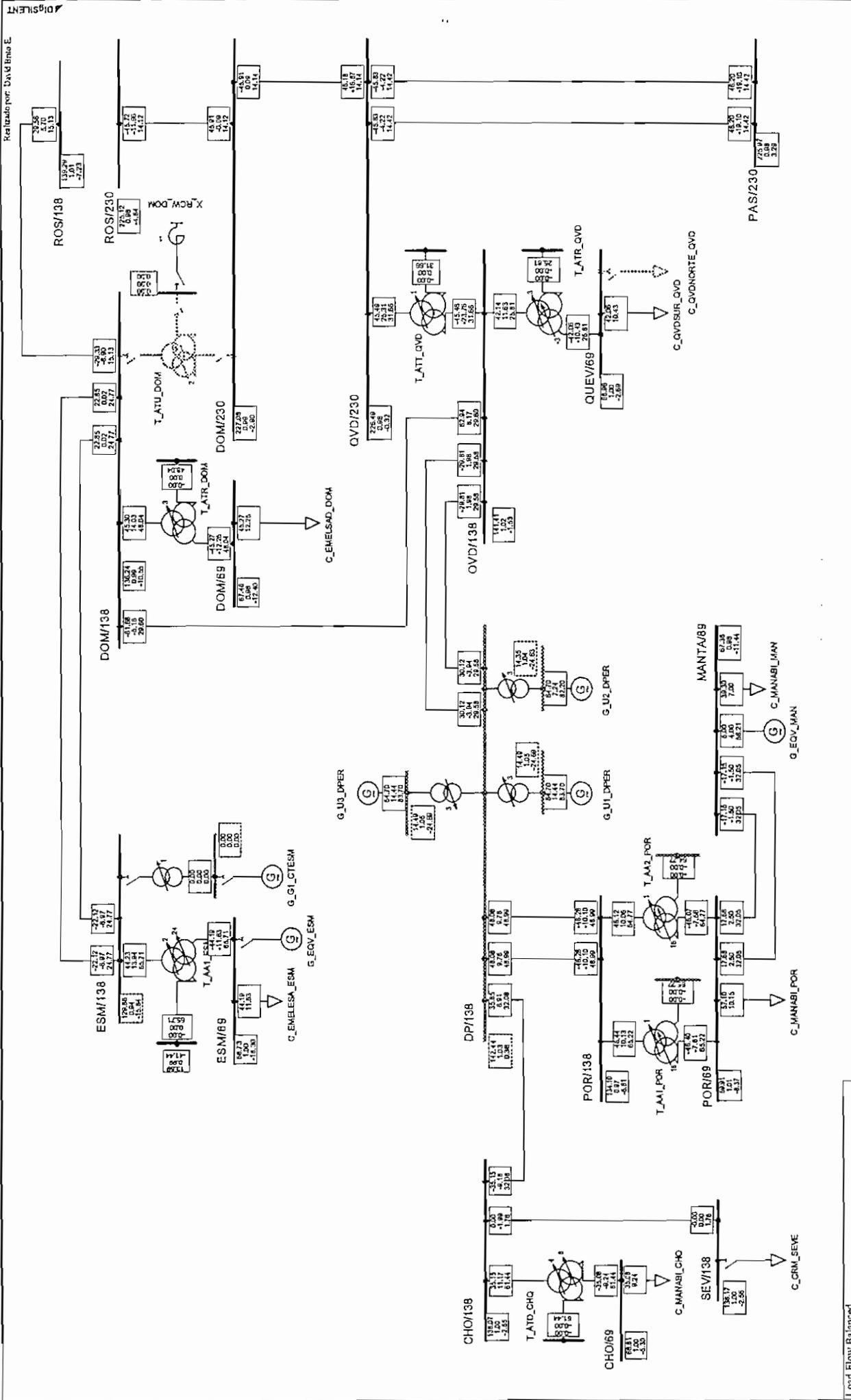
Demanda Máxima a Julio del 2003

Project: S. N. I.

Graphic: Red 230

Date: 4/11/2003

Annex: 3.3.2.3.1



Realizado por: David Bino E.

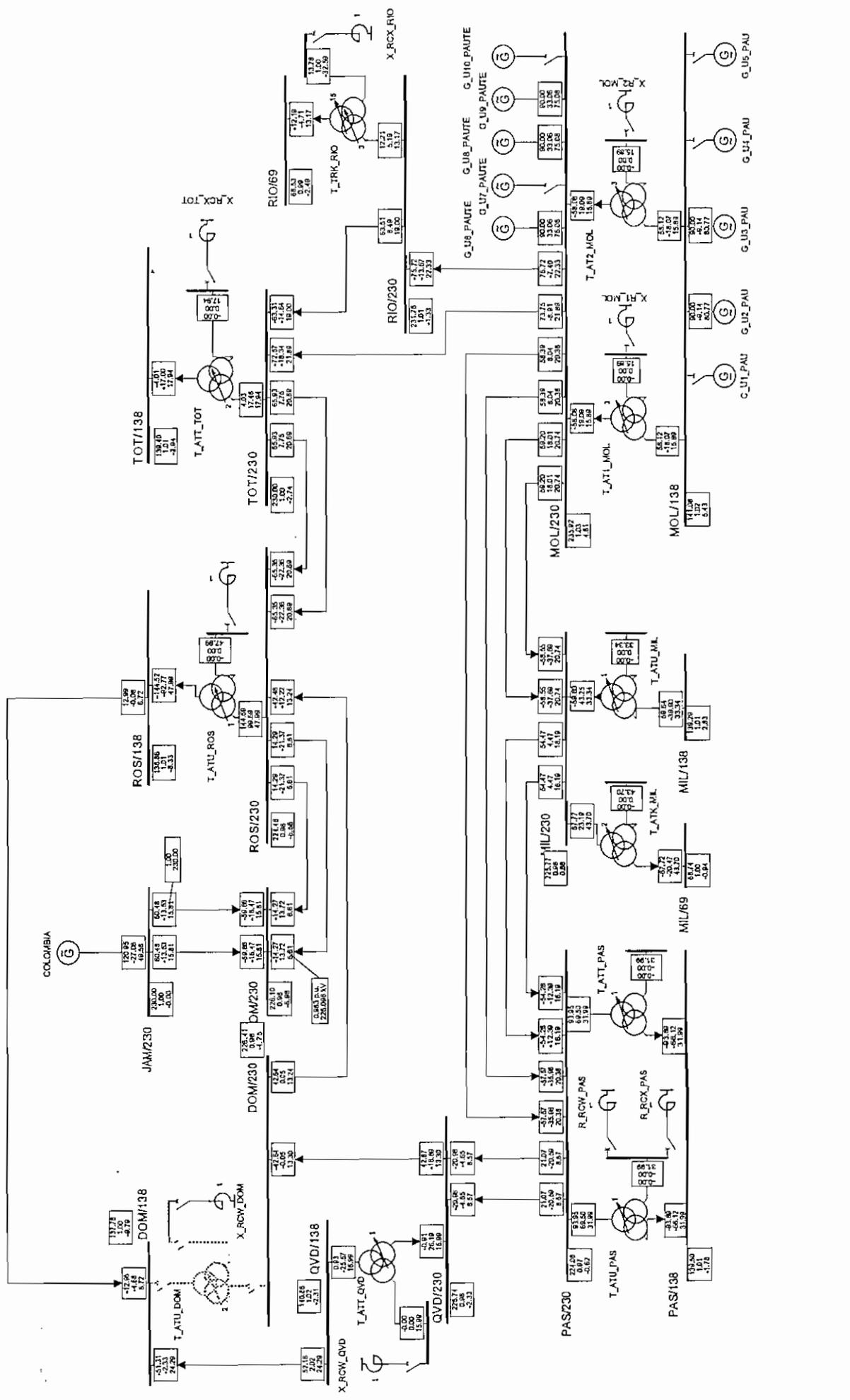
Project: S. N. I.
Graphic: Zona Santo Domi
Date: 1/28/2003
Annex: 3.3.2.3.1

Santo Domingo - Quevedo
FRANQUELETTI S. A.
Demanda Máxima a Julio del 2003

PowerFactory 12.1.1.R7

Low and High Voltage / Loading
— U < 0.97 p.u.
--- U > 1.03 p.u.
*** Loading > 100. %

Load Flow Balanced
Nodes
Branches
Active Power [MW]
Reactive Power [Mvar]
Maximum Loading [%]

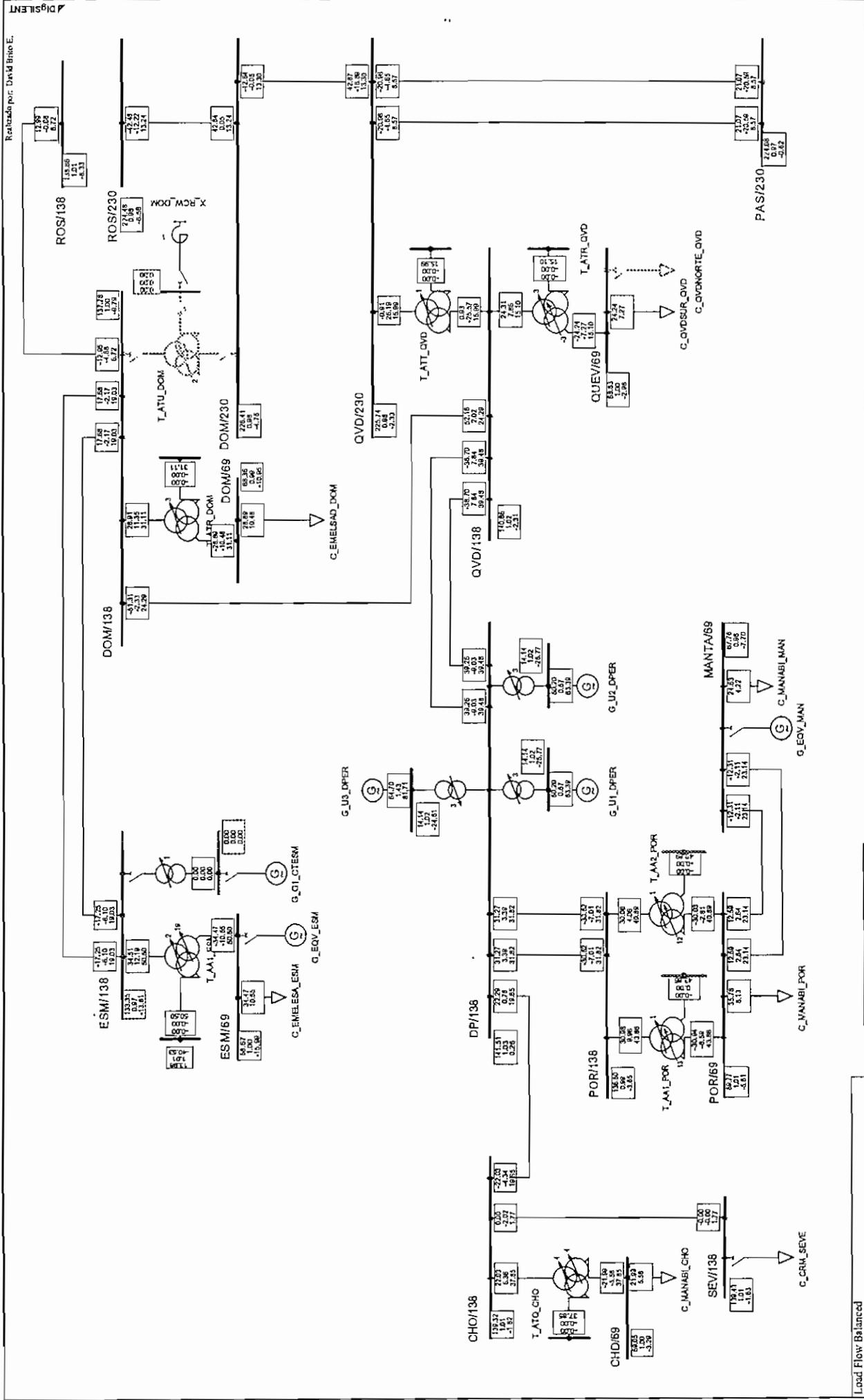


<p>PowerFactory 12.1.194</p>		<p>Demanda Media a Julio del 2003</p>		<p>Project: S. N. I.</p>	
<p>YIN-ANGEL&CARRILLO S. A.</p>		<p>Antille 230 kV</p>		<p>Graphics: Red 230</p>	
<p>PowerFactory 12.1.194</p>		<p>PowerFactory 12.1.194</p>		<p>Date: 4/15/2003</p>	
<p>PowerFactory 12.1.194</p>		<p>PowerFactory 12.1.194</p>		<p>Annex: 3.2.3.2</p>	

Low and High Voltage / Loading

- U < 0.97 p.u.
- U > 1.03 p.u.
- Loading > 100. %

Nodes	Branches
U, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
U, Angle [deg]	Loading [%]



Retocado por: David Brito E.

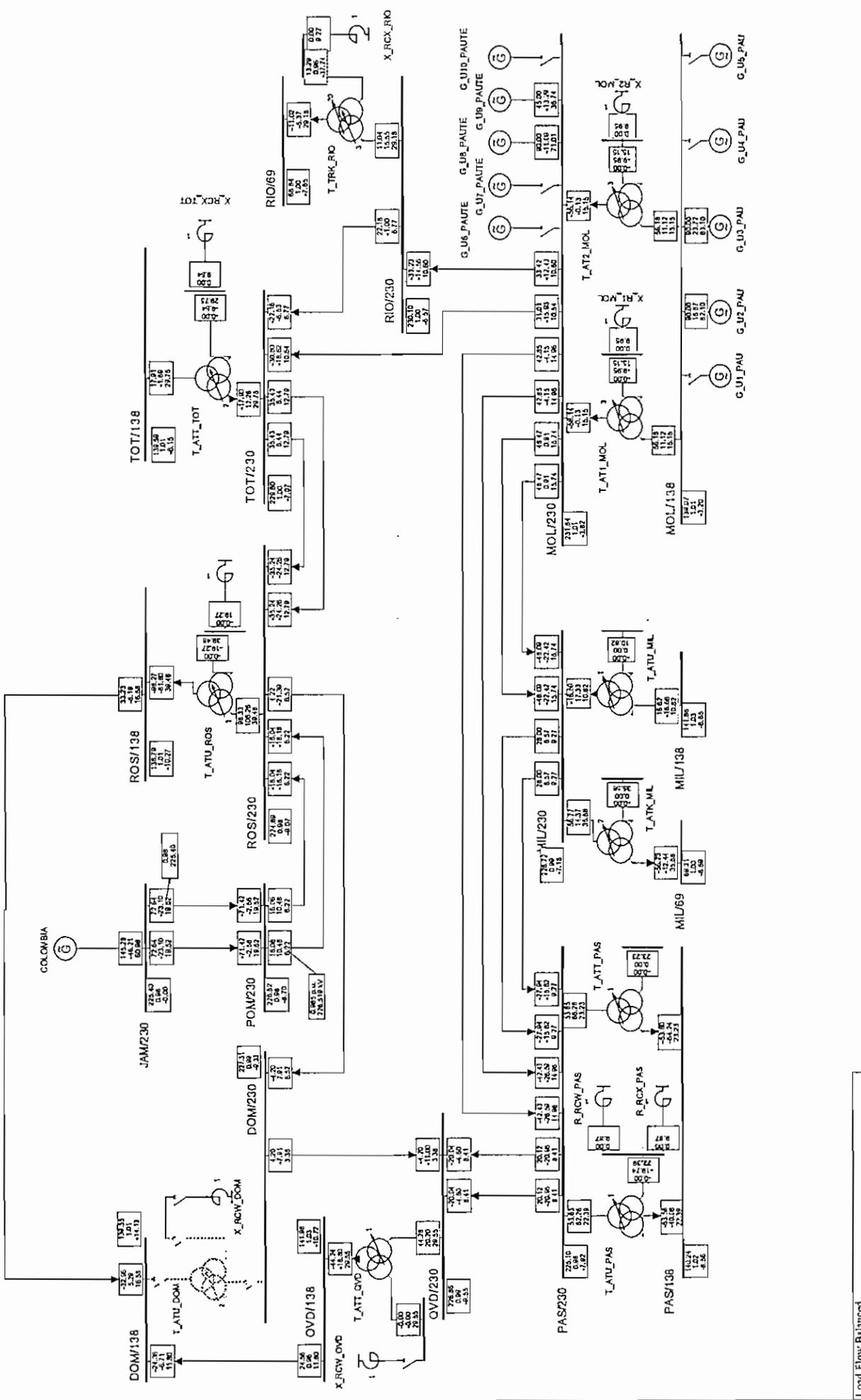
Project: S. N. I.
 Graphic: Zona Santo Domingo
 Date: 1/28/2003
 Annex: 3.3.2.3.2

Santo Domingo - Quevedo
 Demanda Media n Julio del 2003

TRANSELCO S.A.
 PowerFactory 12.1.187

Low and High Voltage / Loading
 U < 0.97 p.u.
 U > 1.03 p.u.
 Loading > 100. %

Load Flow Balanced	Branches
Nodes	Active Power [MW]
Line-Line Voltage, Magnitude [kV]	Reactive Power [Mvar]
Voltage, Magnitude [p.u.]	Maximum Loading [%]
Voltage, Angle [deg]	



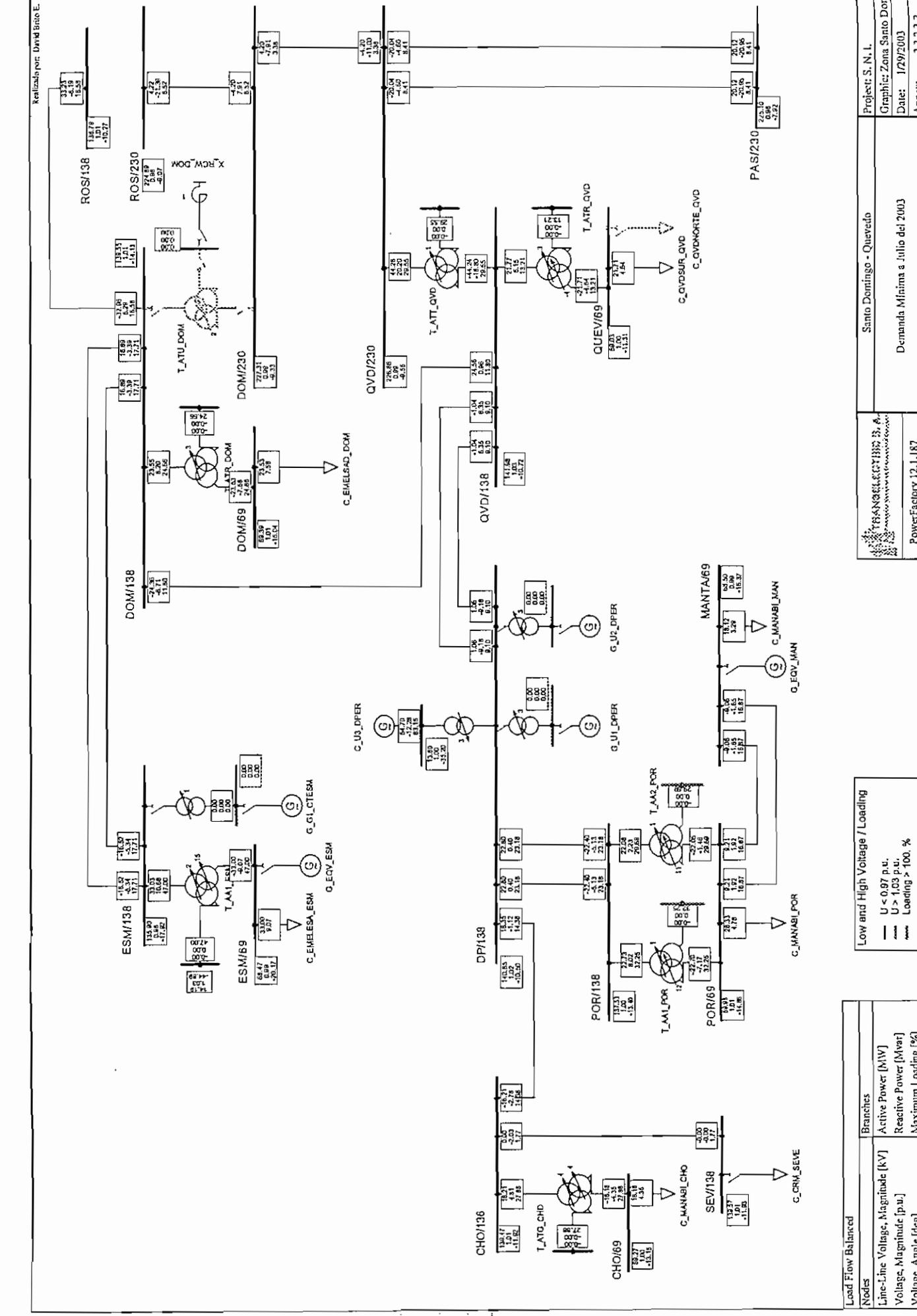
Load Flow Balanced	
Nodes	Branches
U, Magnitude [kV]	Active Power [MW]
u, Magnitude [p.u.]	Reactive Power [Mvar]
U, Angle [deg]	Loading [%]

Project: S. N. I.	Antillo 230 kV
Graphic: Red 230	Demanda Mfina a Julio del 2003
Date: 4/15/2003	PowerFactory 12.1.194
Amant: 3.3.2.3.3	

Low and High Voltage / Loading
 ~~~~ U < 0.97 p.u.  
 ~~~~ U > 1.03 p.u.  
 ~~~~ Loading > 100. %

Realizado por: David Brite E.

Dispersión



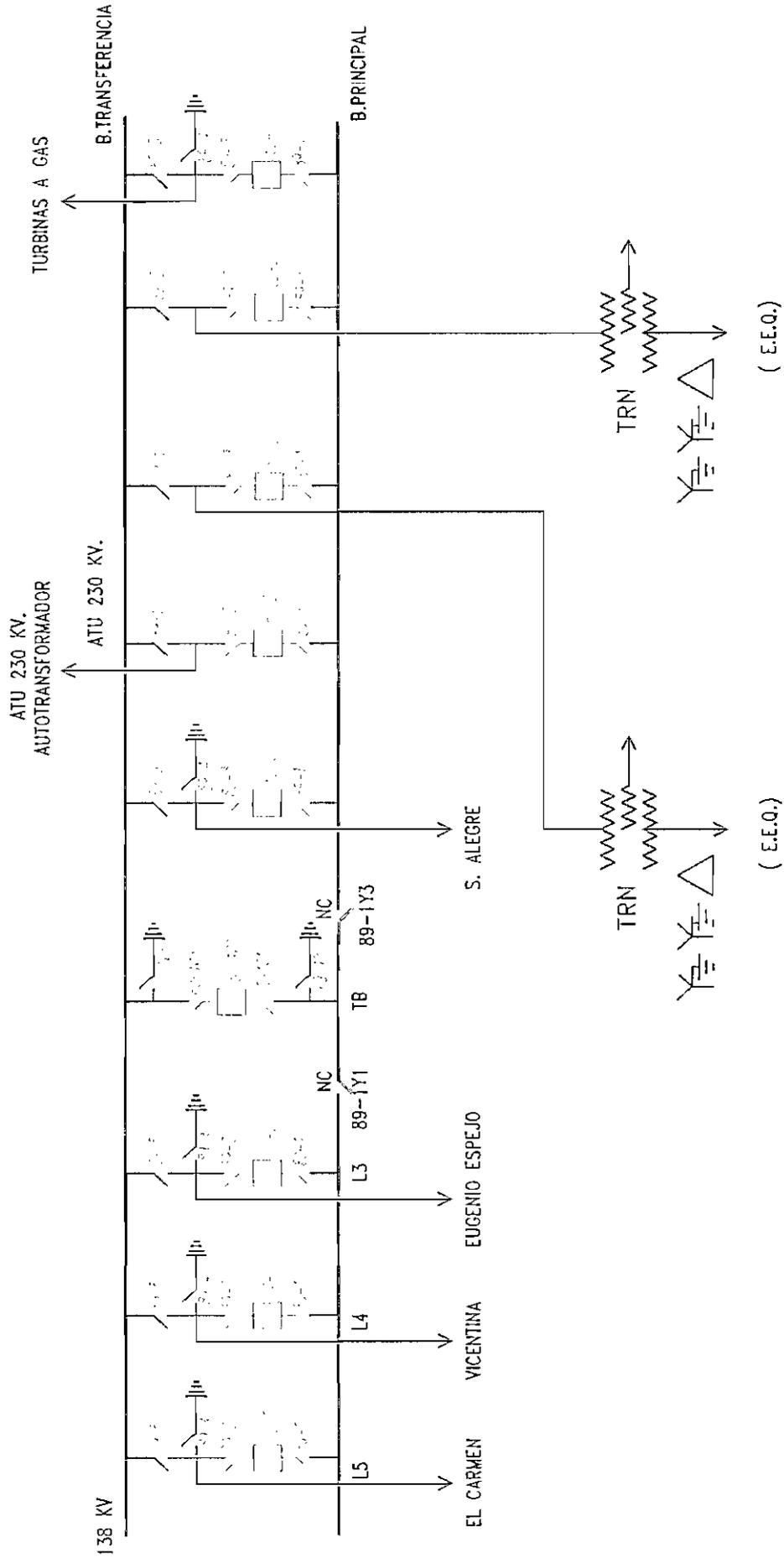
| Load Flow                         | Balanced              |
|-----------------------------------|-----------------------|
| Nodes                             | Branches              |
| Line-Line Voltage, Magnitude [kV] | Active Power [MW]     |
| Voltage, Magnitude [p.u.]         | Reactive Power [Mvar] |
| Voltage, Angle [deg.]             | Maximum Loading [%]   |

Low and High Voltage / Loading  
 — U < 0.97 p.u.  
 - - - U > 1.03 p.u.  
 ..... Loading > 100. %

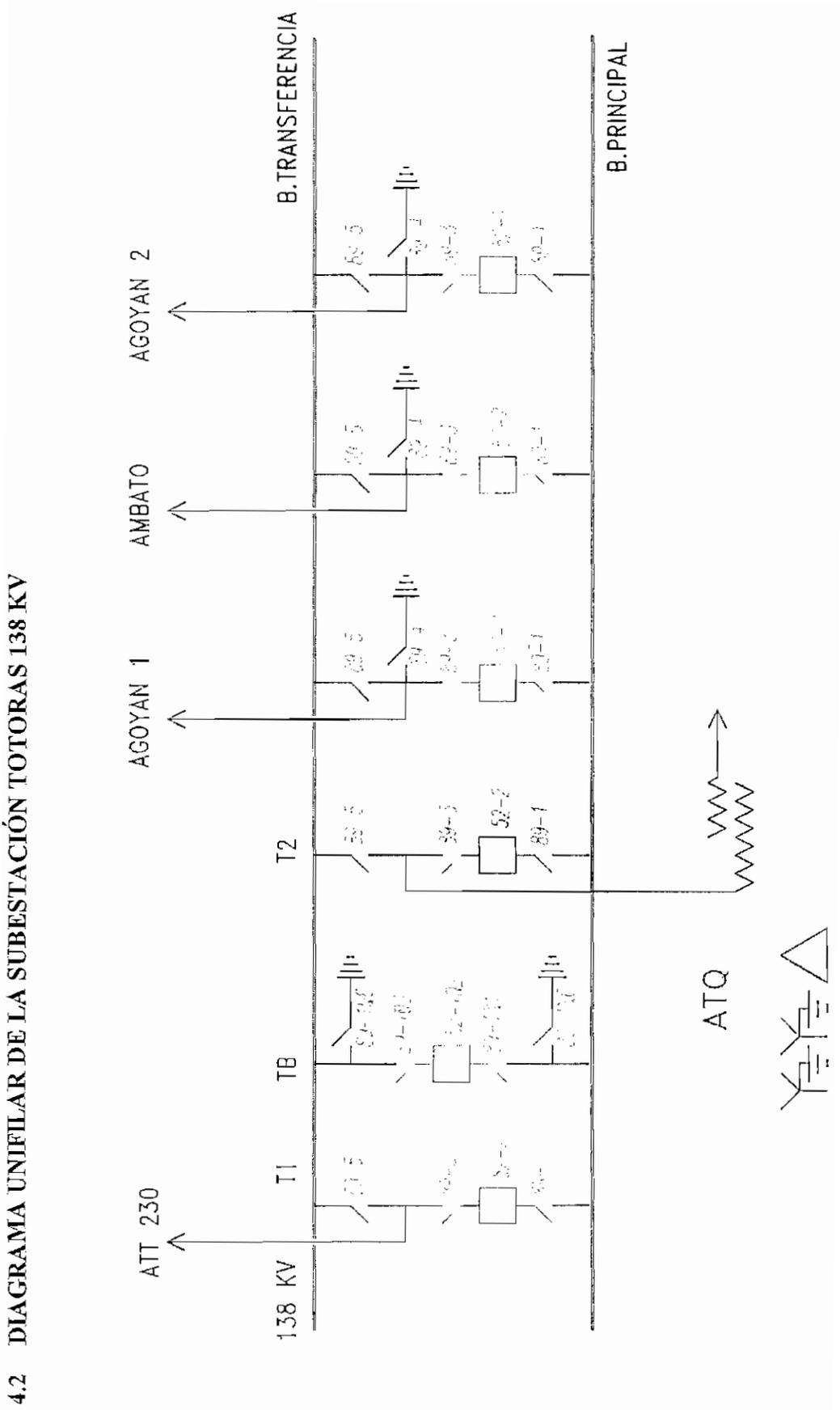
|                                 |  |                               |  |
|---------------------------------|--|-------------------------------|--|
|                                 |  | Santo Domingo - Quevedo       |  |
| Demanda Mínima a Julio del 2003 |  | Project: S. N. I.             |  |
| PowerFactory 12.1.187           |  | Graphical: Zona Santo Domingo |  |
|                                 |  | Date: 1/29/2003               |  |
|                                 |  | Annex: 3.3.2.3.3              |  |

# ANEXO 4

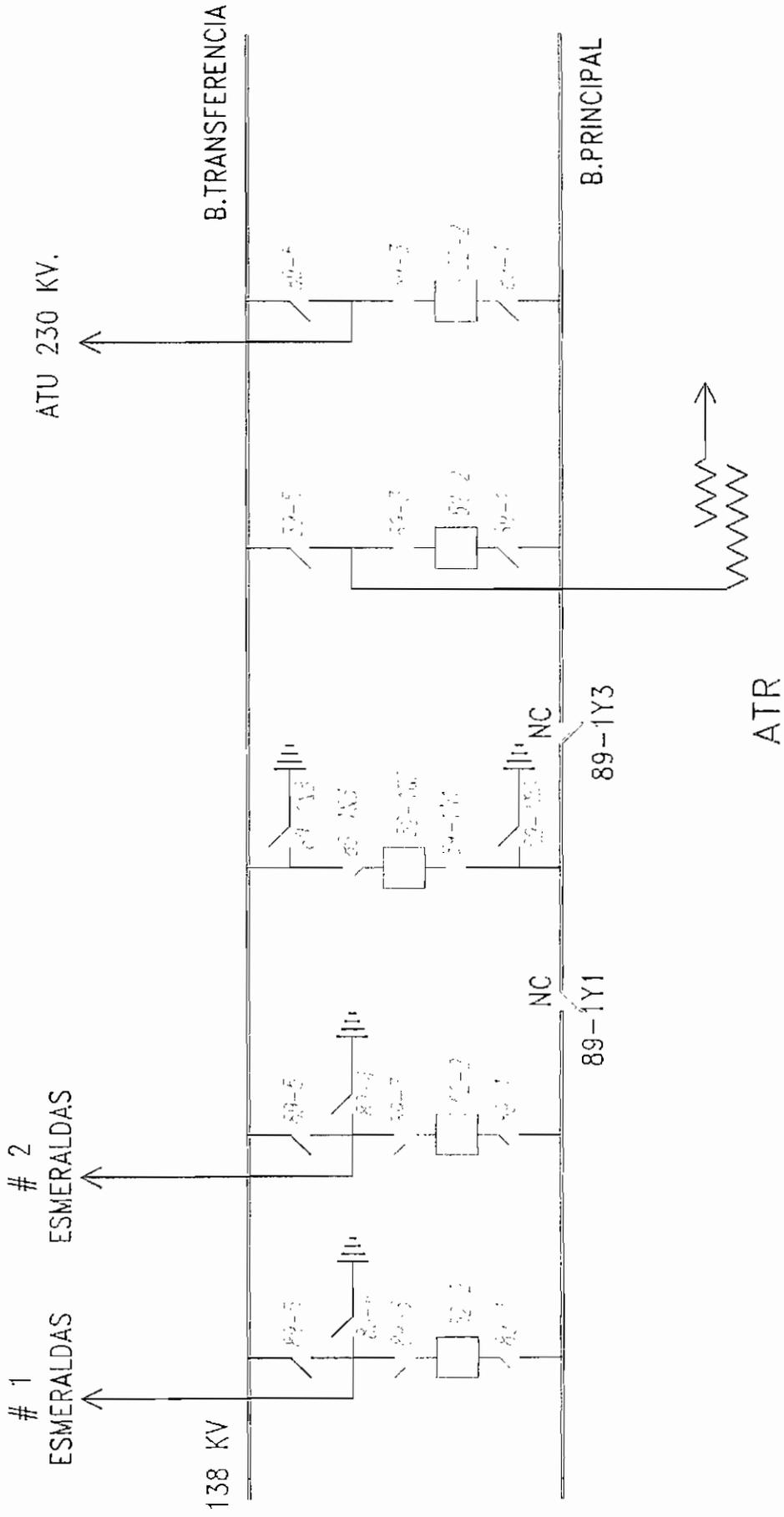
#### 4.1 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN SANTA ROSA 138 KV



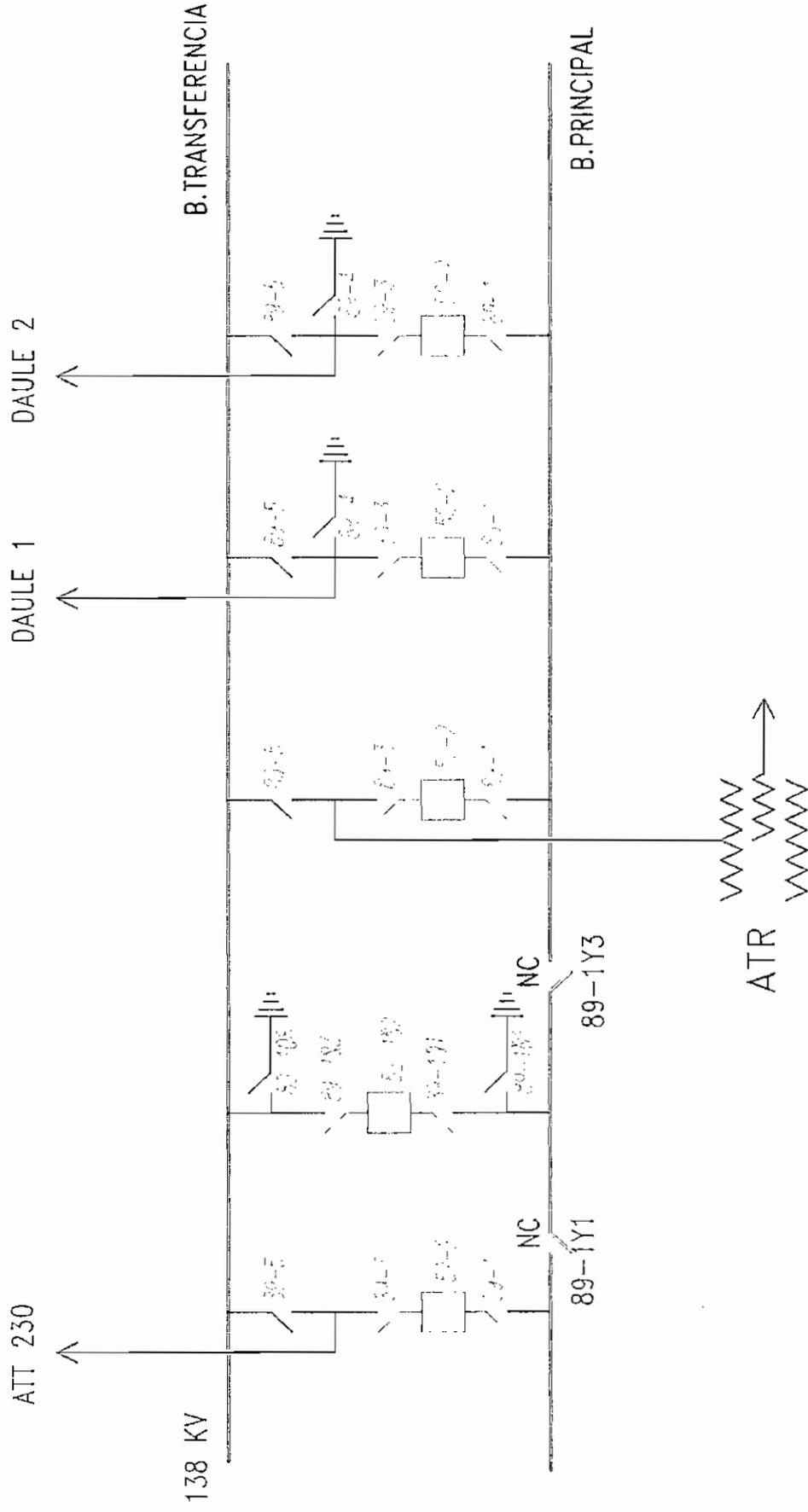
### 4.2 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN TOTORAS 138 KV



4.3 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN SANTO DOMINGO 138 KV



#### 4.4 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN QUEVEDO 138 KV



# ANEXO 5

### 5.1 FALLAS SOBRE LAS LINEAS DE 230 KV DE LA SIERRA

| LINEAS                | AÑO OPERACIÓN | LONG (Km) |
|-----------------------|---------------|-----------|
| 1 SANTA ROSA-STO DOGO | 1980          | 46.62     |
| 2 PAUTE-MILAGRO       | 1983          | 70.9      |
| 3 STA ROSA-TOTORAS    | 1987          | 105       |
| 4 TOTORAS-RIOBAMBA    | 1989          | 42.88     |
| 5 PAUTE-RIOBAMBA      | 1992          | 157.3     |
| 6 PAUTE-PASCUALES     | 1997          | 88        |

| INFORMACION | LONGITUD L (Km) | TRANSITORIO |              |      | PERMANENTE |              |      | TOTAL |              |           |
|-------------|-----------------|-------------|--------------|------|------------|--------------|------|-------|--------------|-----------|
|             |                 | N F         | TIEMPO (min) | NF/L | NF         | TIEMPO (min) | NF/L | NF    | TIEMPO (min) | NF/L      |
| 1           | 2               | 3           | 4            | 5    | 6          | 7            | 8    | 9     | 10           | 11        |
| 1991 y 1992 | 422.7           | 29          | 517          |      | 9          | 2066         |      | 29    | 2313         |           |
| 1995 y 1996 | 422.7           | 14          | 290          |      | 7          | 1616         |      | 14    | 1696         |           |
| 1997 y 1998 | 510.7           | 5           | 101          |      | 3          | 7070         |      | 5     | 7081         |           |
| 1999 y 2000 | 510.7           | 8           | 101          |      | 1          | 87           |      | 8     | 158          |           |
| TOTAL       |                 | 56          | 1009         |      | 20         | 10839        |      | 56    | 11248        |           |
| PROMEDIO    | FALLAS/Km/AÑO   |             | 0.0149989    |      |            | 0.0053568    |      |       |              | 0.0149989 |

TIEMPO MEDIO POR FALLA  min/FALLAS

## 5.2 FALLAS SOBRE LAS LINEAS DE 138 KV DE LA SIERRA

| LINEAS                 | AÑO OPERACIÓN | LONG (Km) |
|------------------------|---------------|-----------|
| 1 PUCARA-AMBATO        | 1977          | 27.74     |
| 2 PUCARA-MULALO        | 1977          | 35        |
| 3 MULALO-VICENTINA     | 1977          | 74        |
| 4 VICENTINA-GUANGOPOLC | 1977          | 7         |
| 5 VICENTINA-IBARRA     | 1980          | 80.2      |
| 6 SANTA ROSA-VICENTINA | 1978          | 18.5      |
| 7 PAUTE-CUENCA         | 1983          | 67.08     |
| 8 CUENCA-LOJA          | 1987          | 135       |
| 9 TOTORAS-AGOYAN       | 1987          | 33        |
| 10 TOTORAS-AMBATO      | 1988          | 7         |
| 11 IBARRA-TULCAN       | 1998          | 67        |

| INFORMACION | LONGITUD L (Km) | TRANSITORIO |              |          | PERMANENTE |              |          | TOTAL |              |          |
|-------------|-----------------|-------------|--------------|----------|------------|--------------|----------|-------|--------------|----------|
|             |                 | N F         | TIEMPO (min) | NF/L     | NF         | TIEMPO (min) | NF/L     | NF    | TIEMPO (min) | NF/L     |
| 1           | 2               | 3           | 4            | 5        | 6          | 7            | 8        | 9     | 10           | 11       |
| 1991 y 1992 | 484.52          | 9           | 99           |          | 0          | 0            |          | 9     | 99           |          |
| 1995 y 1996 | 484.52          | 19          | 226          |          | 4          | 2482         |          | 19    | 2588         |          |
| 1997 y 1998 | 551.52          | 9           | 152          |          | 1          | 345          |          | 9     | 467          |          |
| 1999 y 2000 | 551.52          | 26          | 293          |          | 2          | 3231         |          | 26    | 3464         |          |
| TOTAL       |                 | 63          | 770          | 0.015202 | 7          | 6058         | 0.001689 | 63    | 6618         | 0.015202 |
| PROMEDIO    | FALLAS/Km/AÑO   |             |              |          |            |              |          |       |              |          |

TIEMPO MEDIO POR FALLA min/FALLAS

12.22222222

865.4285714

105.047619

### 5.3 FALLAS SOBRE LAS LINEAS DE 230 KV DE LA COSTA

| LINEAS                 | AÑO OPERACIÓN | LONG (Km) |
|------------------------|---------------|-----------|
| 1 SANTA ROSA-STO DOGO  | 1980          | 31.08     |
| 2 PAUTE-MILAGRO        | 1983          | 70.9      |
| 3 ISTO DOGO-QUEVEDO    | 1980          | 107.6     |
| 4 QUEVEDO-PASCUALES    | 1980          | 144.4     |
| 5 MILAGRO-PASCUALES    | 1983          | 52.7      |
| 6 PAUTE-PASCUALES      | 1997          | 100       |
| 7 PASCUALES-TRINITARIA | 1997          | 28.28     |

| INFORMACION | LONGITUD L (Km) | TRANSITORIO |              |           | PERMANENTE |              |           | TOTAL |              |           |
|-------------|-----------------|-------------|--------------|-----------|------------|--------------|-----------|-------|--------------|-----------|
|             |                 | NF          | TIEMPO (min) | NF/L      | NF         | TIEMPO (min) | NF/L      | NF    | TIEMPO (min) | NF/L      |
| 1           | 2               | 3           | 4            | 5         | 6          | 7            | 8         | 9     | 10           | 11        |
| 1991 y 1992 | 406.68          | 49          | 719          |           | 10         | 8677         |           | 49    | 9096         |           |
| 1995 y 1996 | 406.68          | 39          | 592          |           | 8          | 1012         |           | 39    | 1364         |           |
| 1997 y 1998 | 534.96          | 48          | 690          |           | 16         | 5324         |           | 48    | 5534         |           |
| 1999 y 2000 | 534.96          | 37          | 392          |           | 2          | 565          |           | 37    | 897          |           |
| TOTAL       |                 | 173         | 2393         |           | 36         | 15578        |           | 173   | 16891        |           |
| PROMEDIO    | FALLAS/Km/AÑO   |             |              | 0.0459305 |            |              | 0.0095578 |       |              | 0.0459305 |

TIEMPO MEDIO POR FALLA min/FALLAS

13.83236994

432.72222222

97.63583815

#### 5.4 FALLAS SOBRE LAS LINEAS DE 138 KV DE LA COSTA

| LINEAS                       | AÑO OPERACIÓN | LONG (Km) |
|------------------------------|---------------|-----------|
| 1 PASUALES-SALITRAL          | 1980          | 17        |
| 2 QUEVEDO-PORTOVIEJO         | 1981          | 107.07    |
| 3 STODGO-ESMERALDAS          | 1981          | 154.29    |
| 4 MILAGRO-BABAHYO            | 1986          | 47        |
| 5 PASUALES-LAS JUNTAS        | 1987          | 45.67     |
| 6 LAS JUNTAS-STA ELENA       | 1987          | 59.8      |
| 7 MILAGRO-MACHALA            | 1987          | 133.7     |
| 8 PASUALES STA ELENA         | 1987          | 105.47    |
| 9 POLICENTRO-PASUALES        | 1989          | 15.98     |
| 10 PASUALES-ELECTROQUIL      | 1997          | 38.03     |
| 11 ELECTROQUIL-POSORJA       | 1997          | 70.31     |
| 12 QUEVEDO-DAULE PERIPA      | 1999          | 43.2      |
| 13 DAULE PERIPA - PORTOVIEJO | 1999          | 91.2      |

| INFORMACION | LONGITUD L (Km) | TRANSITORIO |              |           | PERMANENTE |              |           | TOTAL |              |           |
|-------------|-----------------|-------------|--------------|-----------|------------|--------------|-----------|-------|--------------|-----------|
|             |                 | NF          | TIEMPO (min) | NF/L      | NF         | TIEMPO (min) | NF/L      | NF    | TIEMPO (min) | NF/L      |
| 1           | 2               | 3           | 4            | 5         | 6          | 7            | 8         | 9     | 10           | 11        |
| 1991 y 1992 | 685.98          | 82          | 1167         |           | 17         | 4746         |           | 82    | 5403         |           |
| 1995 y 1996 | 685.98          | 77          | 1184         |           | 27         | 2569         |           | 77    | 2943         |           |
| 1997 y 1998 | 794.32          | 76          | 1143         |           | 19         | 8696         |           | 76    | 9269         |           |
| 1999 y 2000 | 928.72          | 100         | 1100         |           | 7          | 4294         |           | 100   | 5184         |           |
| TOTAL       |                 | 335         | 4594         | 0.0541195 | 70         | 20305        | 0.0113086 | 335   | 22799        | 0.0541195 |
| PROMEDIO    | FALLAS/Km/AÑO   |             |              |           |            |              |           |       |              |           |

TIEMPO MEDIO POR FALLA

13.71343284

290.0714286

68.05671642

min/FALLAS

## 5.5 FRECUENCIA DE FALLA E ÍNDICES DE DISPONIBILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL S.N.I.

### LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR ZONAS

| LINEAS                   | LONG   | FRECUENCIA DE FALLA<br>falta/año |             |             | Disponibilidad |             |             |
|--------------------------|--------|----------------------------------|-------------|-------------|----------------|-------------|-------------|
|                          |        | TRANSITORIA                      | PERMANENTE  | TOTAL       | TRANSITORIA    | PERMANENTE  | TOTAL       |
| <b>SIERRA 138</b>        |        |                                  |             |             |                |             |             |
| PUCARA-AMBATO            | 27.74  | 0.421706691                      | 0.046856299 | 0.421706691 | 0.999990194    | 0.999922849 | 0.999915717 |
| PUCARA-MULALO            | 35.00  | 0.532074051                      | 0.059119339 | 0.532074051 | 0.999987627    | 0.999902657 | 0.999893658 |
| MULALO-VICENTINA         | 74.00  | 1.124956565                      | 0.124995174 | 1.124956565 | 0.999973840    | 0.999794189 | 0.999775164 |
| VICENTINA-GUANGOPOLO     | 7.00   | 0.10641481                       | 0.011823868 | 0.106414810 | 0.999997525    | 0.999980531 | 0.999978732 |
| VICENTINA-IBARRA         | 80.20  | 1.219209683                      | 0.135467743 | 1.219209683 | 0.999971649    | 0.999776945 | 0.999756326 |
| SANTA ROSA-VICENTINA     | 18.50  | 0.281239141                      | 0.031248793 | 0.281239141 | 0.999993460    | 0.999948547 | 0.999943791 |
| PAUTE-CUENCA             | 67.08  | 1.019757924                      | 0.113306436 | 1.019757924 | 0.999976287    | 0.999813435 | 0.999796189 |
| CUENCA-LOJA              | 135.00 | 2.052285626                      | 0.228031736 | 2.052285626 | 0.999952276    | 0.999624534 | 0.999589825 |
| TOTORAS-AGOYAN           | 33.00  | 0.50166982                       | 0.055741091 | 0.501669820 | 0.999988334    | 0.999908219 | 0.999899735 |
| TOTORAS-AMBATO           | 7.00   | 0.10641481                       | 0.011823868 | 0.106414810 | 0.999997525    | 0.999980531 | 0.999978732 |
| IBARRA-TULCAN            | 67.00  | 1.018541755                      | 0.113171306 | 1.018541755 | 0.999976315    | 0.999813657 | 0.999796432 |
| STA. ROSA - POMASQUI     | 44.00  | 0.668893093                      | 0.074321455 | 0.668893093 | 0.999984446    | 0.999877626 | 0.999866313 |
| STA. ROSA - SELVA ALEGRE | 25.00  | 0.380052894                      | 0.042228099 | 0.380052894 | 0.999991162    | 0.999930469 | 0.999924042 |
| SELVA ALEGRE - POMASQUI  | 19.00  | 0.288840199                      | 0.032093355 | 0.288840199 | 0.999993283    | 0.999947157 | 0.999942272 |
| VICENTINA - POMASQUI     | 29.00  | 0.440861357                      | 0.048984595 | 0.440861357 | 0.999989748    | 0.999919344 | 0.999911888 |

|                      |        |             |             |             |             |             |             |
|----------------------|--------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <b>SIERRA 230</b>    |        |             |             |             |             |             |             |
| SANTA ROSA-STO DOGO  | 46.62  | 0.699250054 | 0.249732162 | 0.699250054 | 0.999976029 | 0.999742499 | 0.999732783 |
| PAUTE-MILAGRO        | 70.90  | 1.063424041 | 0.379794300 | 1.063424041 | 0.999963545 | 0.999608391 | 0.999593614 |
| STA ROSA-TOTORAS     | 105.00 | 1.574887508 | 0.562459824 | 1.574887508 | 0.999946012 | 0.999420044 | 0.999398159 |
| TOTORAS-RIOBAMBA     | 38.00  | 0.569959289 | 0.203556889 | 0.569959289 | 0.999980461 | 0.999790111 | 0.999782191 |
| PAUTE-RIOBAMBA       | 163.00 | 2.44482537  | 0.873151918 | 2.444825370 | 0.999916190 | 0.999099687 | 0.999065714 |
| PAUTE-PASCUALES      | 88.00  | 1.319905721 | 0.471394900 | 1.319905721 | 0.999954753 | 0.999513941 | 0.999495600 |
| POMASQUI - STA. ROSA | 45.90  | 0.688450825 | 0.245875295 | 0.688450825 | 0.999976400 | 0.999746476 | 0.999736910 |

|                       |        |             |             |             |             |             |             |
|-----------------------|--------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <b>COSTA 138</b>      |        |             |             |             |             |             |             |
| PASCUALES-SALITRAL    | 17.00  | 0.920032310 | 0.192245557 | 0.920032310 | 0.999975995 | 0.999893902 | 0.999880871 |
| QUEVEDO-PORTOVIEJO    | 107.07 | 5.794579968 | 1.210807754 | 5.794579968 | 0.999848814 | 0.999331772 | 0.999249695 |
| STO DGO-ESMERALDAS    | 154.29 | 8.350105008 | 1.744798061 | 8.350105008 | 0.999782137 | 0.999037070 | 0.998918796 |
| MILAGRO-BABAHOYO      | 47.00  | 2.543618740 | 0.531502423 | 2.543618740 | 0.999933634 | 0.999706671 | 0.999670642 |
| PASCUALES-LAS JUNTAS  | 45.67  | 2.471639742 | 0.516462036 | 2.471639742 | 0.999935512 | 0.999714972 | 0.999679963 |
| LAS JUNTAS-STA ELENA  | 59.80  | 3.236348950 | 0.676252019 | 3.236348950 | 0.999915560 | 0.999626786 | 0.999580945 |
| PASCUALES-ELECTROQUIL | 38.03  | 2.058166397 | 0.430064620 | 2.058166397 | 0.999946300 | 0.999762653 | 0.999733501 |
| ELECTROQUIL-POSORJA   | 70.31  | 3.805145396 | 0.795105008 | 3.805145396 | 0.999900720 | 0.999561192 | 0.999507295 |
| MILAGRO-MACHALA       | 133.70 | 7.235783522 | 1.511954766 | 7.235783522 | 0.999811211 | 0.999165573 | 0.999063083 |
| POLICENTRO-PASCUALES  | 15.98  | 0.864830372 | 0.180710824 | 0.864830372 | 0.999977436 | 0.999900268 | 0.999888018 |

|                      |        |             |             |             |             |             |             |
|----------------------|--------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| <b>COSTA 230</b>     |        |             |             |             |             |             |             |
| SANTA ROSA-STO DOGO  | 31.08  | 1.427520071 | 0.297056200 | 1.427520071 | 0.999962432 | 0.999755436 | 0.999734823 |
| PAUTE-MILAGRO        | 70.90  | 3.256472750 | 0.677647509 | 3.256472750 | 0.999914298 | 0.999442098 | 0.999395075 |
| STO DOGO-QUEVEDO     | 107.60 | 4.942122255 | 1.028418504 | 4.942122255 | 0.999869937 | 0.999153311 | 0.999081948 |
| QUEVEDO-PASCUALES    | 144.40 | 6.632364810 | 1.380145278 | 6.632364810 | 0.999825454 | 0.998863738 | 0.998767967 |
| MILAGRO-PASCUALES    | 52.70  | 2.420537573 | 0.503695680 | 2.420537573 | 0.999936298 | 0.999585311 | 0.999550359 |
| PAUTE-PASCUALES      | 100.00 | 4.593050423 | 0.955779279 | 4.593050423 | 0.999879123 | 0.999213115 | 0.999146792 |
| PASCUALES-TRINITARIA | 28.28  | 1.298914660 | 0.270294380 | 1.298914660 | 0.999965816 | 0.999774699 | 0.999758713 |

### OTROS ELEMENTOS DEL SISTEMA

|                 | TIEM FUERA<br>TF(horas) | FREC FALLA<br>FF(fallas/PER) | INFALIBILIDAD<br>I |
|-----------------|-------------------------|------------------------------|--------------------|
| INTERRUPTORES   | 8                       | 0.005                        | 0.99999543         |
| TRANSFORMADORES | 5                       | 0.2                          | 0.99988584         |
| BARRAS          | 6                       | 0.015                        | 0.99998973         |

## 5.6 ELEMENTOS QUE INTEGRAN LA CADENA DE CONEXIÓN PARA CADA USUARIO

ELEMENTOS QUE INTEGRAN LA CADENA DE CONEXIÓN PARA CADA USUARIO

| USUARIO                         |                                      | Punto de Conexión               | CADENA DE EJEMPLO                                                                      |             |             |               |             |             |                              |        |  |  |
|---------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------|-------------|-------------|---------------|-------------|-------------|------------------------------|--------|--|--|
| U<br>S<br>U<br>A<br>R<br>I<br>O | SNM                                  | SNT230                          | SNR230                                                                                 | SNR138      | SNV138      | SNM138        | HPU138      | SNA138      | SNT138                       | SNT230 |  |  |
|                                 | SITIO CONEXION                       | SANTA ROSA<br>AM3-375 (450)     | VICENTINA                                                                              | MULLALO     | PUCARA      | AMBATO        | TOTORAS     | TOTORAS     | TOTORAS<br>AM3-128 (148)     |        |  |  |
|                                 | AUTOTRANSFORMADOR<br>O TRANSFORMADOR | ATU                             | SUBESTACION                                                                            | TGP         | ELEPCO      | A 3-66.7 (73) | HPU         | HAG         | 2 X 636/33/80<br>LIMITER 170 |        |  |  |
|                                 | LIMITE TERMICO                       | 112 MVA                         | 112 MVA                                                                                | 112 MVA     | 112 MVA     | 112 MVA       | 112 MVA     | 99,5 MVA    | 99,5 MVA                     |        |  |  |
|                                 | LIMITE OPERATIVO                     | 100 MVA                         | 100 MVA                                                                                | 100 MVA     | 100 MVA     | 100 MVA       | 100 MVA     | 99,5 MVA    | 99,5 MVA                     |        |  |  |
| NF TRANSITORIA                  | 0.999974054                          | 0.999974054                     | 0.999974054                                                                            | 0.999974054 | 0.999974054 | 0.999974054   | 0.99997812  | 0.99997812  |                              |        |  |  |
| NF PERMANENTE                   | 0.999986641                          | 0.999986641                     | 0.999986641                                                                            | 0.999986641 | 0.999986641 | 0.999986641   | 0.999986641 | 0.999986641 |                              |        |  |  |
| NF TOTAL                        | 0.999924386                          | 0.999924386                     | 0.999924386                                                                            | 0.999924386 | 0.999924386 | 0.999924386   | 0.999961125 | 0.999961125 |                              |        |  |  |
|                                 |                                      | INDICES INFALIBILIDAD PARCIALES |                                                                                        |             |             |               |             |             |                              |        |  |  |
|                                 |                                      | Esquema Resumen                 |                                                                                        |             |             |               |             |             |                              |        |  |  |
|                                 |                                      | TT3-43 (49) =                   | TRANSFORMADOR TRIFASICO 3 DEVANADOS DE 43 MVA DE CAPACIDAD, 49 MVA SOBRECARGADO        |             |             |               |             |             |                              |        |  |  |
|                                 |                                      | AM3-128 (148) =                 | AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO TRES DEVANADOS DE 128 MVA CAPACIDAD, 148 MVA SOBRECARGADO |             |             |               |             |             |                              |        |  |  |
|                                 |                                      | L T 477/18,5                    | = CALIBRE DE LA LINEA DE 477 MCM CON UNA LONGITUD DE 18,5 KILOMETROS                   |             |             |               |             |             |                              |        |  |  |
| (No)                            |                                      |                                 |                                                                                        |             |             |               |             |             |                              |        |  |  |

## 5.7 RESUMEN DE INFALIBILIDAD PARA CADA USUARIO

| NUMERO | NOMBRE           | CODIGO | COMPRENDE                                  | TRANSITORIA | PERMANENTE | TOTAL      | Horas/año Total |
|--------|------------------|--------|--------------------------------------------|-------------|------------|------------|-----------------|
| 1      | COLOMBIA         | ICO1   | Isa                                        | 0.9997826   | 0.9995750  | 0.9995530  | 3,9156          |
| 2      | TULCAN           | DTU0   | San Gabriel, Tulcán, San Miguel            | 0.9996490   | 0.9994415  | 0.9994195  | 5,0850          |
| 3      | IBARRA (69 KV)   | DTU0   | Retorno, Tulcán, Otavalo                   | 0.9998256   | 0.9997807  | 0.9997759  | 1,9630          |
| 4      | IBARRA (34,5 KV) | DTU0   | Ambi, Selva Alegre                         | 0.9998256   | 0.9997807  | 0.9997759  | 1,9630          |
| 5      | EEQ 1            | DVI1   | T1 y T2                                    | 0.9997218   | 0.9996769  | 0.9996721  | 2,8721          |
| 6      | EEQ 2            | DSR1   | TRN                                        | 0.9997477   | 0.9997477  | 0.9997477  | 2,2098          |
| 7      | EEQ 2            | DSR1   | MOV                                        | 0.9997432   | 0.9997432  | 0.9997432  | 2,2498          |
| 8      | ELEPCO 1         | DMU1   | Elepco                                     | 0.9998664   | 0.9998662  | 0.9998662  | 1,1720          |
| 9      | ELEPCO 2         | DAM0   | Latacunga                                  | 0.9998721   | 0.9998720  | 0.9998720  | 1,1210          |
| 10     | AMBATO 1         | DAM0-1 | Ambato 1-2                                 | 0.9998618   | 0.9998618  | 0.9998618  | 1,2110          |
| 11     | AMBATO 2         | DTC0   | Ambato Montalvo, Baños                     | 0.9998618   | 0.9998618  | 0.9998618  | 1,2108          |
| 12     | RIOBAMBA         | DRIO   | Riobamba 1-2-3                             | 0.9998619   | 0.9998619  | 0.9998619  | 1,2100          |
| 13     | BOLIVAR          | DRIO-1 | Guaranda                                   | 0.9998619   | 0.9998619  | 0.9998619  | 1,2100          |
| 14     | CUENCA           | DCU0   | Cuenca 1-2 Strma Oriental                  | 0.9998516   | 0.9998515  | 0.9998515  | 1,3005          |
| 15     | LOJA             | DLO0   | Loja 1-2                                   | 0.9997845   | 0.9994567  | 0.9994220  | 5,0630          |
| 16     | EMELGUR 1        | DQU0   | Q Norte Q Sur                              | 0.9998619   | 0.9998619  | 0.9998619  | 1,2101          |
| 17     | EMELGUR 2        | DPA0   | Daule, La Torna                            | 0.9997283   | 0.9996188  | 0.9997226  | 2,4298          |
| 18     | PORTOVIEJO       | DPC0   | Portoviejo 1-2-3-4                         | 0.9999748   | 0.9999740  | 0.9999737  | 0,2303          |
| 19     | STO.DOMINGO      | DSD0   | Sto. Domingo 1-2                           | 0.9997283   | 0.9997283  | 0.9997283  | 2,3798          |
| 20     | ESMERALDAS       | DES0   | Esmeraldas                                 | 0.9997180   | 0.9997171  | 0.9997169  | 2,4802          |
| 21     | MACHALA          | DMA1   | Machala                                    | 0.9994725   | 0.9984765  | 0.9983392  | 14,5430         |
| 22     | BABAHYO          | DBA0   | Babahoyo                                   | 0.9995285   | 0.9993016  | 0.9992656  | 6,4335          |
| 23     | MILAGRO          | DMIO   | Milagro 1-3-4                              | 0.9998619   | 0.9998619  | 0.9998619  | 1,2100          |
| 24     | REFINERIA        | DES0-1 | Refinería                                  | 0.9997180   | 0.9997171  | 0.9997169  | 2,4802          |
| 25     | STA ELENA 1      | DPS0   | Playas, Posorja                            | 0.9994134   | 0.9983679  | 0.9982021  | 15,7499         |
| 26     | STA ELENA        | DSE0   | Salinas, Libertad, Colonche                | 0.9995703   | 0.9990613  | 0.9989805  | 8,9312          |
| 27     | EMELEC 1         | DPA0-1 | Cervecería, Vergeles                       | 0.9997283   | 0.9997283  | 0.9997283  | 2,3798          |
| 28     | EMELEC 2         | DFI0   | Tres Ceritos, Orellana, Piedrahita, Futura | 0.9997181   | 0.9997181  | 0.9997180  | 2,4699          |
| 29     | EMELEC 3         | DSA0   | Emelec                                     | 0.9996849   | 0.9996029  | 0.9995898  | 3,5930          |
| 30     | DAULE CEDEGE     | DSA0   | Daule, Cedege                              | 0.9998185   | 0.9997364  | 0.9997234  | 2,4234          |
| 31     | EMELEC 4         | DTR0   | Guasmo, Universal, Pradera, Canals         | 0.9997283   | 0.9997283  | 0.9997283  | 2,3798          |
| 32     | H. PAUTE         | HPA    | Unidades 1-5                               | 0.9999954   | 0.9999954  | 0.9999954  | 0,0402          |
| 33     | H. PAUTE         | HPA    | Unidades 5-10                              | 0.99999982  | 0.99999982 | 0.99999982 | 0,0002          |
| 34     | ECUAPOWER 1      | TR1    | Ecuapower                                  | 0.9999954   | 0.9999954  | 0.9999954  | 0,0400          |
| 35     | T.ESMERALDAS     | TES    | T. Esmeraldas                              | 0.9998516   | 0.9988507  | 0.9988504  | 1,3104          |
| 36     | H. AGOYAN        | HAG    | Unidades 2                                 | 1,0000000   | 0.9999999  | 0.9999999  | 0,0008          |
| 37     | TVT              | TTR    | C.T. Trinitaria                            | 0.9998619   | 0.9998619  | 0.9998619  | 1,2100          |
| 38     | ENERGYCORP       | TEC    | ENERGYCORP                                 | 0.9998619   | 0.9998619  | 0.9998619  | 1,2100          |
| 39     | C.T. PASCUALES   | TPA    | C.T. Pascuales                             | 0.9997283   | 0.9997283  | 0.9997283  | 2,3798          |
| 40     | PUCARA           | HPU    | Unidades 1-2                               | 0.9999954   | 0.9999953  | 0.9999953  | 0,0414          |
| 41     | GUANGOPOLO       | TGU    | Unidades 1-6                               | 0.9998141   | 0.9997522  | 0.9997456  | 2,2285          |
| 42     | SANTA ROSA       | TSR    | Unidades 1-3                               | 0.9998619   | 0.9998619  | 0.9998619  | 1,2100          |
| 43     | T. G. ZEVALLOS   | TGZ    | C.T.G. Zevallos                            | 0.9996952   | 0.9996131  | 0.9996001  | 3,5031          |
| 44     | ELECTROQUIL      | TL1    | Electroquil                                | 0.9996952   | 0.9996131  | 0.9996001  | 3,5031          |
| 45     | ELECTROQUIL 3    | TL3    | Electroquil 3                              | 0.9997044   | 0.9991814  | 0.9990983  | 7,8985          |
| 46     | ECUAPOWER 2      | TR2    | Ecuapower                                  | 0.9995703   | 0.9990613  | 0.9989805  | 8,9312          |