ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERIA

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO S.A.

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TITULO DE INGENIERO MENCION ELECTRICA

JUAN SEBASTIÁN TORRES CORRAL

DIRECTOR: ING. CARLOS RIOFRÍO R.

Quito, Febrero 2.001

DECLARACIÓN

Yo, Juan Sebastián Torres, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Sebastián Torres

Juan Sebastián Torres Corral

Agradecimientos

Al Ing. Carlos Riofrío por la dirección y la ayuda prestada. Agradezco al Ing. Castillo y al Ing. Larrea del Departamento de Planificacion de la Empresa Electrica Quito por su colaboración y guía desinteresada.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN GENERAL

1 INTRODUCCION GENERAL ... 2
1.1 SISTEMA ELECTRICO QUITO ... 3

CAPITULO I. Descripcion del Sistema Electrico Quito (SEQ)

1 INTRODUCCION ... 5
2 DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO (SEQ) ... 5
2.1 OPERACION DEL SISTEMA ... 6
2.1.1 SUMINISTRO DE ENERGIA AL SISTEMA ... 6
2.1.2 SUBESTACIONES ... 7
2.1.3 LINEAS DE TRANSMISION SUBTRANSMISION Y REDES DE DISTRIBUCION ... 8
2.1.4. CIRCUITOS PRIMARIOS O ALIMENTADORES ... 8
2.2 PERDIDAS EN EL SISTEMA ELECTRICO QUITO ... 9
2.3 CALIDAD DEL SERVICIO ... 10
2.4 SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA POR CANTONES ... 11
2.4.1 DISTRITO METROPOLITANO DE QUITO Y CIUDAD DE QUITO ... 11
2.4.2 CANTON RUMIÑAHUI ... 12
2.4.3 CANTON MEJIA ... 12
2.4.4 CANTONES LOS BANCOS, PEDRO VICENTE MALDONADO Y PUERTO QUITO ... 12
2.4.5 CANTONES QUIJOS Y EL CHACO ... 13

CAPITULO II. Modelación del Sistema Eléctrico Quito Utilizando el programa PowerWorld 6.0

1 INTRODUCCION ... 15
2 DESCRIPCION DE LA METODOLOGIA UTILIZADA ... 16
2.1 EJEMPLOS DE DISPLAYS DEL MODELO ... 17
2.1.1. SUBESTACION SANTA ROSA (EEQSA) Y SUBESTACION SANTA ROSA (Transelectric) ... 18
2.1.2 SUBESTACION EPICLACHIMA ... 19
2.1.3 SUBESTACION SELVA ALEGRE ... 20
2.1.4. SUBESTACION VICENTINA Y SUBESTACION 10 NUEVA ... 21
2.1.5 SUBESTACION NUMERO 19 ... 22
2.1.6 CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO Y CENTRAL TERMICA QUITO ... 23
2.1.7 CENTRAL HIDROELECTRICA GUANGOPOLO ... 24
3 DETERMINACION DE ZONAS DE CARGA ... 25
3.1 CURVAS DE CARGA DE LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO ... 26
3.1.1 EJEMPLOS DE CURVAS DE CARGA PARA LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO ... 27
3.1.1.1 Subestacion Santa Rosa (EEQSA) ... 27
3.1.1.2 Subestación Epiclachima ... 27
3.1.1.3 Subestación 10 Nueva ... 28
3.1.1.4 Subestacion Numero 19 ... 28
3.2. CONSIDERACIONES REALIZADAS PARA LA DISTRIBUCION DE LA CARGA POR ALIMENTADOR EN LAS BARRAS DE LAS SUBESTACIONES ... 29
3.2.1 EJEMPLO DE APLICACION PARA LA SUBESTACIÓN EL QUINCHE ... 30
3.3 DIVISION DE CARGA POR PRIMARIOS AÑO 1.999 ... 31
4 PARAMETROS UTILIZADOS PARA LA SIMULACION DE LINEAS DE TRANSMISION Y TRANSFORMADORES DE POTENCIA ... 34

CAPITULO III. Condiciones del Sistema Electrico Quito a Diciembre de 1.999

1 INTRODUCCION ... 39
1.1 DATOS DE GENERACION Y ENTREGA DE POTENCIA A TRAVES DEL S.N.T. AL SISTEMA ELECTRICO QUITO ... 39
1.1.1 DATOS GLOBALES DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO ... 39
1.1.2 DATOS INDIVIDUALES DE GENERACION DE GRUPOS DENTRO DEL AREA DE COBERTURA ... 40
1.1.3 DATOS INDIVIDUALES DE POTENCIA ENTREGADA AL SISTEMA ELECTRICO QUITO EN LOS PUNTOS DE ENTREGA DE LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ... 40
1.1.4 GENERACION CORRESPONDIENTE A AUTOGENERADORES DENTRO DEL AREA DE COBERTURA ... 41
1.1.5 DATOS TOTALES DE POTENCIA SUMINISTRADA AL SISTEMA ELECTRICO QUITO ... 41
1.2 DATOS DE CARGA EN LAS BARRAS DE SALIDA DE LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO ... 42
1.3 LECTURAS POR ALIMENTADORES PARA LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO. ... 44
1.4 DATOS SOBRE ELEMENTOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO ... 46
1.4.1 INTRODUCCION ... 46
1.4.2 DATOS DE LINEAS DE TRANSMISION ... 46
1.4.3 DATOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA ... 48
1.4.4 DATOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA CAPACITIVA ... 52
2 SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA PARA CONDICIONES DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO ... 53
2.1 INTRODUCCION ... 53
3 SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO A DICIEMBRE DE 1.999 (AÑO BASE) ... 54

3 1 INTRODUCCIÓN . 54
3 2 DEMANDA MÁXIMA (19h30) 58
3 2 1 CONDICIONES DE CARGA PARA DEMANDA MAXIMA 58
3 2 2 CONDICIONES DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN Y EL PUNTO DE ENTREGA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO 59
3 2 3 CONDICIONES DE DESPACHO PARA COMPENSACION REACTIVA 60
3 2 4 VOLTAJES EN TODAS LAS BARRAS DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO 60
3 2 5 FLUJOS DE POTENCIA A TRAVES DE LINEAS DE TRANSMISION Y TRANSFORMADORES 62
3 3 DEMANDA MINIMA 65
3 3 1 CONDICIONES DE CARGA 66
3 3 2 CONDICIONES DE LAS CENTRALES DE GENERACION Y EL PUNTO DE ENTREGA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO 67
3 3 3 CONDICIONES DE DESPACHO PARA COMPENSACION REACTIVA 67
3 3 4 VOLTAJES EN TODAS LAS BARRAS DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO 68
3 3.5. FLUJOS DE POTENCIA A TRAVES DE LINEAS DE TRANSMISION Y TRANSFORMADORES 69
3 4 COMPARACIÓN DE LAS CONDICIONES DE SIMULACION PARA EL AÑO 1 999 CON EL INFORME DE OPERACION DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO 72

CAPITULO IV. Método para Proyección de la Demanda de la EEQSA

1 DESCRIPCION DEL METODO PARA PROYECCION DE DEMANDA APLICADO POR LA EMPRESA ELECTRICA QUITO 74
1 1. DESARROLLO DEL METODO DE ESTUDIO DE DEMANDA APLICANDO LA ECUACION DE PROYECCION (1) 75
1 1 1 DEMANDA POR GRUPOS DE SUBESTACIONES 75
1 1 1 1 Grupos de Subestaciones 76
1 1 1 2 Consideraciones de Demanda Pico Anual 80
1 1 1 3 Tasa Considerada para la proyección 80
1 1 1 4 Clasificacion de Zonas de cobertura para las subestaciones 81
1 1 1 5 Consideraciones finales para la aplicacion del Metodo de Proyeccion de demanda 82
2 DEMANDA PROYECTADA PARA EL PERIODO 2 000 – 2 005 83
2 1 INTRODUCCION 83
2 2 PROYECCIÓN AÑO 2.000 84
2 3. PROYECCIÓN AÑO 2 001 85
2 4 PROYECCION AÑO 2 002 86
2 5 PROYECCION AÑO 2 003 87
2 6 PROYECCION AÑO 2.004 88
2 7 PROYECCIÓN AÑO 2 005 89
3 PROYECCION DE CONSUMO DE ENERGIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO QUITO 91

CAPITULO V. Plan de Obras EEQSA periodo 2.000 – 2.005

1 INTRODUCCION 96
2 PLAN DE OBRAS POR AÑO DE ESTUDIO DEL SISTEMA DE POTENCIA PERIODO 2 000 - 2.005 96
2 1 PLAN DE OBRAS PARA EL AÑO 2.000 96
2 1 1 SIMULACION PARA EL SISTEMA AÑO 1 999 CON PROYECCION DE CARGA PARA EL AÑO 2 000 96
2 1 2 OBRAS CONSIDERADAS PARA LA EXPANSION AL AÑO 2 000 98
2 1 2 1 Subestacion Numero 2 98
2 1 2 2 Subestacion San Rafael 98
2 1.2 3 Subestacion Sangolqui 99
2 1 2 4 Subestación Número 3 99
2 1 2 5 Subestacion Numero 10 Vieja 100
2 1 2 6 Subestacion Chillogallo 100
2.1.2 6 1. Ubicación 100
2 1 2 6 2 Transformador 100
2 1 2 6 3 Carga 101
2 1 2.6 4. Bancos de Capacitores 101
2 1 2 6 5 Lineas que interconectan la Subestación con el Sistema Eléctrico Quito 101
2.1.3. SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA 101
2 1 3 1 Condiciones de las centrales de Generacion y el Punto de entrega del Sistema Nacional Interconectado. 102
2 1 3 2. Condiciones de Despacho para Compensacion Reactiva 102
2.1.3 3 Voltajes en todas las Barras del Sistema Eléctrico Quito. 103
2 1 3.4. Flujos de Potencia a traves de Lineas de Transmision y Transformadores 104
2 2 PLAN DE OBRAS PARA EL AÑO 2 001 106
2 2 1 SIMULACION PARA EL SISTEMA AÑO 2.000 CON PROYECCION DE CARGA PARA EL AÑO 2 001 106
2 2 2 OBRAS CONSIDERADAS PARA LA EXPANSIÓN AL AÑO 2.001 108
2 2 2 1 Subestacion Numero 19 108
2 2 2.2. Subestacion Pomasqui 108
2 2 2 3 Subestacion Santa Rosa (EEQSA) 109
2 2 2 4 Subestación los Bancos 109
2 2 2 4 1. Ubicacion 109
2 2 2 4 2 Transformador 109
2 2 2 4.3 Carga. 110
2 2 2 4 4 Lineas que interconectan la Subestación con el Sistema Eléctrico Quito 110

2 2 3 SIMULACION DE FLUJOS DE POTENCIA .. 110
2 2 3.1 Condiciones de las centrales de Generacion y el Punto de entrega del Sistema Nacional Interconectado 110
2.2 3 2 Condiciones de Despacho para Compensacion Reactiva 111
2 2 3 3. Voltajes en todas las Barras del Sistema Electrico Quito .. 111
2 2 3 4 Flujos de Potencia a través de Lineas de Transmision y Transformadores 112
2 3 PLAN DE OBRAS PARA EL AÑO 2 002.. 115
2 3 1 SIMULACION PARA EL SISTEMA AÑO 2 001 CON PROYECCION DE CARGA PARA EL AÑO 2 002 115
2 3 2 OBRAS CONSIDERADAS PARA LA EXPANSION AL AÑO 2 002 .. 116
2 3 2.1 Subestacion Selva Alegre .. 116
2 3 2 2 Subestacion Pomasqui (Transelectric) 116
2 3 2 2 1 Ubicación . 117
2 3 2 2 2 Transformador 117
2 3 2 2 3 Lineas que interconectan la Subestacion con el Sistema Eléctrico Quito 117
2 3 3 SIMULACION DE FLUJOS DE POTENCIA. .. 117
2 3 3 1 Condiciones de las centrales de Generacion y el Punto de entrega de Sistema Nacional Interconectado 117
2 3.3 2 Condiciones de Despacho para Compensación Reactiva . .. 118
2 3 3 3 Voltajes en todas las Barras del Sistema Eléctrico Quito 119
2 3 3 4 Flujos de Potencia a traves de Lineas de Transmisión y Transformadores .. 120
2 4 PLAN DE OBRAS PARA EL AÑO 2 003 . 122
2 4 1 SIMULACION PARA EL SISTEMA AÑO 2 002 CON PROYECCION DE CARGA PARA EL AÑO 2 003 122
2 4 2. OBRAS CONSIDERADAS PARA LA EXPANSION AL AÑO 2 003 .. 124
2 4 2 1 Subestacion Numero 6 124
2 4 2 2 Subestacion El Quinche 124
2 4 3 SIMULACION DE FLUJOS DE POTENCIA .. . 125
2 4 3 1 Condiciones de las centrales de Generacion y el Punto de entrega del Sistema Nacional Interconectado 125
2 4 3 2 Condiciones de Despacho para Compensación Reactiva 125
2 4 3 3 Voltajes en todas las Barras del Sistema Electrico Quito 126
2 4 3 4 Flujos de Potencia a traves de Lineas de Transmision y Transformadores 127
2 5 PLAN DE OBRAS PARA EL AÑO 2 004... 129
2 5 1 SIMULACIÓN PARA EL SISTEMA AÑO 2.003 CON PROYECCION DE CARGA PARA EL AÑO 2.004 .. 129
2 5 2 SIMULACION DE FLUJOS DE POTENCIA . .. 131
2 5 2 1 Condiciones de las centrales de Generación y el Punto de entrega de Sistema Nacional Interconectado 131
2 5 2 2 Condiciones de Despacho para Compensacion Reactiva 131
2 5 2 3 Voltajes en todas las Barras del Sistema Eléctrico Quito . 132
2 5 2 4 Flujos de Potencia a traves de Lineas de Transmisión y Transformadores .. . 133
2 6 PLAN DE OBRAS PARA EL AÑO 2 005 135
2 6 1 SIMULACION PARA EL SISTEMA AÑO 2 004 CON PROYECCION DE CARGA PARA EL AÑO 2 005 135
2 6 2 OBRAS CONSIDERADAS PARA LA EXPANSION AL AÑO 2.005 137
2 6 2 1 Central Hidroeléctrica Quijos . 137
2 6 2.2 Subestacion Tumbaco.. 138
2 6 3 SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA 138
2 6 3 1 Condiciones de las centrales de Generacion y el Punto de entrega del Sistema Nacional Interconectado 138
2 6 3 2 Condiciones de Despacho para Compensación Reactiva 139
2 6 3 3. Voltajes en todas las Barras del Sistema Eléctrico Quito... 139
2.6 3 4 Flujos de Potencia a traves de Lineas de Transmisión y Transformadores . 140
3 ESTIMACIÓN DE RECURSOS PARA LA EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO PERIODO 2.000 – 2 005 143
3 1 INTRODUCCIÓN.. 143
3 2 ESTIMACION DE RECURSOS PARA EL PLAN DE OBRAS DEL SISTEMA DE POTENCIA PERIODO 2 000 - 2 005 .. 146

CAPITULO VI. Análisis de Contingencias Simples para las obras Planificadas en el Periodo 2.000 - 2.005

1 INTRODUCCION 150
2 ANALISIS DE CONTINGENCIAS SIMPLES PARA LAS OBRAS PLANIFICADAS EN EL SISTEMA DE POTENCIA PERIODO 2 000 - 2 005 . .. 155
2 1 CONTINGENCIAS PARA OBRAS DEL AÑO 2 000 .. . 155
2 1 1 CONTINGENCIAS EN PUNTOS DEBILES DEL SISTEMA AÑO PARA EL AÑO 2 000 156
2 1 1 1 Santa Rosa .. 156
2 1 1.2 Selva Alegre 157
2 1 1.3 Subestacion Vicentina 157
2 1 1 4 Central Hidroelectrica Nayón y Central Cumbaya 157
2 2 CONTINGENCIAS PARA OBRAS DEL AÑO 2.001 . 158
2 2 1 CONTINGENCIAS EN PUNTOS DEBILES DEL SISTEMA PARA EL AÑO 2 001 159
2 2 1 1 Santa Rosa . . 159
2 2 1.2 Selva Alegre 159
2 2 1.3. Subestacion Vicentina .. 160
2 2 1 4 Central Hidroelectrica Nayón y Central Cumbaya .. 160
2 3. CONTINGENCIAS PARA OBRAS DEL AÑO 2.002. 160
2 3 1 CONTINGENCIAS EN PUNTOS DEBILES DEL SISTEMA PARA EL AÑO 2 002 161

2.3.1.1 Santa Rosa . . . 161
2.3.1.2 Selva Alegre . . . 162
2.3.1.3 Subestación Vicentina . . . 162
2.3.1.4 Central Hidroelectrica Nayon y Central Cumbaya . . . 162
2.4 CONTINGENCIAS PARA OBRAS DEL AÑO 2.003 . . . 163
2.4.1 CONTINGENCIAS EN PUNTOS DEBILES DEL SISTEMA PARA EL AÑO 2.003 . . . 163
2.4.1.1 Santa Rosa . . . 163
2.4.1.2 Selva Alegre . . . 164
2.4.1.3 Subestacion Vicentina . . . 164
2.4.1.4 Central Hidroelectrica Nayon y Central Cumbaya. . . . 164
2.5 CONTINGENCIAS PARA OBRAS DEL AÑO 2.004 . . . 165
2.5.1 CONTINGENCIAS EN PUNTOS DEBILES DEL SISTEMA PARA EL AÑO 2.004 . . . 165
2.5.1.1 Santa Rosa . . . 165
2.5.1.2 Selva Alegre. . . . 165
2.5.1.3 Subestacion Vicentina . . . 166
2.5.1.4 Central Hidroelectrica Nayon . . . 166
2.5.1.5 Central Cumbaya . . . 166
2.6 CONTINGENCIAS PARA OBRAS DEL AÑO 2.005 . . . 166
2.6.1 CENTRAL HIDROELECTRICA QUIJOS . . . 167
2.6.2 CONTINGENCIAS EN PUNTOS DEBILES DEL SISTEMA PARA EL AÑO 2.005 . . . 168
2.6.2.1 Santa Rosa . . . 168
2.6.2.2 Selva Alegre . . . 168
2.6.2.3 Subestacion Vicentina . . . 169
2.6.2.4 Central Hidroelectrica Nayon . . . 169
2.6.2.5 Central Cumbaya. . . . 169

CAPITULO VII. Conclusiones y Recomendaciones

1 CONCLUSIONES . . . 172
2 RECOMENDACIONES . . . 175

REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍCAS . . . 178

ANEXO I. Diagrama Completo de Simulación del Sistema Eléctrico Quito. . . . 180

ANEXO II. Displays de Simulación

1 Subestacion Santa Rosa (EEQSA) y Subestacion Santa Rosa (Transelectric) . . . 183
2 Subestación Machachi y Central Hidráulica La Calera . . . 184
3 Subestacion Sangolqui y Central Hidráulica Pasochoa . . . 185
4 Subestacion San Rafael (13.8 kV). . . . 186
5 Central Termica Guangopolo y Central Térmica Quito . . . 187
6 Subestación San Rafael (23 kV) y Central Hidraulica Los Chillos . . . 188
7 Central Hidraulica Guangopolo . . . 189
8 Subestacion Numero 2(SUR) y Central Termica Luluncoto . . . 190
9 Subestación Epiclachima . . . 191
10. Subestacion Numero 3. . . . 192
11 Subestacion Numero 7 . . . 193
12. Subestacion Numero 8 . . . 194
13 Subestación Número 4 . . . 195
14 Subestación Número 10 Vieja . . . 196
15 Subestacion Selva Alegre. . . . 197
16 Subestacion Numero 11 . . . 198
17 Subestacion Número 6. . . . 199
18 Subestación Numero 9. . . . 200
19. Subestación Perez Guerrero . . . 201
20 Subestacion Numero 12 . . . 202
21 Subestación Vicentina y Subestación 10 Nueva . . . 203
22 Subestación Número 13. . . . 204
23 Subestacion Iñaquito . . . 205
24 Subestacion Olimpico y Subestacion Norte . . . 206
25. Subestación Numero 16 . . . 207
26 Subestación Carolina . . . 208
27. Subestacion Número 19. . . . 209
28 Subestacion Numero 17 . . . 210
29 Subestación Número 15 . . . 211
30 Subestacion Pomasqui . . . 212
31 Subestacion Numero 18 . . . 213
32 Subestacion Tumbaco . . . 214
33 Central Hidroeléctrica Cumbaya . . . 215
34 Central Hidroeléctrica Nayón . . . 216
35 Subestación El Quinche . . . 217
36 Subestación Chillogallo . . . 218
37 Subestacion Los Bancos . . . 219
38 Subestacion Pomasqui TRANSELECTRIC . . . 220

39. Central Hidroelectrica Quijos 221

ANEXO III. Consideraciones para la Simulación de las Cargas

1 MEDICIONES DE CARGA PARA ALIMENTADORES Y CURVAS DE CARGA DE LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO 223
1 1 Subestación Numero 3 (Zona de carga SE3-23 y SE3-6.3). 223
1 2. Subestacion Número 4 (Zona de Carga SE4-6 3) 224
1 3 Subestación Número 6 (Zona de Carga SE6-6 3) 225
1 4 Subestación Número 7 (Zona de Carga SE7-6 3)..... 226
1.5 Subestación Número 8 (Zona de Carga SE8-6.3) 227
1.6. Subestacion Número 9 (Zona de Carga SE9-6 3). 228
1.7. Subestacion Número 10 vieja (Zona de Carga SE10V-6 3) 229
1.8 Subestación Número 11 (Zona de Carga SE11-6 3) 230
1 9 Subestación Número 12 (Zona de Carga SE12-6 3) 231
1.10 Subestación Número 13 (Zona de Carga SE13-6 3) 232
1 11 Subestación Número 15 (Zona de Carga SE15-6.3)..... 233
1 12. Subestación Número 16 (Zona de Carga SE16-6.3) 234
1.13. Subestación Número 17 (Zona de Carga SE17-6.3)..... 235
1.14 Subestación Número 18 (Zona de Carga SE18-23) 236
1 15 Subestacion Número 19 (Zona de Carga SE19-13 y SE19-23) 237
1 16. Subestacion Pérez Guerrero (Zona de Carga SE-PG6 3) 238
1 17 Subestación Epiclachima (Zona de Carga SE-EPL23)..... 239
1 18. Subestación Carolina (Zona de Carga CARO-6 3). 240
1.19. Subestacion Iñaquito (Zona de Carga IÑA-6.3)..... 241
1 20 Subestación Machachi (Zona de Carga MACHA23) 242
1 21. Subestación Olimpico (Zona de Carga OLIM-6 3) 243
1 22 Subestacion Número 10 Nueva (Zona de Carga SE10N6 3). 244
1 23. Subestación Sangolquí (Zona de Carga SANGOL23)..... 245
1.24. Subestacion Sur (Numero 2) (Zona de Carga SE2-6.3 y SE2-23)..... 246
1 25. Subestación Pomasqui (Zona de Carga POMAS-23). 247
1 26 Subestación El Quinche (Zona de Carga QUIN-23) 248
1 27. Subestación Tumbaco (Zona de Carga TUMB-23)..... 249
1 28 Subestación San Rafael (Zona de Carga SF-13.8) 250
1 29 Subestación Santa Rosa (SEQ) (Zona de Carga S-ROSA23)..... 251

ANEXO IV. Consideraciones para Taps de Transformadores

1 METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS CONDICIONES APLICADAS EN LA TABLA DE CONTROL AUTOMATICO DE VOLTAJE PARA TRANSFORMADORES 253
1 1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUBESTACIÓN 17. 254
1 2 TRANSFORMADOR CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUANGOPOLO EN 2.3 kV 256
1.3. TRANSFORMADOR CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUANGOPOLO EN 6,3 kV 257
1 4. TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL EN 23 kV. 258

ANEXO V. Ejemplo de Cálculo para lineas en 46 kV utilizando Valores Unitarios 259

1 UTILIZACIÓN DEL PROGRAMA VIEWER..... 263
2 DATOS DE SIMULACIÓN DENTRO DEL CD-ROM 263

Introducción General

INTRODUCCIÓN GENERAL

El presente proyecto de tesis tiene por objetivo principal el análisis de condiciones actuales y planes de expansión del Sistema Eléctrico Quito para los próximos cinco años a través de la simulación detallada del mismo. Para realizar el estudio del flujo para el año base y los efectos que se producirán al implementar las obras sugeridas para la planificación del sistema, se hará uso del Programa PowerWorld 6.0, el cual permitirá una modelación del sistema con un mayor grado de detalle en lo que se refiere al comportamiento horario de la carga y a la presentación de la interfaz gráfica, lo que permite una apreciación de cada una de las subestaciones y centrales de generación junto con el diagrama de configuración de barras y su ubicación geográfica dentro del área de concesión.

El primer paso necesario para el presente proyecto es entonces conocer el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito, a través del estudio de las fuentes de información en lo que se refiere a requerimientos de potencia y energía, así como los datos depurados y organizados de los elementos eléctricos que conforman al sistema. Luego se procede al análisis del flujo de potencia correspondiente al año 1.999 el mismo que se considera como año base. A partir de los datos obtenidos de mediciones realizadas en el año base se analiza la metodología de proyección de la demanda utilizada por la Empresa Eléctrica Quito, lo que acompañado de un estudio del comportamiento del sistema en los años siguientes, permitirá la planificación de obras para la expansión del sistema. A partir del plan de obras propuesto para el sistema se realiza la estimación de recursos para financiar los requerimientos económicos para aplicar el plan de obras para el periodo de estudio 2.000 – 2.005. Finalmente se realiza un análisis de contingencias simples alrededor de los elementos que constan dentro del plan de obras con el fin de considerar el resultado de la simulación de contingencias dentro del esquema de operación de estos nuevos elementos dentro del sistema y el comportamiento del sistema debido a fallas en estos nuevos elementos.

El proceso de estudio del comportamiento del sistema en el año base y la estimación de los años siguientes deben tomar en cuenta los requerimientos dados

por las leyes, reglamentos y regulaciones del Sector Eléctrico Ecuatoriano. Para el Sistema Eléctrico Quito se deben considerar la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el Reglamento de Suministro y todas las regulaciones que se desprendan de la aplicación de dicho reglamento. Este es el marco legal que tienen mayor influencia sobre el comportamiento que debe tener el Sistema de Subtransmisión.

SISTEMA ELECTRICO QUITO

Para los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista, se deben considerar los parámetros en los puntos de interconexión entre los diferentes miembros. Para esto es necesario analizar los siguientes puntos de la Regulación CONELEC 009-99 Transacciones de Potencia Reactiva (Ref. 21):

- "Mantener los niveles de voltaje, en las barras de sus subestaciones, con variaciones no mayores al voltaje nominal: + 5% para 230 y 138 kV; - 3% para 69, 46 y 34.5 kV."
- "Únicamente para las barras o nodos del MEM donde no se pueda controlar el voltaje o el flujo de potencia reactiva con el equipamiento instalado y disponible en el SNI, se observarán los siguientes valores los índices mencionados en el numeral 2.2 y 2.3: a) Numeral 2.2. Variaciones no mayores al voltaje nominal del ±7% para niveles de voltaje de 230 y 138 kV y ±5% para niveles de voltaje 69, 46 y 34.5 kV. b) Numeral 2.3. Factores de potencia límites: 0,95 o superior inductivo para demanda media y máxima. Estos valores estarán vigentes por un período de doce meses, a partir de la fecha de emisión de la presente regulación, período en que los Agentes deberán adquirir el equipamiento necesario para el cumplimiento del control de voltaje."

Para el Análisis de los flujos de potencia se consideraran los valores del rango permitido para los niveles de las barras del Sistema Eléctrico Quito, así como los valores del factor de potencia requerido.

CAPITULO I

Descripción del Sistema Eléctrico Quito

1. INTRODUCCIÓN

El siguiente resumen fue tomado del documento de la Empresa Eléctrica Quito, el cual describe las características de la empresa, con la finalidad de introducir al lector dentro del esquema que presenta la Empresa Eléctrica tanto en generación, líneas de subtransmisión, subestaciones de distribución, como de la distribución de la carga. En el presente análisis se consideran todos los puntos presentes dentro del sistema de potencia de la Empresa Eléctrica Quito, conocido con el nombre de Sistema Eléctrico Quito (Ref. 2).

2. DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO (SEQ)

La evaluación de las instalaciones eléctricas de la Empresa Eléctrica Quito S.A. requiere del conocimiento del sistema eléctrico, la operación, el mantenimiento de sus equipos, materiales y del estado actual de estos recursos. En tal sentido, a continuación se describe brevemente al Sistema Eléctrico Quito (SEQ).

La Empresa Eléctrica Quito S.A. fue fundada el 24 de noviembre de 1.955 con el objetivo de generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica en la zona de la ciudad de Quito y sectores aledaños. Después de que entrara en vigencia la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, la Empresa ha emprendido el proceso de segmentación entre la parte correspondiente a la distribución de energía y potencia eléctrica dentro de su zona de concesión, y a la parte correspondiente a la generación tanto térmica como hidráulica, para formar dos empresas independientes a futuro. En la actualidad la generación presente dentro del área de concesión, y que aún es administrada por le Empresa Eléctrica Quito, esta constituida por una capacidad instalada de 173,6 MW, de los cuales, 99,2 MW provienen de las centrales hidráulicas: La Calera, Pasochoa, Chillos, Guangopolo, Cumbayá y Nayón, y 74,4 MW provenientes las centrales térmicas diesel Luluncoto, búnker – diesel Guangopolo y Térmica Quito.

Adicionalmente, para cubrir la demanda eléctrica del Sistema Eléctrico Quito, la Empresa Eléctrica Quito compra aproximadamente el 80% de todas sus

necesidades de potencia y energía del Sistema Nacional Interconectado, a través del CENACE.

La tabla siguiente muestra un resumen sobre las unidades de generación presentes dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito.

NUMERO	NOMBRE	TIPO CENTRAL	# UNIDADES	CAPACIDAD (MW)	TOTAL (MW)
1	LA CALERA	HIDRAULICA	1	1,00	1,00
2	LA CALERA	HIDRAULICA	2	0,50	1,00
3	PASOCHOA	HIDRAULICA	2	2,25	4,50
4	LOS CHILLOS	HIDRAULICA	2	0,90	1,80
5	GUANGOPOLO	HIDRAULICA	1	11,50	11,50
6	CUMBAYA	HIDRAULICA	4	10,00	40,00
7	NAYON	HIDRAULICA	2	15,00	30,00
8	GUANGOPOLO	HIDRAULICA	2	1,70	3,40
9	GUANGOPOLO	HIDRAULICA	3	2,00	6,00
10	GUANGOPOLO	TERMICA	6	5,70	34,20
11	QUITO	TERMICA	6	5,20	31,20
12	LULUNCOTO	TERMICA	3	3,00	9,00
TOTALES			**34**		**173,60**
		TOTAL TERMICA	15		74,40
		TOTAL HIDRAULICA	19		99,20

Fuente: Ref. 1

2.1. OPERACIÓN DEL SISTEMA

2.1.1. SUMINISTRO DE ENERGIA AL SISTEMA

Para atender la demanda presentada en 1.998 de 446 MW, la Empresa Eléctrica Quito S.A. contrató al S.N.I., a través del CENACE, 317 MW en el período comprendido entre los meses de enero y agosto, período en el cual se produjo la demanda máxima, y también a través de la potencia suministrada por las centrales térmicas e hidráulicas dentro de la zona de concesión y la compra a generadores particulares existentes también dentro del perímetro de concesión.

El aporte del S.N.I. se realizó a través de los siguientes puntos de entrega:

- Al nivel de 138 kV, en la subestación Santa Rosa, potencia que es transmitida por las líneas de la Empresa Eléctrica Quito S.A. y operadas por la Empresa.
- Al nivel de 46kV, en las subestaciones de Santa Rosa y Vicentina.

- En 13,8 kV, en la barra de generación de la Central Térmica Guangopolo de la Empresa Eléctrica Quito.

El aporte al nivel de 46 kV está restringido por la capacidad de los transformadores de reducción de 138/46 kV, que totalizan 199 MVA (FOA), incluyendo la potencia de la subestación móvil del SNT, conectada actualmente en las barras de 138 kV de la subestación Santa Rosa, al sur de la ciudad de Quito.

Por otro lado, la Empresa Eléctrica Quito compra potencia y energía a otros generadores privados tales como la Empresa Municipal de Agua Potable Quito (EMAPQ), Sigmaplast, Copza, Equinoccial, BOPP y HCJB, en un monto aproximado de 17 MW, de acuerdo a las necesidades presentes en el sistema. Esta energía es entregada al Sistema Eléctrico Quito en varios puntos de conexión de sus circuitos primarios a 23 kV, con excepción de la generación de EMAPQ que entrega en la barra de 138 kV de la Subestación Santa Rosa.

La generación presente dentro del área de concesión realiza la entrega al Sistema Eléctrico Quito en varias subestaciones de seccionamiento a 46 kV, de donde se distribuye a todas las subestaciones de distribución mediante un sistema de líneas de subtransmisión que están enlazadas en varios anillos, pero que por ciertas limitaciones técnicas en su mayoría operan radialmente.

2.1.2. SUBESTACIONES

Para atender los requerimientos de energía eléctrica de todos sus clientes, la Empresa Eléctrica Quito cuenta con 29 subestaciones de distribución de relación de tensión: 138/23 kV, 46/23 kV, 46/6,3 kV y 46/13,8 kV, con una capacidad total de 637 MVA, de los cuales, 4 transformadores son de 33 MVA (FOA), 19 transformadores de 20 MVA (FA o FOA), 6 de 10 MVA (FA), 7 de 6,25 MVA (FA) y 2 de 7,5 MVA (OA).

El Sistema Eléctrico Quito cuenta también con 11 subestaciones de seccionamiento a 46 kV, las cuales no tienen transformadores de potencia y se ubican en patios de seccionamiento en las siguientes subestaciones: Norte, Sur, Vicentina, Selva

Alegre, Santa Rosa, Epiclachima, San Rafael, S/E No. 15, Guangopolo Térmica, Guangopolo Hidráulica y Cumbayá.

2.1.3. LINEAS DE TRANSMISIÓN, SUBTRANSMISION Y REDES DE DISTRIBUCION

La Empresa Eléctrica Quito cuenta con 243 km en líneas de transmisión y subtransmisión, en redes de media tensión cuenta con 4.700 km correspondiente a 137 circuitos primarios; en baja tensión, incluido redes de alumbrado público, cuenta con aproximadamente 6.300 km, de los cuales 900 km son redes subterráneas. También cuenta con 1.260 MVA de capacidad instalada en transformadores de redes de distribución, tanto propios como de particulares.

El voltaje de las redes primarias es de 22,8 kV, 13,8 kV y 6,3 kV; de las secundarias y alumbrado público (AP) es de: 208/120 voltios en redes trifásicas y 240/120 en redes monofásicas. Al voltaje de 6,3 kV, operan los circuitos primarios que sirven a la zona urbana de la ciudad Quito y los voltajes de 22,8 y 13,8 kV sirven a la zona periférica y parroquias rurales del Distrito Metropolitano de Quito, así como también a los cantones: Rumiñahui, Mejía, Pedro Vicente Maldonado, Los Bancos, Puerto Quito, El Chaco, Quijos y parte de Cayambe.

Todos los circuitos de las redes primarias operan en forma radial y disponen de varios seccionamientos para transferencias de carga por suspensiones de mantenimiento, reparaciones o energizaciones. Las redes secundarias y de alumbrado público operan en su mayoría también radialmente, pero un porcentaje muy pequeño están malladas y otras banqueadas.

2.1.4. CIRCUITOS PRIMARIOS O ALIMENTADORES

Dentro del estudio realizado en 1.997 por la OLADE (Organización Latinoamericana de Energía), "Control y Reducción de Pérdidas" se efectuó un análisis de la operación de varios circuitos primarios (23 en total) que fueron seleccionados como representativos de todos los Alimentadores.

a) Primarios a 22,8 kV

- El factor de utilización promedio de los transformadores instalados en los circuitos de los Alimentadores analizados fue del 36%.

- La cargabilidad promedio de los Alimentadores fue del 58% respecto del límite térmico de los conductores utilizados al inicio de los circuitos y que corresponden al de mayor sección.

- El 50% de los primarios tuvieron una caída de tensión superior al 6% (entre 6,9 y 10,1%), la cual está por encima de los valores admisibles, y muestran algunas deficiencias.

b) Primarios a 6,3 kV

- En factor de utilización promedio de los transformadores instalados en los circuitos analizados alcanzó el valor del 42%.

- La cargabilidad promedio de los circuitos fue del 59% respecto a su límite térmico.

- La caída de tensión de los circuitos fue inferior al 5% del voltaje nominal (referido al voltaje de la barra de la subestación respectiva), con excepción de dos alimentadores que alcanzaron valores por encima del 5%.

2.2. PERDIDAS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO

Los valores de las pérdidas de potencia y energía estimadas en el Sistema Eléctrico Quito para 1.998, según el Informe Preliminar presentado por la OLADE, se resume en la siguiente tabla:

	Pérdidas de Potencia (MW)	%	Pérdidas de Energía (MWh)	%
Técnicas:				
- Líneas a 138 y 46 kV	8,34	1,88	28.082	1,21
- Subestaciones	5,94	1,33	22 742	0,98
- Distribución	34,43	7,72	135 930	5 88
Subtotal:	48,71	10,92	186 754	8,07
No técnicas:	28,69	6,43	155 846	6,74
TOTAL:	77,40	17,35	342.600	14 81

Fuente: Ref. 2

Notas:

1) Los % de pérdidas de potencia están en relación con la demanda máxima, 446,2 MW.

2) Los % de pérdidas de energía están en relación con la energía ingresada al sistema, 2.313 GWh.

Estos valores corresponden al análisis de pérdidas realizado por la OLADE, más adelante, en el análisis de los flujos de potencia para el Sistema Eléctrico Quito, se realizan nuevas consideraciones que permitirán corroborar los datos anteriores, o presentar una nueva alternativa para el valor de pérdidas totales de la Empresa Eléctrica Quito, al nivel del sistema de subtransmisión.

2.3. CALIDAD DEL SERVICIO

Basándose en la información suministrada por la Empresa Eléctrica Quito y en el informe del "Estudio del Valor Agregado de Distribución (VAD)", referente a las interrupciones del servicio en los sistemas de subtransmisión y subestaciones durante 1.998, donde han determinado los índices de disponibilidad e indisponibilidad operativa, así como los respectivos índices de interrupciones del servicio tal como se indica a continuación:

- *Disponibilidad operacional.*- En 1.998, las líneas a 138 kV tuvieron una disponibilidad promedio del 99,96%, mientras que las líneas de 46 kV alcanzaron un promedio del 99,99%. Las líneas que tuvieron menor

disponibilidad fueron la Línea de Transmisión entre la subestación Santa Rosa y Papallacta con el 99,87% y la Línea de Transmisión entre la subestación San Rafael y Pasochoa con 99,95%.

- *Interrupciones.*- Durante 1.998, se registraron 134 interrupciones sostenidas en el sistema de subtransmisión y subestaciones asociadas, que produjeron 2.120 MW de potencia interrumpida y 18.945 MWh de energía no vendida. De estas interrupciones, 53 (40%) corresponden a fallas producidas fuera del Sistema Eléctrico Quito, es decir, estuvieron originadas por el SNT y produjeron 1.238 MWh de energía no vendida. Del total de 134 interrupciones en el sistema de subtransmisión, según los registros de la Empresa Eléctrica Quito, 81 (60%) corresponden a fallas forzadas y de las cuales 39 fueron originadas en las líneas a 138 y 46 kV; las restantes 42 interrupciones se debieron a fallas forzadas en las subestaciones.

2.4. SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA POR CANTONES

2.4.1. DISTRITO METROPOLITANO DE QUITO Y CIUDAD DE QUITO

El suministro de energía a la ciudad de Quito, se lo hace por medio de 22 subestaciones de distribución que están ubicadas dentro del perímetro urbano de la ciudad y a través de las redes de alta tensión, baja tensión y alumbrado público, que en su mayoría son aéreas, con excepción del Centro Histórico en donde las redes de distribución son subterráneas. Al voltaje de 6,3 kV, operan las redes primarias ubicadas en el centro, centro sur y centro norte de la ciudad; a los extremos sur, norte y zonas periféricas las redes primarias operan a un voltaje de 22,8 kV.

2.4.2. CANTON RUMIÑAHUI

El suministro de energía del cantón Rumiñahui se lo hace a través de las Subestaciones San Rafael – 23, San Rafael – 13,2 (con un plan de obras que prevé la eliminación de este voltaje) y Sangolquí que también presenta un voltaje en alta

de 23 kV. En su totalidad las redes primarias, secundarias y de alumbrado público son aéreas; a futuro la Empresa Eléctrica Quito terminará el cambio de tensión de los primarios de 13,2 kV a 23 kV e incrementará la capacidad instalada en las subestaciones San Rafael y Sangolquí, con el objeto de cubrir el crecimiento de la demanda eléctrica de las poblaciones del cantón y principalmente de San Rafael y Sangolquí.

2.4.3. CANTON MEJIA

El suministro de energía del cantón Mejía se lo hace a través de la Subestación Machachi y el primario A de la Subestación Santa Rosa. En su totalidad las redes primarias, secundarias y de alumbrado público son aéreas; adicionalmente a 46 kV se atiende la carga de la fábrica ADELCA, ubicada en esta zona. En un futuro la Empresa Eléctrica Quito incrementará la capacidad instalada en la subestación Machachi, con el objeto de cubrir el crecimiento de la demanda eléctrica del cantón.

2.4.4. CANTONES LOS BANCOS, PEDRO VICENTE MALDONADO Y PUERTO QUITO

El suministro de energía de los cantones Los Bancos, Nanegal, Puerto Quito, Pedro Vicente Maldonado y todas las poblaciones del noroccidente de la provincia se la hace a través del primario D de la Subestación No. 19, a un voltaje de 13,2 kV. La configuración del troncal primario es trifásica a cuatro hilos, con conductor de aluminio y soportados en postes y estructuras de hormigón.

Con relación al estado de las redes de distribución, vale indicar que casi todo el tendido eléctrico se encuentra en regular estado de conservación. Se observan por ejemplo que en los tramos hacia Nanegal, Nanegalito, Mindo, las crucetas están destruidas por acción del óxido, y en muchos casos han perdido sus elementos de sujeción. Las redes de baja tensión, monofásico a tres y dos hilos, con un voltaje de 240/120 V, respectivamente, brindan una buena cobertura de servicio.

A futuro la Empresa Eléctrica Quito, tiene prevista la construcción de la Subestación Los Bancos de 46/13,2 kV, con un transformador de 8/10 MVA, ubicada en el baricentro de carga de la zona, lo que mejoraría sustancialmente la calidad de servicio eléctrico, especialmente en lo que se refiere a confiabilidad, caída de voltaje, interrupciones, etc., y así se daría un gran impulso al desarrollo integral de la zona.

2.4.5. CANTONES QUIJOS Y EL CHACO

El suministro de energía de las poblaciones de los cantones Quijos y El Chaco se sirven a través de un primario de la Subestación Tumbaco a 22,8 kV, que luego se interconecta con el Sistema de HCJB en Papallacta.

A futuro la Empresa Eléctrica Quito, tiene previsto en la zona la construcción de la Central Hidroeléctrica Quijos de 40 MW y de cinco micro centrales con un total de 17 MW; lo que incidiría en la calidad de servicio eléctrico y en el desarrollo integral de la zona.

CAPITULO II

Modelación del Sistema Eléctrico Quito Utilizando el programa PowerWorld 6.0

1. INTRODUCCIÓN

La modelación del Sistema Eléctrico Quito tanto para el año base (año 1.999) como para las características que se presentarán luego de aplicar el plan de obras planificado en el capitulo V, se realizará utilizando el programa PowerWorld 6.0. El programa PowerWorld presenta características especiales que permiten una modelación y simulación de un sistema de manera fácil y de rápida comprensión. El programa PowerWorld 6.0 es un paquete de simulación de flujos de potencia diseñado para que el usuario tenga una comprensión fácil y muy clara del comportamiento del sistema, mediante una interfaz gráfica de gran interactividad. El simulador tiene el poder para el análisis de la ingeniería con alto grado de detalle y varias opciones para resolver flujos de potencia y otras condiciones de tipo operativo alrededor del caso modelado. El simulador es capaz de modelar en detalle el comportamiento de los LTC y de los cambiadores de fase de los transformadores, de compensación reactiva, generadores con su respectiva curva de capabilidad, esquemas de comportamiento de la carga, líneas en corriente continua, y control de voltaje en barras de tipo remoto.

Por otro lado, su interfaz gráfica permite una comprensión del funcionamiento del sistema para un público no-técnico. Los displays presentan un comportamiento dinámico que permite una mejor comprensión del comportamiento del flujo, indicando la dirección de los flujos y mediante la opción de contorno, es posible presentar una difusión de colores que definen un rango de comportamiento de voltaje en las barras, de intercambio de potencia, de cargabilidad de elementos, entre otras alternativas.

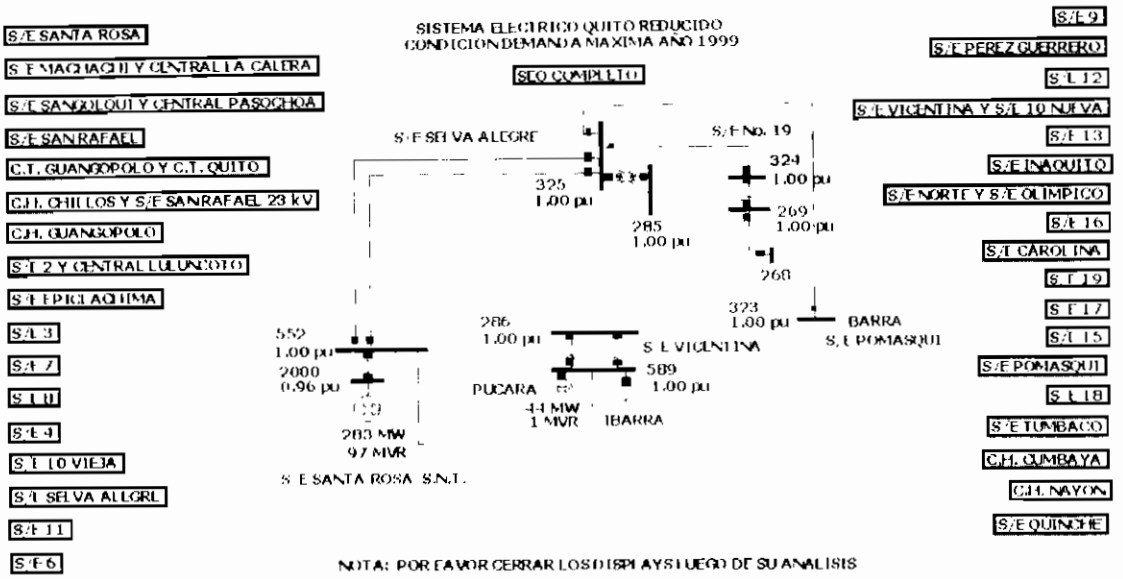
El simulador realmente es varios productos integrados juntos. El simulador es un poderoso programa que permite la solución de flujos y es capaz de trabajar en sistema de hasta 60.000 barras. El simulador permite tener varios displays que funcionen utilizando una misma base de datos creada para un sistema. Esto permite un mayor detalle en la manipulación de alimentadores y de las subestaciones. Para mantener las condiciones de operación dentro del esquema real, el simulador permite manipular las condiciones de las líneas de la transmisión, transformadores o generación, todo mediante una acción rápida a través de los íconos de edición del programa. El simulador también mantiene un

medio conveniente simulando la evolución del sistema con el tiempo, lo que permite una simulación fiel del comportamiento horario de la carga.
El programa también presenta una serie de funciones de tipo económicas que permiten conocer las transacciones entre diferentes agentes definidos por zonas de servicio, así como los costos de generación entre otras.

Al modelar un sistema utilizando el programa PowerWorld es posible un análisis de contingencia integrada, que permite definir una lista de líneas de transmisión, unidades de generación, y traslado de carga, para observar el comportamiento del sistema bajo contingencias que se presenten, procesando de manera automática la lista definida. El simulador supervisa el comportamiento que se presenta en las líneas y transformadores, mediante un valor de capacidad térmica previamente ingresado, y violaciones de voltaje en las barras, siendo estos los resultados que se presentan en cada contingencia.

2. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA UTILIZADA

Para la construcción del modelo de simulación computacional del Sistema Eléctrico Quito se utilizó una opción del programa PowerWorld 6.0, la que permite desplegar varios displays con diferentes componentes del sistema de potencia. En este caso, se presenta un display inicial considerando las subestaciones que se encuentran conectadas a través de líneas con un voltaje de 138 kV. Este sistema no forma un anillo completo, pero permite observar gran parte de la periferia del Sistema Eléctrico Quito. El display principal de la simulación del Sistema Eléctrico Quito se refiere al Sistema de líneas que alimentan las subestaciones a un voltaje de 138 kV, y se consideran las condiciones de demanda máxima del sistema y las instalaciones presentes hasta el fin del año en estudio. El diagrama es el siguiente:



El orden de los lazos para tener acceso a los nuevos displays esta relacionado con su posición aproximada sobre el Sistema Eléctrico Quito, y de acuerdo a su posición geográfica aproximada, tomando como origen del sistema de referencia a la Subestación Santa Rosa.

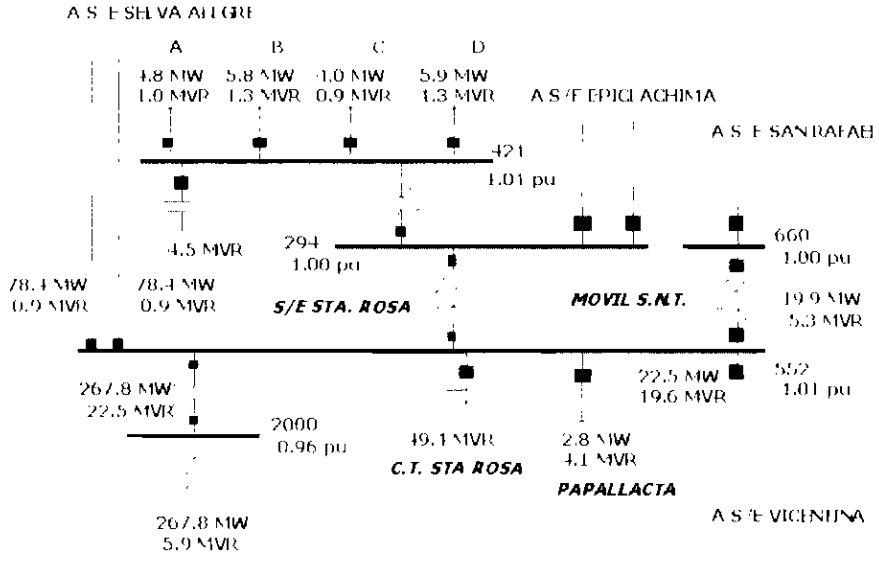
A continuación se presentan algunos de los displays correspondientes a la simulación, mientras que el total de los mismos se encuentran en los Anexo I y II.

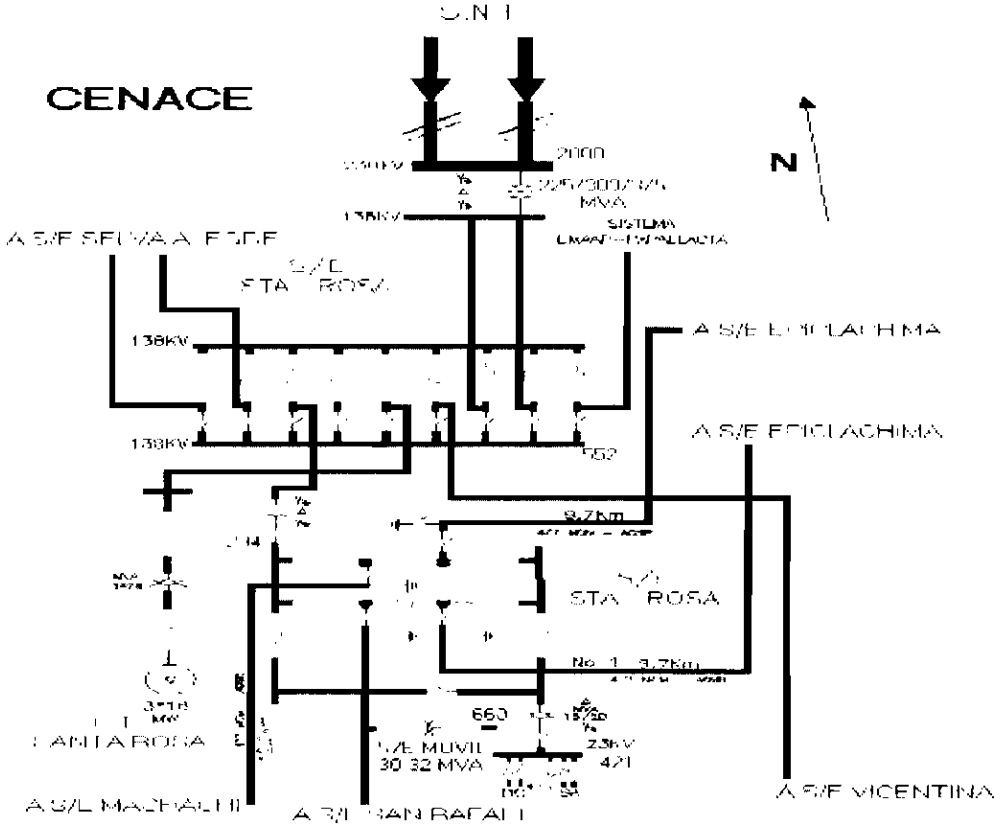
2.1. EJEMPLOS DE DISPLAYS DEL MODELO

A continuación se presentan algunos de los displays correspondientes a zonas específicas dentro del Sistema Eléctrico Quito. Para la simulación se cuenta con un display principal, el cual se encuentra en el Anexo I, mientras que todos los displays correspondientes a las diferentes subestaciones y centrales de generación se encuentran en el Anexo II.

Se han seleccionado los siguientes displays debido a su importancia dentro del Sistema Eléctrico Quito.

2.1.1. SUBESTACIÓN SANTA ROSA (EEQSA) Y SUBESTACIÓN SANTA ROSA (Transelectric)

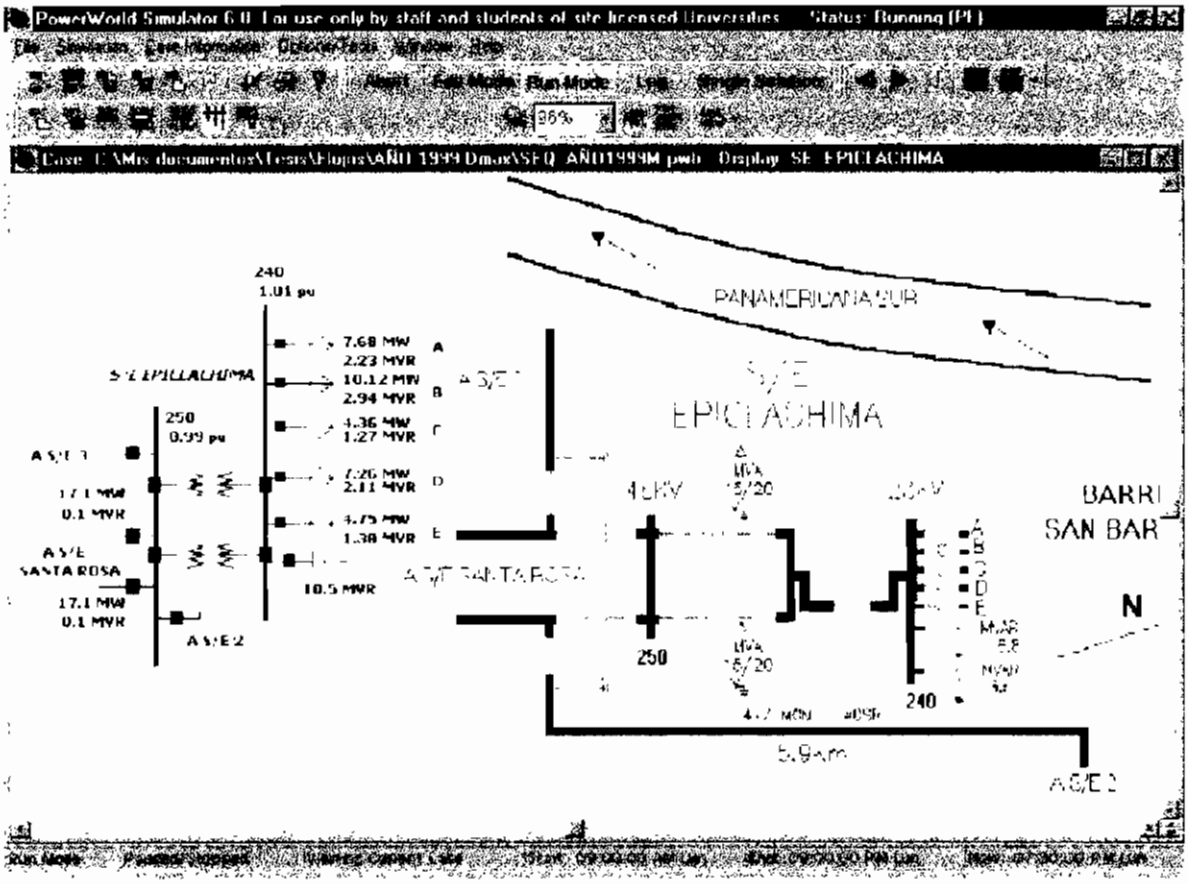




Tanto el esquema de simulación como el diagrama de barras de la subestación se encuentran en la misma ventana de simulación del programa PowerWorld 6.0.

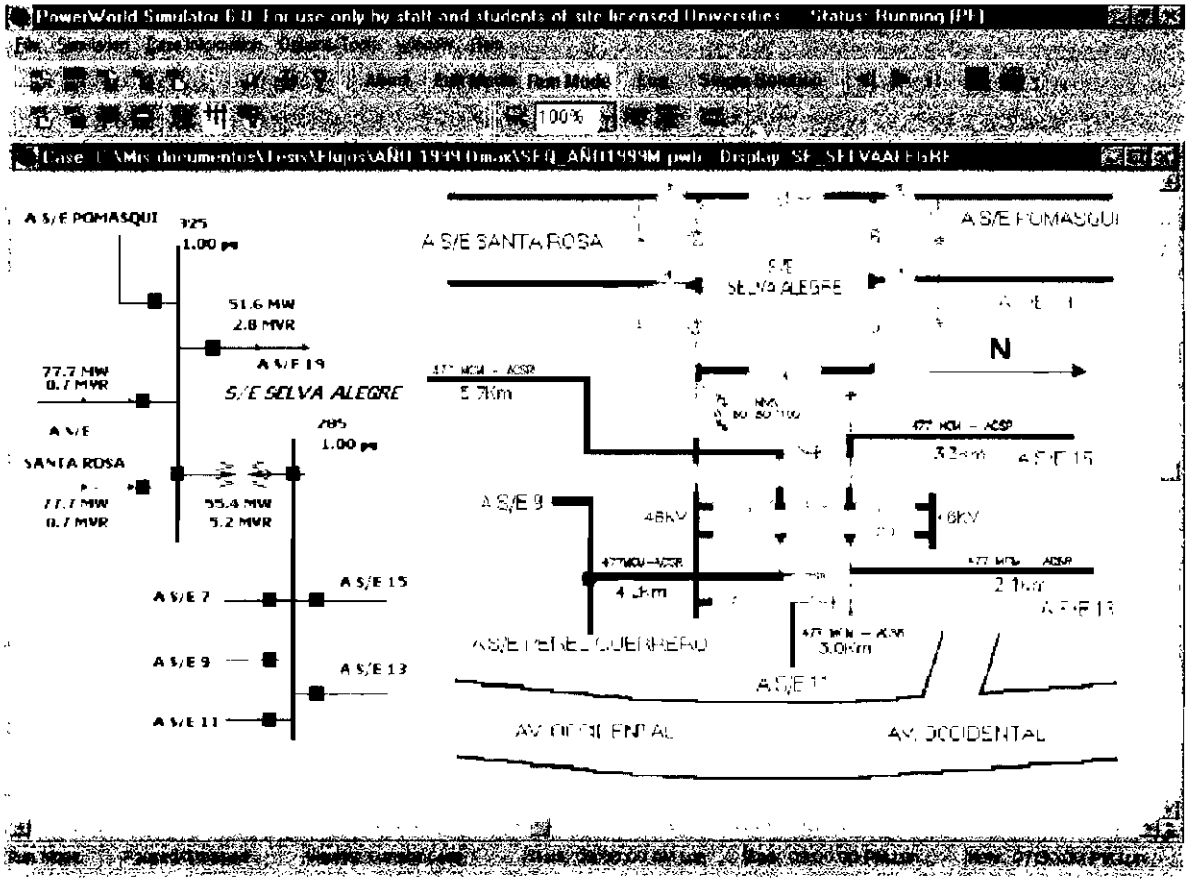
2.1.2. SUBESTACIÓN EPICLACHIMA

A continuación se presenta un esquema en el cual se encuentra tanto el diagrama de simulación como el esquema de barras, dentro de la ventana del programa PowerWorld 6.0.



En algunos casos, para poder observar el esquema de barras (parte izquierda del diagrama) es necesario recorrer la pantalla. Esto se presenta en algunos casos, en los que debido al detalle y tamaño de la subestación o central de generación, se pierde resolución con un despliegue completo de la imagen en la ventana.

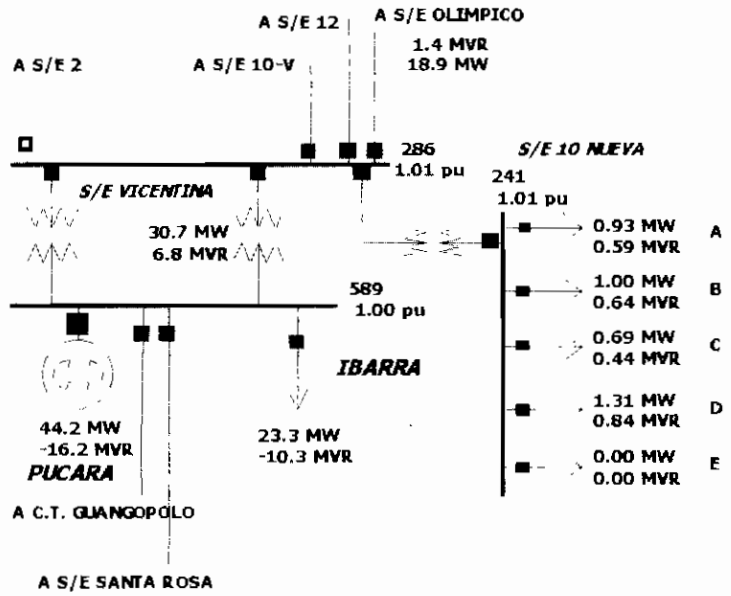
2.1.3. SUBESTACIÓN SELVA ALEGRE

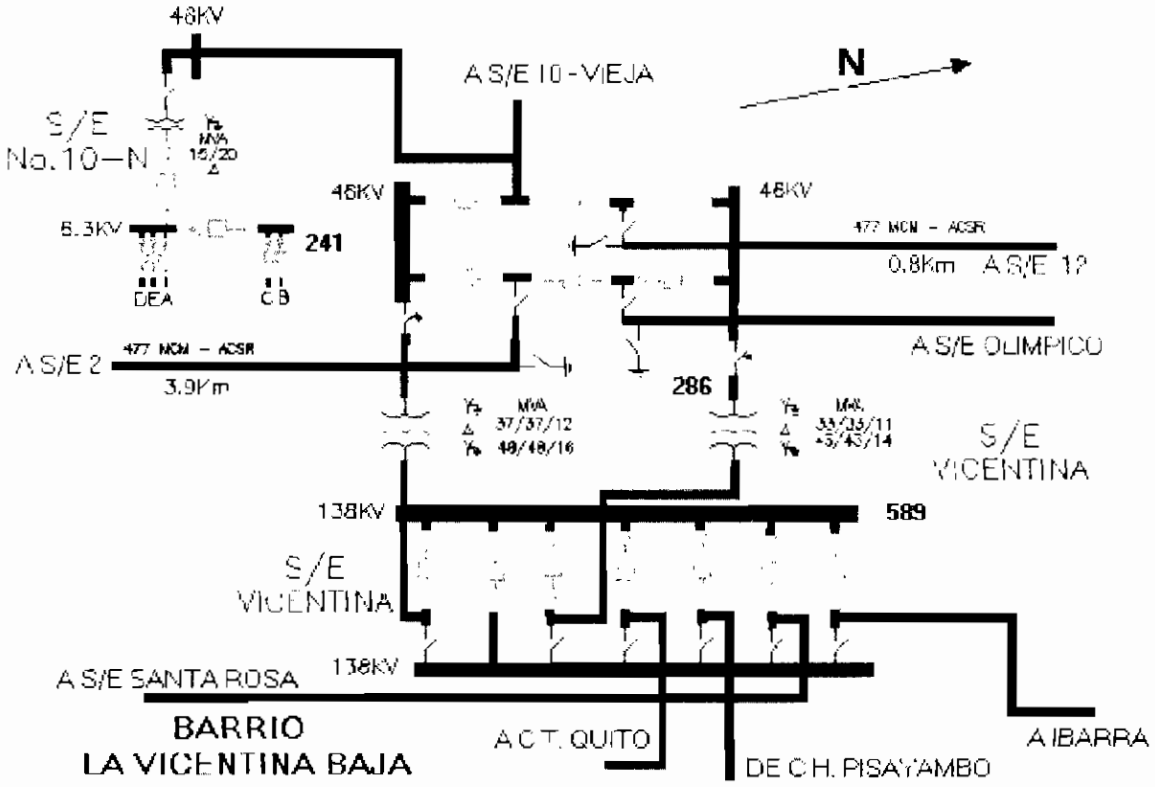


Se puede observar que las líneas de transmisión y subtransmisión que entran o salen de la subestación se encuentran claramente identificadas tanto en el esquema de barras como en el sistema de simulación. Caso similar ocurre con las barras de la subestación y las barras definidas para la simulación.

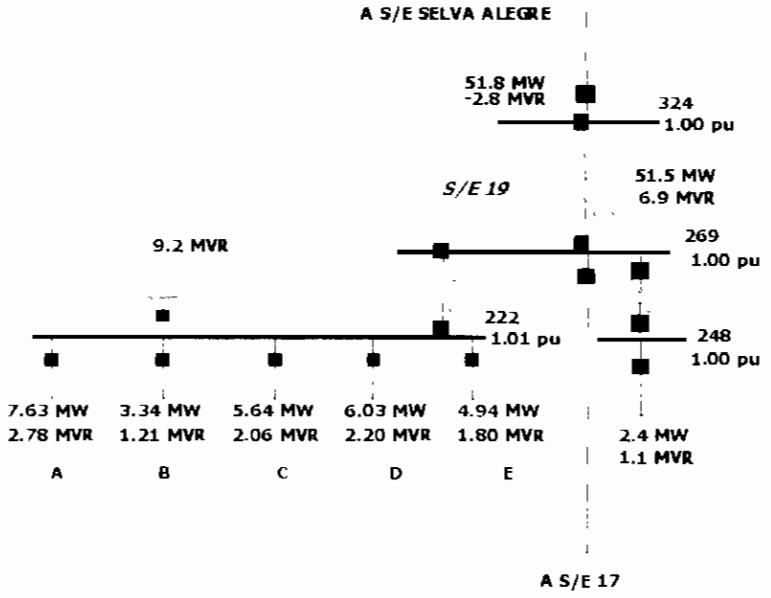
2.1.4. SUBESTACIÓN VICENTINA Y SUBESTACIÓN 10 NUEVA

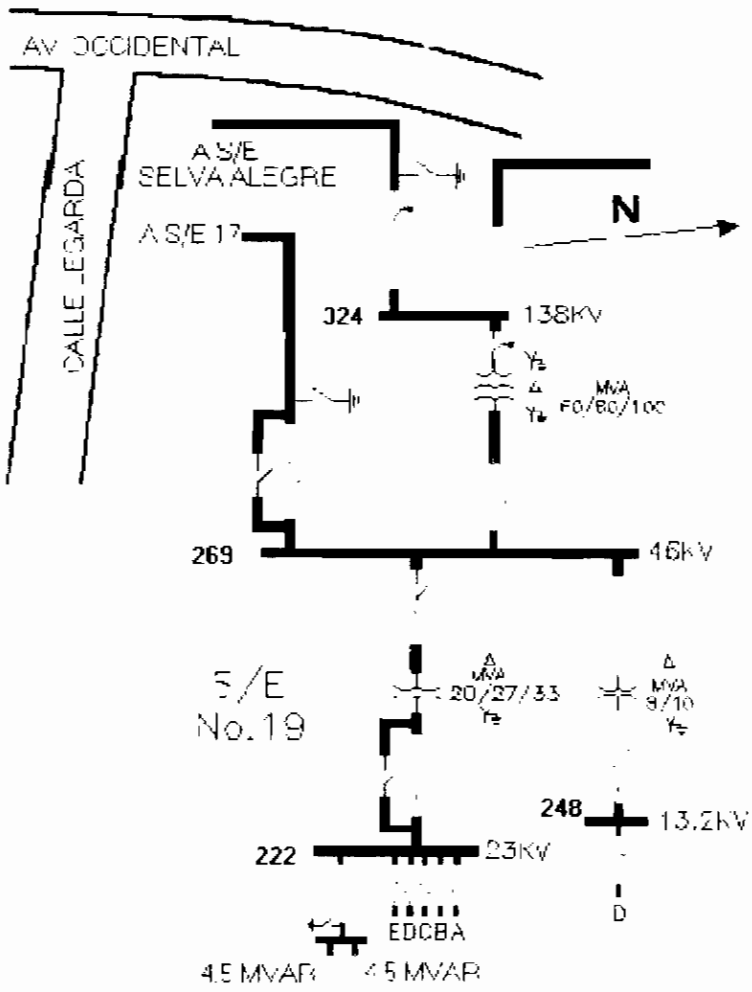
En este caso, nuevamente se presentan dos imágenes, las mismas que se encuentran en el mismo display de simulación.



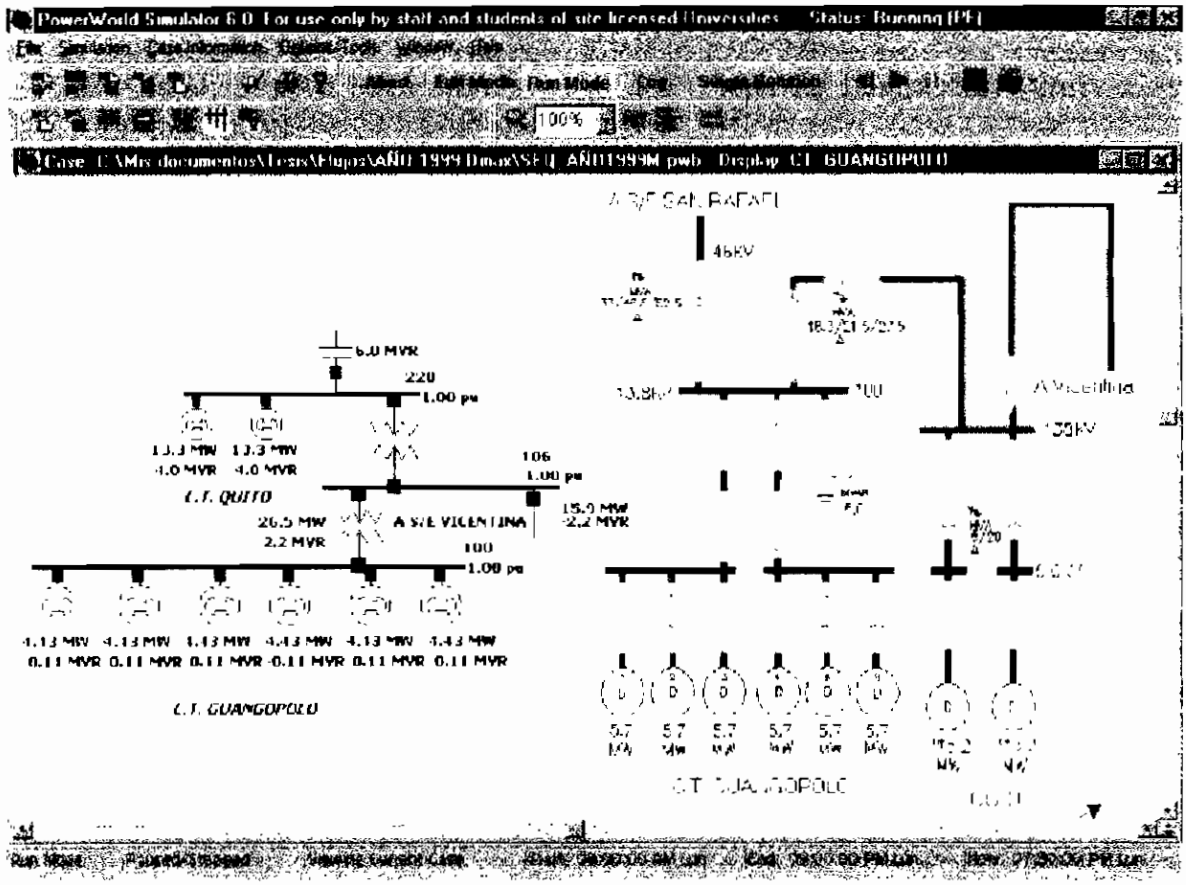


2.1.5. SUBESTACIÓN NUMERO 19



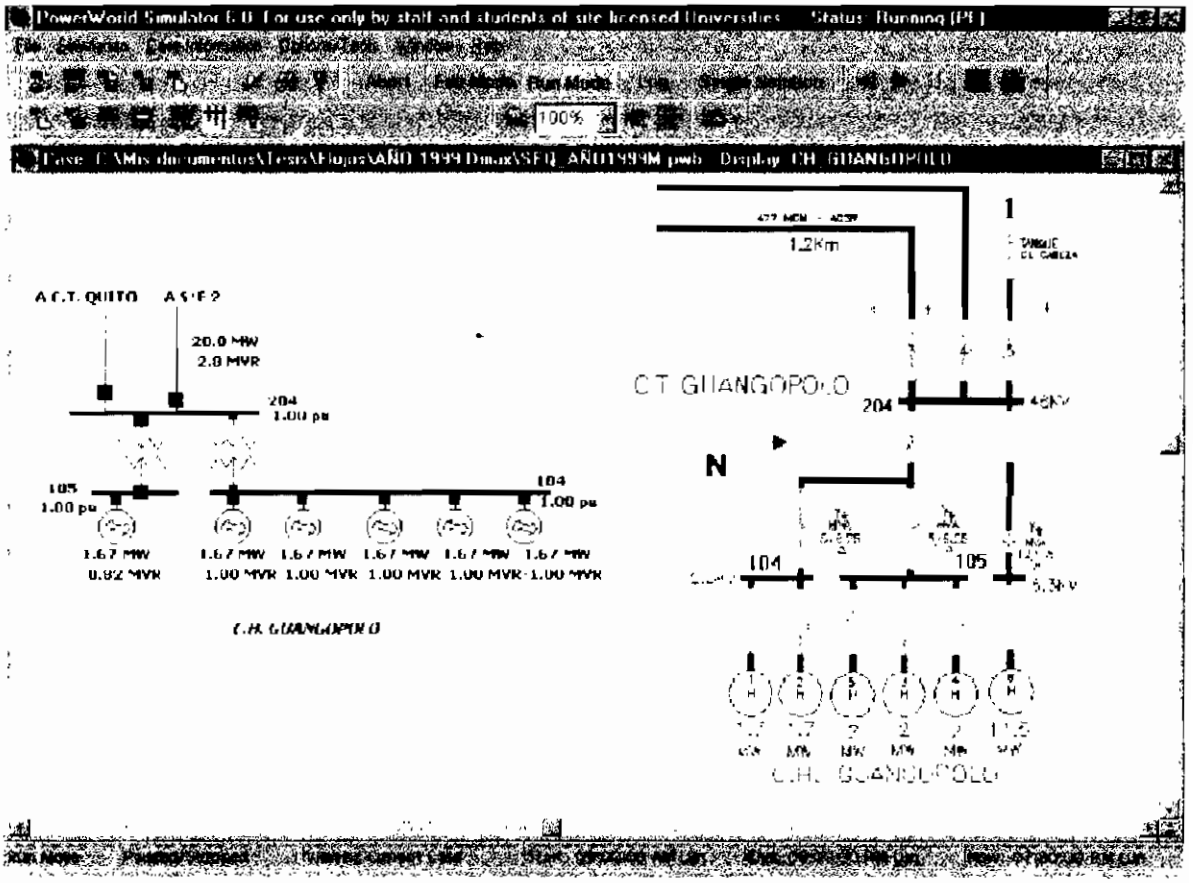


2.1.6. CENTRAL TERMICA GUANGOPOLO Y CENTRAL TERMICA QUITO



En el caso de las centrales de generación, se considera el número de unidades instaladas, así como los parámetros de cada unidad. Para las condiciones de demanda pico, se han fijado los valores que entregan las unidades en conjunto, dividiendo la potencia entregada a la barra de salida entre todas las unidades, sin considerar el valor que cada una de estas realmente aportó el día de demanda máxima del sistema.

2.1.7. CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUANGOPOLO



Para cada uno de los diferentes displays de simulación se presentan las mismas condiciones, tanto en el caso de centrales de generación, como para subestaciones de distribución y de transferencia de potencia al Sistema Eléctrico Quito.

3. DETERMINACIÓN DE ZONAS DE CARGA

El programa PowerWorld 6.0 permite definir un comportamiento, en un intervalo de tiempo que para el presente análisis comprende desde las 9h00 hasta las 21h00, de los cambios de la carga del sistema para el cual se desea realizar la simulación. En el caso del Sistema Eléctrico Quito se tomo en consideración las siguientes zonas definidas para el presente estudio, las mismas que tienen relación con la nomenclatura utilizada para definir las barras de carga en el sistema utilizado para la simulación. Para cada una de las zonas de carga, se ha definido una curva de carga característica, la que fue obtenida a partir de las curvas de carga para las subestaciones de la Empresa Eléctrica Quito (Ref. 8). Estas curvas de carga y los valores de corrientes obtenidas para el día en que fueron tomadas correspondiente al 24 de noviembre de 1.999, se encuentran en el Anexo III. El programa PowerWorld 6.0 permite realizar una simulación minuto a minuto para el sistema utilizado, siendo necesario para esto definir un comportamiento característico de la carga. Esto se logra mediante la definición de una curva anexa y característica para cada una de las zonas de carga. A continuación se presentan todas las zonas de carga definidas para la simulación del Sistema Eléctrico Quito y su respectiva carga que corresponde a la sumatoria de todas las cargas de los alimentadores servidos a través de la subestación.

Número de Zona	Nombre de Zona	Carga MW	Carga MVR
2	S-ROSA23	20.80	6.00
3	MACHA23	9.32	3.12
4	SANGOL23	6 00	2.00
5	SE-EPL23	34 50	10 00
6	SE2-6.3	2.80	1.30
7	SE2-6.3	1.40	0.10
8	SE2-23	4 40	2.00
9	SE3-23	8 90	2 90
10	SE3-6 3	14 40	4 68
11	SE7-6 3	14.40	4 08
12	SE8-6 3	6 72	2.03
13	SE4-6.3	13.10	4.30
14	SE10V6 3	1 50	0 50
15	SE10V6 3	1.50	0.50
16	SE11-6.3	8.12	2.40
17	SE9-6 3	6.40	1.92
18	SE-PG6 3	9 18	3 00
19	SE12-6 3	5 60	1 80

Número de Zona	Nombre de Zona	Carga MW	Carga MVR
20	SE10N6.3	9.20	2.70
21	SE13-6.3	7.80	2 58
22	IÑA-6.3	8 70	3.18
23	OLIM-6.3	12.60	3 70
24	SE16-6.3	27.09	7 83
25	CARO-6.3	12.60	4.20
26	SE19-13	2.40	1 10
27	SE19-23	28.00	10 20
28	SE17-6 3	8.58	3 90
29	SE15-6 3	12 60	5 28
30	POMAS-23	28.50	9 39
31	SE18-23	22.50	7.38
32	TUMB-23	24.60	9 00
33	QUIN-23	15.80	5.72
34	SF-13.8	2.10	0.60
35	SE6-6.3	3 44	1.15
36	SF-23	13 89	4 07

La definición de estas zonas permite aplicar un esquema de carga diferente para cada una de las barras de carga del Sistema Eléctrico Quito, considerando su respectiva curva de carga característica. Los valores que se presentan como carga para cada una de las zonas definidas, corresponden a la sumatoria de las cargas por alimentadores, considerando el día de máxima demanda para el año correspondiente a la simulación, obteniéndose estos datos a partir de las lecturas tomadas para el año 1.999 el día 24 de noviembre, y ajustada al día 9 de diciembre, día en el que se produjo el pico. Partiendo de esto se definieron las curvas de carga unitarias utilizadas para la simulación. Es necesario considerar que la definición de las zonas de carga es una herramienta utilizada para el presente estudio y estas zonas no se encuentran definidas dentro de los estudios que realiza la Empresa Eléctrica Quito.

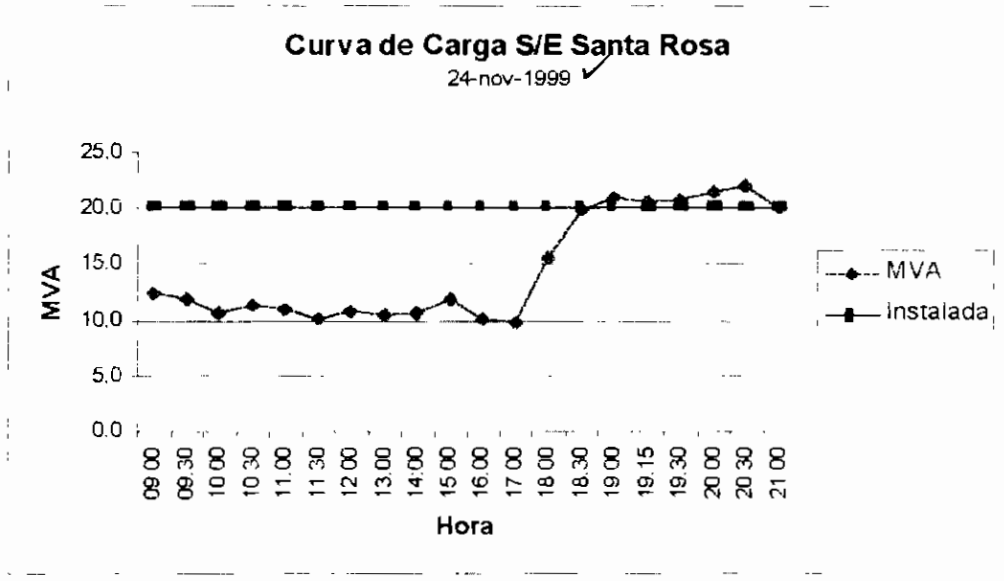
3.1. CURVAS DE CARGA DE LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO

La Empresa Eléctrica Quito realiza una vez al año una medición completa de corrientes en cada uno de los alimentadores de las subestaciones de potencia que compone el sistema de transmisión. Para el año en 1.999 estas mediciones fueron tomadas el día 24 de Noviembre. Estas mediciones también son utilizadas para determinar la demanda pico del año, a través del método explicado en el capítulo correspondiente al estudio de demanda de la Empresa Eléctrica Quito. Las mediciones serán utilizadas en el presente análisis para reflejar el comportamiento que presenta el sistema de potencia durante un día típico. Las mediciones fueron tomadas entre las 9h00 y las 21h00. Estos valores corresponden a las cargas en amperios graficadas a partir de las mediciones tomadas en las subestaciones de la Empresa Eléctrica Quito el día 24 de Noviembre de 1.999, y no corresponden a las corrientes del día pico de demanda, el que para el año 1.999 fue el día 9 de diciembre. A continuación se presentan algunos ejemplos de estas curvas, los mismos que tienen referencia con las subestaciones presentadas para ilustrar la disposición de los displays. En el

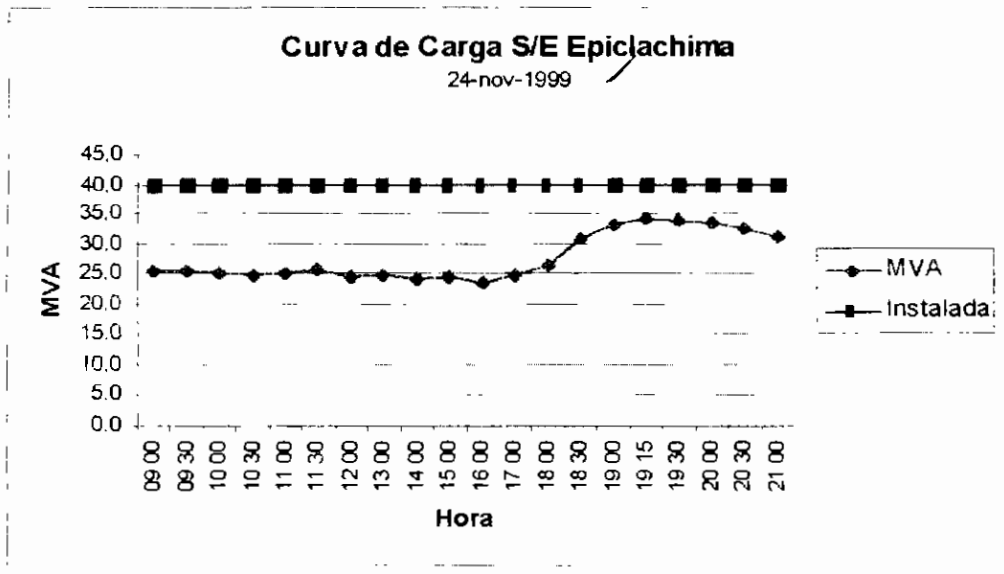
Anexo III se encuentran las curvas a todas las subestaciones. Es necesario destacar que estas curvas se encuentran relacionadas con los valores de corrientes presentados en las tablas del Anexo III.

3.1.1. EJEMPLOS DE CURVAS DE CARGA PARA LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO

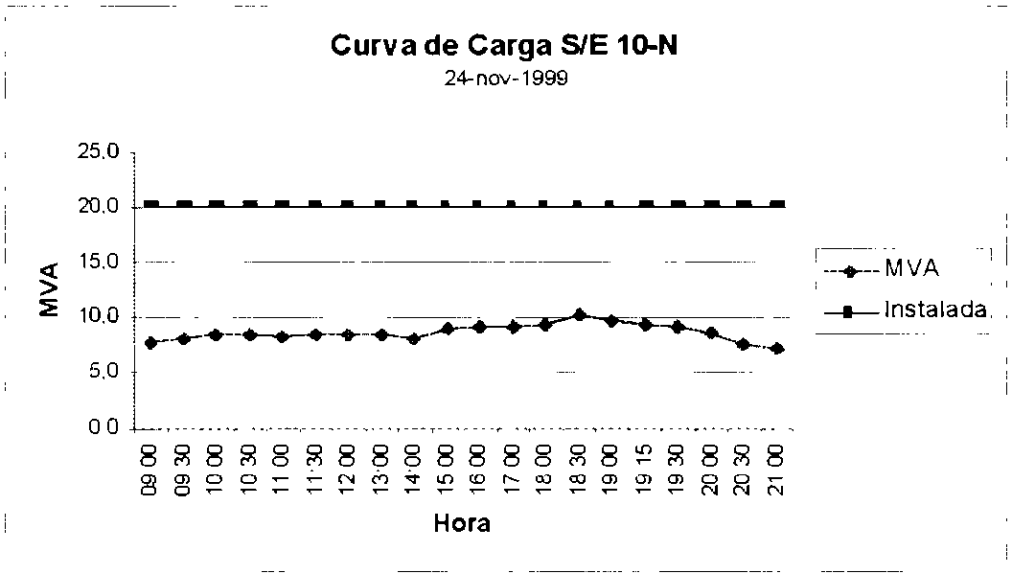
3.1.1.1. Subestación Santa Rosa (EEQSA)



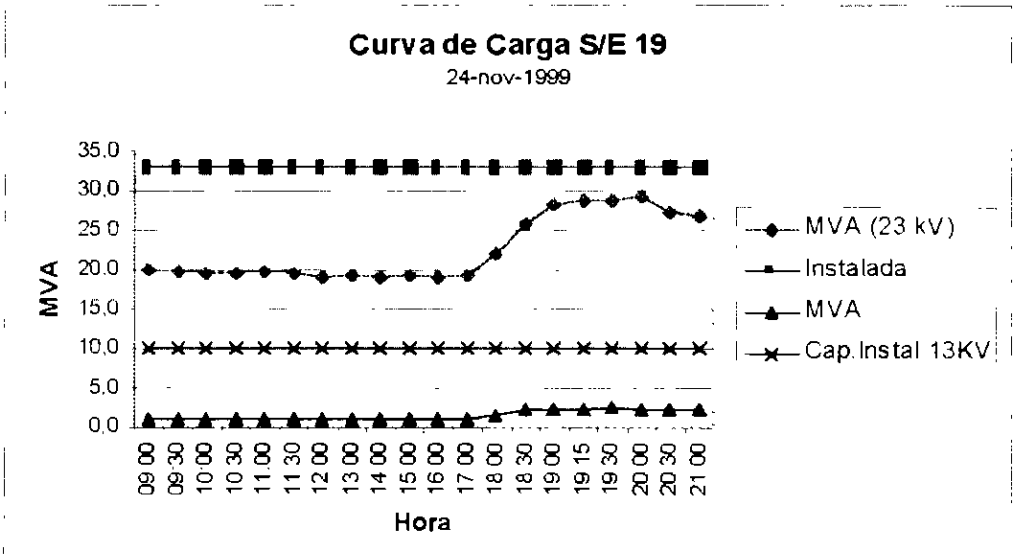
3.1.1.2. Subestación Epiclachima



3.1.1.3. Subestación 10 Nueva



3.1.1.4. Subestación Número 19



3.2. CONSIDERACIONES REALIZADAS PARA LA DISTRIBUCIÓN DE LA CARGA POR ALIMENTADOR EN LAS BARRAS DE LAS SUBESTACIONES

Para realizar la división de la carga equivalente (Ref. 3) de las subestaciones del Sistema Eléctrico Quito, se utilizaron los datos correspondientes a las mediciones de la corriente en amperios en cada uno de los alimentadores (Ref. 8), mediciones correspondientes al día 24 de noviembre de 1.999. Estos valores de corriente permiten conocer en que proporción toman carga cada uno de los alimentadores, con respecto al total de la carga de la subestación.

El método aplicado para la estimación de la carga por alimentador toma el valor correspondiente al promedio de la corriente de las fases U, V y W de cada alimentador, y luego realizando la proporción correspondiente con respecto al valor de la carga equivalente, se determina un valor de carga por alimentador, el mismo que se aplica para la simulación.

A continuación se presenta un ejemplo para el caso de la subestación El Quinche, la que cuenta con tres alimentadores. Para todas las subestaciones, se encuentran las tablas correspondientes en el Anexo III.

3.2.1. EJEMPLO DE APLICACION PARA LA SUBESTACIÓN EL QUINCHE

HORA	B PROM. A		D PROM. A		TOTAL S/E A	kV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	70	67	74	0,99	212	23,0	8,4	20
09:30	73	69	73	0,99	215	23,0	8,6	20
10:00	70	68	72	0,99	210	23,0	8,4	20
10:30	71	67	74	0,99	212	23,0	8,4	20
11:00	72	74	74	0,99	220	23,0	8,8	20
11:30	67	68	73	0,99	208	23,0	8,3	20
12:00	68	68	74	0,99	210	23,0	8,4	20
13:00	58	65	68	0,99	191	23,0	7,6	20
14:00	63	62	73	0,99	197	23,0	7,9	20
15:00	64	65	71	0,99	201	23,0	8,0	20
16:00	61	62	67	0,99	190	23,0	7,6	20
17:00	60	64	60	0,99	184	23,0	7,3	20
18:00	78	69	59	0,99	206	23,0	8,2	20
18:30	119	95	145	0,99	359	23,0	14,3	20
19:00	145	104	151	0,99	400	23,0	15,9	20
19:15	**145**	**106**	**156**	0,99	407	23,0	16,2	20
19:30	146	103	155	0,99	403	23,0	16,1	20
20:00	147	99	152	0,99	398	23,0	15,9	20
20:30	143	91	146	0,99	379	23,0	15,1	20
21:00	138	85	137	0,99	359	23,0	14,3	20
MAX.=>	147	106	156		407		16,2	
MIN.=>	58	62	59		184		7,3	
	SUMA	407,0 A						
	B	5,62	MW					
	C	4,11	MW					
	D	6,07	MW					
	TOTAL	15,80	MW					

Los valores en negrilla de las columnas correspondientes al promedio son los valores utilizados para la proporcionalidad, debido a que son los valores de corrientes máximas medidas, y por tanto corresponden al pico de demanda de la subestación.

La ecuación de proporcionalidad aplicada es la siguiente:

$$\text{Carga por primario} = \frac{\text{Corriente medida por alimentador}}{\Sigma\ \text{Corrientes medidas en todos los alimentadores}} * \text{Carga Equivalente Pico}$$

La carga equivalente pico se refiere al valor considerado como la sumatoria de la carga de todos los alimentadores que sirve la subestación valor que es utilizado para los estudios de proyección de la demanda. El valor de la carga equivalente pico se encuentra tabulado para el año 1.999 en el punto 3.2.1. del capítulo III del presente estudio, mientras que el valor correspondiente para los años 2.000 – 2.005 se presentan en el punto 2. del capítulo V, dependiendo del año en estudio.

3.3. DIVISION DE CARGA POR PRIMARIOS AÑO 1.999

La Empresa Eléctrica Quito considera para la simulación digital que realiza en el Departamento de Planificación de SEP un modelo con las cargas por alimentador concentradas, es decir, que la barra de carga de las diferentes subestaciones que componen el sistema de potencia de la empresa tiene una sola carga equivalente a la sumatoria de la carga de todos los alimentadores que sirve dicha subestación.

Para el caso del presente análisis, se ha considerado importante la división de esta carga equivalente en los valores reales de carga que presentan cada uno de los 142 alimentadores con que cuenta el sistema de distribución de la Empresa Eléctrica Quito. Esto permite realizar una simulación más detallada al nivel de barras de carga, siendo posible realizar ejercicios que permitan observar el comportamiento de una subestación especifica, y del sistema completo, debidos a la salida de servicio de uno o más alimentadores de una subestación, transferencia de carga entre alimentadores de una misma subestacion, o de subestaciones vecinas, etc.

Para esto, es necesario considerar el valor de corriente medida en cada uno de los alimentadores, valor obtenido a partir de conjunto de mediciones tomadas el dia 24 de Noviembre de 1.999. Estos valores permiten conocer en que proporción se encuentra dividida la carga que abastecen cada una de las subestaciones de potencia a sus correspondientes abonados, a través de los alimentadores primarios.

Los datos específicos para cada una de las subestaciones se presentan agrupados en las curvas de carga presentadas en la parte 3 del presente capítulo y en el Anexo III. Estos valores permiten, en conjunto con los valores totales de carga, presentar el siguiente cuadro en el que constan los valores de carga por alimentador en las barras de las subestaciones.

En el siguiente cuadro se consideran valores para los alimentadores correspondientes al sistema integrado de transporte TROLEBÚS. Finalmente, existen subestaciones con carga de tipo especial, es decir, que un solo alimentador presta servicio a una industria específica como son los caso de ADELCA y EXPRESO.

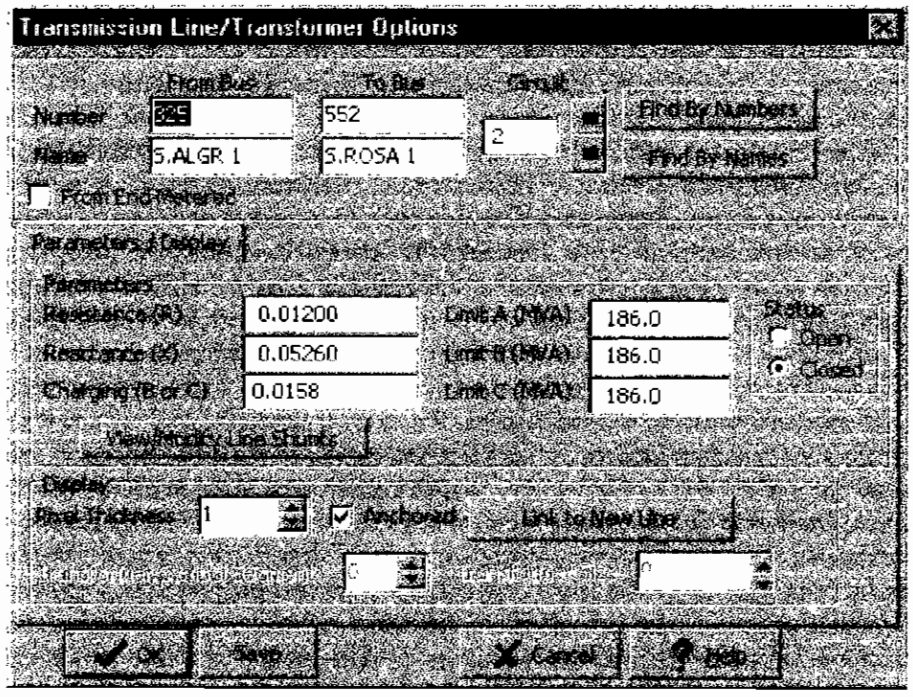
Estos valores serán aplicados para la simulación independiente de las cargas por alimentador a partir del sistema construido utilizando el programa de simulación PowerWorld 6.0.

La metodología de división de cargas se explicó en el punto 2. del presente capítulo. Las mediciones a partir de las cuales se han realizado los cálculos, se encuentran tabuladas en el Anexo III del presente trabajo.

	A		B		C		D		E		F		G		H		ESPECIALES		TROLE		TOTALES	
S/E	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR			MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
Nº 2			1,400	0.100	1.120	0,520	1,680	0,770													4,200	1,390
Nº 2-23	4,400	2,000																			4,400	2,000
Nº 4	2,617	0,859	2,468	0.810	3.456	1,134	2,633	0,864	1,004	0,330									0.922	0,303	13,100	4,300
Nº 6	1,216	0,405	0,332	0.111					0,995	0,332							1,437	0,479	0.221	0.074	4,200	1,400
Nº 8	1.015	1,303	1,114	0.333	0.610	0,182	1,577	0,471									2,383	0,711			6,700	2,000
EPICLACHIMA	7,733	2,248	10,19	2,963	4.385	1,275	7,308	2,124	4,783	1,390											34,400	10,000
SANTA ROSA	4,610	1,040	5,830	1.280	4.070	0,890	5,940	1,290													20,700	4,500
S.RAFAEL-23	4.359	1,278	7,68	2,252	0.394	0,115	6,158	1,806			8,009	2,348									26,600	7,800
S.RAFAEL-13	0.350	0,100	0,350	0.100																	0,700	0,200
SANGOLQUI	3,059	1,020	2,94	0,980																	6,000	2,000
MACHACHI	3,535	1,178	2,870	0,957	1.917	0,639	0,978	0,326													9,300	3,100
Nº 3-23	8,900	2,900																			8,900	2,900
Nº 3	2,705	0,770	2,130	0.624	2.759	0,786	3,271	0,931	3,472	0,989	0,000	0,000									14,400	4,100
Nº 7	2,263	0,663	4,27	1,251	3.231	0,946	1,424	0,417	2,811	0,823											14,000	4,100
Nº 9	0,697	0,207			2.062	0,612	1,449	0,430	2,192	0,651											6,400	1,900
P.GUERRERO			0,000	0,000	1.367	0,446	2,486	0,814	2,562	0,835	2,536	0,827							0.239	0,078	9,200	3,000
Nº11	0,957	0,284	2,659	0.788	2.942	0,872	1,542	0,457													8,100	2,400
Nº13	2.132	1,711	2,15	0.717	1.272	0,424	1,208	0,403	1,038	0,346									0.000	0.000	7,800	2,600
Nº 16	3,712	1,082	4,640	1.353	3.490	1,017	3,341	0,974	3,824	1,115	2,303	0,682	4,343	1,266	1,411	0,411			0.000	0.000	27,100	7,900
Nº 19-23	7,749	2,823	3,386	1.233	5.730	2,087	6,121	2,230	5,014	1,827											28,000	10,200
Nº 19-13	3,400	1,100																			3,400	1,100
Nº 15	2,660	1,624	3,038	1.270	1.350	0,571	2,520	1,060	1,823	0,767											12,600	5,300
Nº 17	1,332	0,604	1,04	0.472	1.249	0,566	1,700	0,771	1,301	0,590			1,977	1,397							8,600	3,900
Nº10-N	1,043	0,664	1,119	0.712	0.772	0,491	1,466	0,933	0,000	0,000											4,400	2,800
Nº10-V	0,182	0,061	1,318	0.439	1.026	0,342	0,474	0,158	0,000	0,000											3,000	1,000
Nº 12	2,911	0,936	2,157	0.693	0.000	0,000	0,532	0,171													5,600	1,800
CAROLINA	3,095	1,024	3,078	1.018	0.606	0,200	1,273	0,423	3,432	1,135	1,211	0,401							0.000	0.000	12,700	4,200
OLIMPICO	3,324	0,683	2,509	0.737	2.122	0,623	3,450	1,013	2,795	0,845											12,600	3,700
ÑAQUITO	3,018	1,110	0,888	0.327	1.776	0,653	3,013	1,110													8,700	3,200
Nº 18	4,126	1,357	4,943	1.626	4.096	1,344	5,997	1,972	3,248	1,101	0,000	0,000									22,500	7,400
TUMBACO	4,699	1,719	4,56	1.669	1.935	0,703	7,463	2,730	5,943	2,174											24,600	9,000
QUINCHE			5,816	2.026	4.115	1,485	6,069	2,189													15,800	5,700
POMASQUI	8,200	2,704	7,905	2.607	5.672	1,871	6,724	2,218													28,500	9,400

4. PARÁMETROS UTILIZADOS PARA LA SIMULACIÓN DE LINEAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMADORES DE POTENCIA

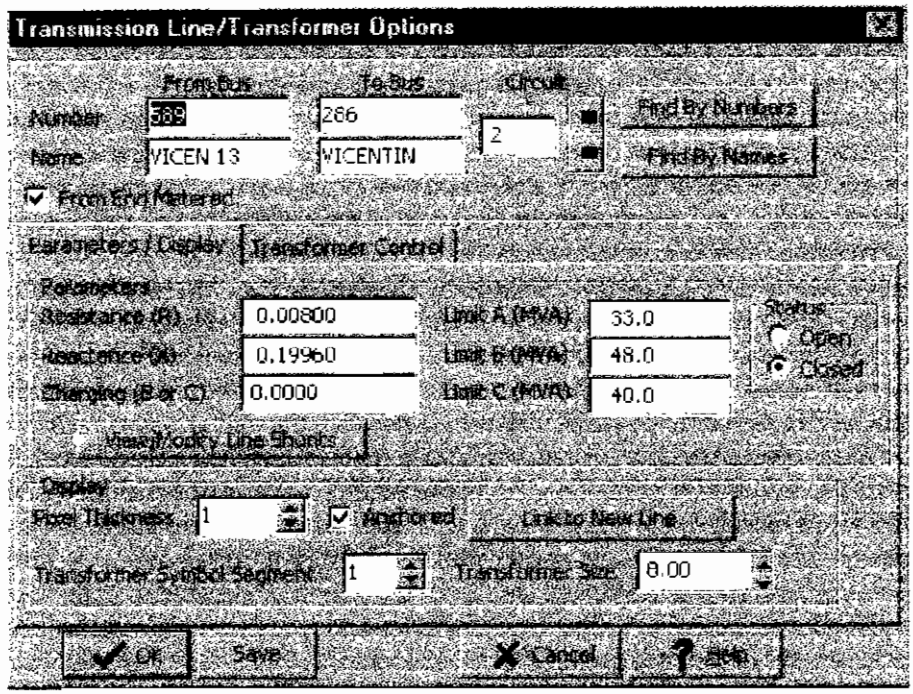
En el caso de la simulación de líneas de trasmisión, el programa PowerWorld 6.0 permite considerar la siguiente ventana para el ingreso de los datos:



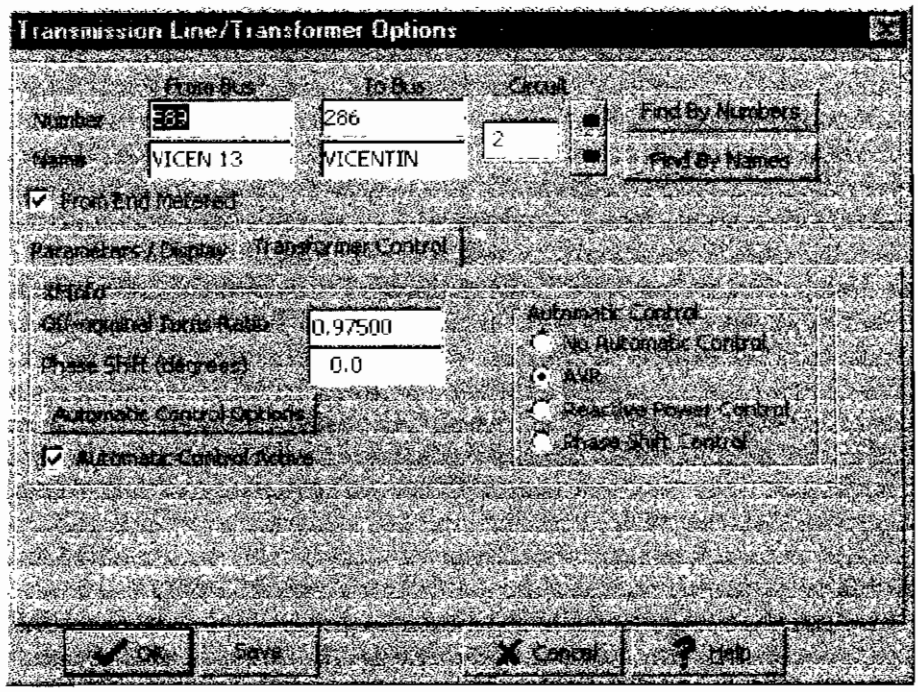
Esta ventana se presenta en la opción EDIT del programa PowerWorld 6.0, la misma que permite editar los datos requeridos en los recuadros. En este ejemplo se ha tomado la línea de doble circuito entre la subestación Santa Rosa y la Subestación Selva Alegre. Para cada una de las líneas de Subtransmisión se han considerado todos los valores en por unidad con una base de 100 MVA.

Para la simulación de los parámetros de los transformadores de potencia, el programa PowerWorld 6.0 cuenta con dos ventanas diferentes para la introducción de los parámetros y una tercera ventana con los datos correspondientes a los TAPS del transformador. A continuación se presenta la primera ventana, similar a la ventana utilizada para la introducción de datos para líneas de transmisión.

1.- Ventana Número 1



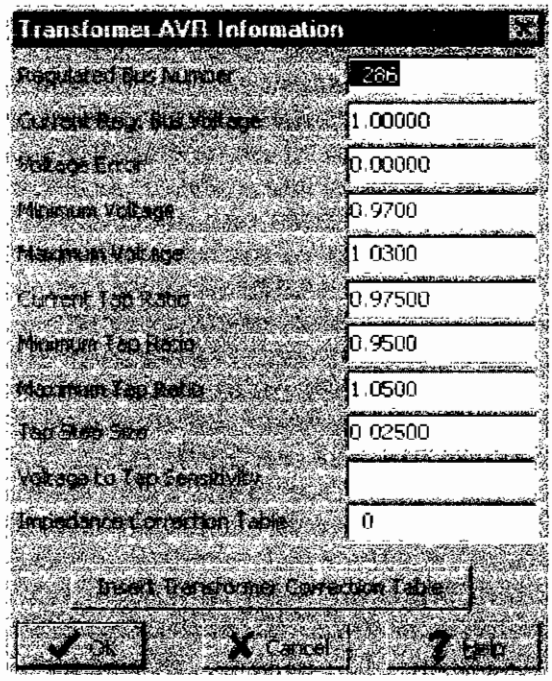
2.- Ventana Número 2



Esta ventana se refiere a las características de control de voltaje que presentará el transformador para la simulación.

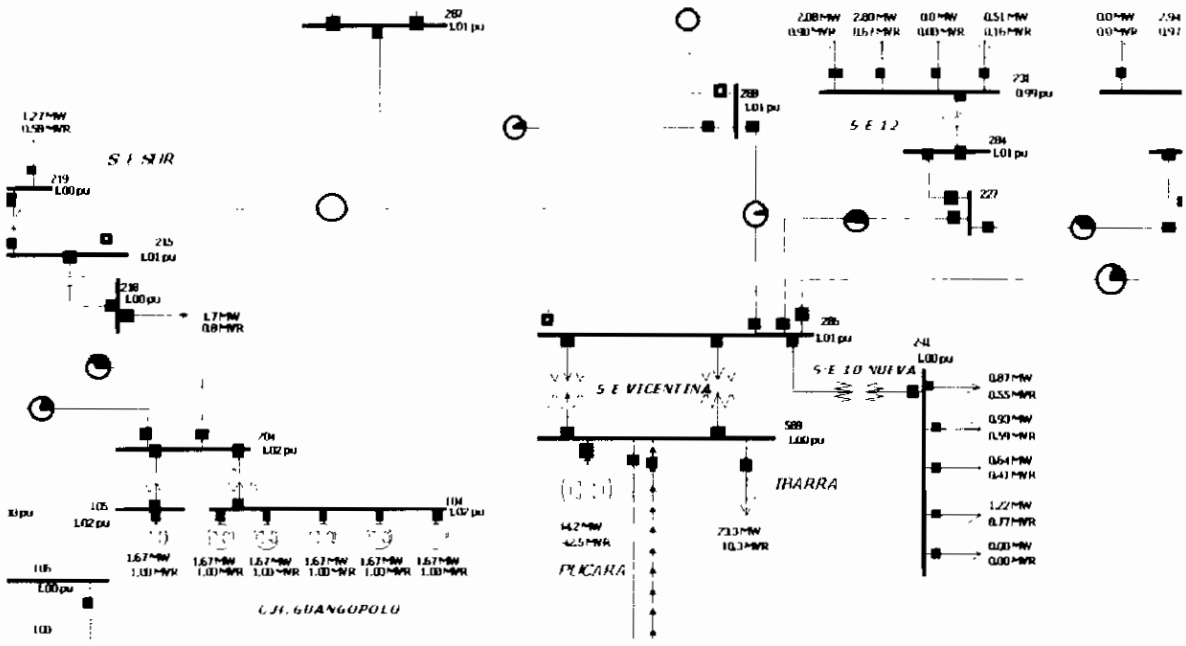
3.- Ventana Número 3

Esta ventana se refiere a las características de control de voltaje que presenta el TAP del transformador.



El esquema completo del sistema de potencia de la Empresa Eléctrica Quito se presenta en el Anexo I, mientras que a continuación se presenta un extracto en donde se puede observar la forma en como se encuentran interconectadas las diferentes subestaciones del Sistema Eléctrico Quito, las mismas que se encuentran definidas con mayor detalle en los diferentes displays de simulación. En el esquema completo se puede observar las diferentes subestaciones, los sistemas de generación dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito, las líneas de interconexión entre subestaciones y el conjunto de alimentadores adjuntos a la barra de carga de la subestación. Para la definición

de la tabla de Taps de los transformadores, se presentan algunos ejemplos de cálculo en el Anexo IV.



En el gráfico se puede observar la subestación Vicentina, la número 12, la número 10 nueva y parte de la subestación Sur. También se observa el generador equivalente que corresponde a la entrega de potencia por parte de la central Pucará, así como una carga que representa la línea de transmisión que se dirige de la subestación Vicentina hacia la ciudad de Ibarra. Es posible observar en la parte inferior izquierda el conjunto de generadores que conforman la central Hidroeléctrica Guangopolo. En este esquema se observa la conectividad entre todos estos elementos, lo que en los displays pequeños se expresa únicamente como las subestaciones o centrales y partes de las líneas indicando con que otro elemento se encuentran conectados.

CAPITULO III
Condiciones del Sistema Eléctrico Quito
a Diciembre de 1.999

1. INTRODUCCIÓN

A continuación se presenta una serie de tablas con los datos correspondientes a cada uno de los elementos del sistema de potencia de la Empresa Eléctrica Quito, existentes hasta el 31 de Diciembre de 1.999. Estos valores permiten conocer el estado del Sistema Eléctrico Quito que servirá de base para los estudios de flujos de potencia, estimación de pérdidas, expansión de la demanda y análisis de contingencias del sistema.

1.1. DATOS DE GENERACIÓN Y ENTREGA DE POTENCIA A TRAVES DEL S.N.T. AL SISTEMA ELECTRICO QUITO

La siguiente tabla presenta los datos correspondientes a la demanda máxima del día 24 de Noviembre de 1.999 a las 19h30, día en el cual el equipo de técnicos de la Empresa Eléctrica Quito, ubicados en las diferentes Subestaciones del sistema, realizan mediciones con el fin de utilizar estos valores posteriormente para realizar el ajuste de los valores que serán considerados como la demanda pico del sistema por subestación, tomando como base el dato global de demanda pico del sistema, valor obtenido el día 9 de Diciembre de 1.999 a las 19h30. Los valores ajustados por Subestación del Sistema Eléctrico Quito son aquellos valores tabulados en la serie estadística que se utiliza para la determinación de la demanda proyectada a futuro.

1.1.1. DATOS GLOBALES DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO

En la siguiente tabla se han codificado los datos con las siguientes condiciones:

	MVA	MW	MVAR	fp
a) Demanda Máxima (Día de Lectura)	452,3	430,8	137,9	0,952
b) Demanda Pico del SEQ (Datos ajustados)	468,4	442,9	152,4	0,946

Fuente: Ref. 3 *Elaboración: EEQSA*

Estos valores corresponden al valor total correspondiente a la sumatoria de demandas individuales por subestaciones más las pérdidas del sistema.

1.1.2. DATOS INDIVIDUALES DE GENERACIÓN DE GRUPOS DENTRO DEL AREA DE COBERTURA

	24 de Noviembre de 1.999				9 de Diciembre de 1.999			
Despacho de Carga	**MW**	**MVAR**	**MVA**	**fp**	**MW**	**MVAR**	**MVA**	**fp**
Generación Sistema	**103,5**	**27,1**	**106,0**	**0,968**	**102,3**	**26,5**	**107,0**	**0,969**
1) Cumbaya	30,0	6,0	30,6	0,981	30,0	1 5	30,0	0 999
2) Nayon	27,8	7,2	28,7	0,968	27,6	6,0	28,2	0,977
3) Guangopolo H	8,5	1,7	8,7	0,981	10,0	3,8	10,7	0,935
4) Pasochoa	5 2	1 4	4 4	0,950	4,6	1 7	4 9	0 940
5) Chillos	1,8	0,4	1,8	0,980	1,8	0,4	2,0	0,980
6) La Calera	1,0	0,5	1,1	0,902	1,6	0,8	1,8	0,901
7) Guangopolo T	26,6	8,8	28,0	0,949	26 6	12,3	29,3	0,908
8) Luluncoto	2,6	0 7	2,7	0,970				

Fuente: Ref. 3 ***Elaboración: EEQSA***

Estos valores corresponden a la potencia tanto activa como reactiva entregada por los grupos generadores al Sistema Eléctrico Quito.

1.1.3. DATOS INDIVIDUALES DE POTENCIA ENTREGADA AL SISTEMA ELECTRICO QUITO EN LOS PUNTOS DE ENTREGA DE LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

	24 de Noviembre de 1.999				9 de Diciembre de 1.999			
	MW	**MVAR**	**MVA**	**fp**	**MW**	**MVAR**	**MVA**	**fp**
Transferencia S N T	**324,6**	**108,5**	**350,9**	**0,948**	**335,3**	**120,6**	**374,1**	**0,941**
1) Santa Rosa	61,9	13,5	63,4	0,977	64,2	13,1	65,5	0,98
2) Vicentina	60,2	6,5	60,5	0,994	60,4	5,9	60,6	0,995
3) Selva Alegre	172,7	86,5	193,2	0,894	180,8	105,3	209,2	0,864
4) S/E No 19								
5) Papallacta	-1,1	-1,6	1,9	0,567	-2,8	-4,1	5,0	0,564
6) Térmica INECEL	8 3	-2,0	8,6	0,971	9,0	-3,7	9,7	0,927
7) Móvil	22,6	5,6	23,3	0,971	23,7	4 1	24,1	0,985

Fuente: Ref. 3 ***Elaboración: EEQSA***

Estos valores consideran la potencia activa y reactiva entregada al Sistema Eléctrico Quito a través de las Subestaciones que presentan una barra alimentada por el Sistema Nacional Interconectado.

1.1.4. GENERACION CORRESPONDIENTE A AUTOGENERADORES DENTRO DEL AREA DE COBERTURA

	24 de Noviembre de 1.999				9 de Diciembre de 1.999			
Autogeneradores	MW	MVAR	MVA	fp	MW	MVAR	MVA	fp
1) Equinoccial	2.5	1.2	2.8	0.9	2.7	1.3	3.0	0.9
2) BOPP	---	---	---	---	---	---	---	---
3) Sigmaplast	---	---	---	---	---	---	---	---
4) COPZA	---	---	---	---	---	---	---	---

Fuente: Ref. 3 ***Elaboración: EEQSA***

Estos valores se consideran parte de la generación entregada a las subestaciones del sistema de subtransmisión.

1.1.5. DATOS TOTALES DE POTENCIA SUMINISTRADA AL SISTEMA ELECTRICO QUITO

Los siguientes valores corresponden a la sumatoria de la generación dentro del área de concesión más la potencia activa y reactiva entregada al Sistema Eléctrico Quito por parte del Sistema Nacional de Transmisión:

	24 de Noviembre de 1.999				9 de Diciembre de 1.999			
	MW	MVAR	MVA	fp	MW	MVAR	MVA	fp
TOTAL SISTEMA	430.6	136.8	459.7	0.952	440.3	148.4	484.1	0.946

Fuente: Ref. 3 ***Elaboración: EEQSA***

1.2. DATOS DE CARGA EN LAS BARRAS DE SALIDA DE LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO

Considerando valores ajustados de carga para el pico correspondiente al año 1.999, se presenta la siguiente tabla de datos que considera los grupos de Subestaciones que posteriormente serán utilizados para el estudio de Proyección de Demanda.

S/Es Y REGISTROS STA. ROSA 46 kV:	CAPAC. INSTA. MVA-FA	RELACION VOLTAJE kV/kV	CARGA - PICO/99 (DIC./9/99) MVA	MW	MVAR	fp(PU)
N° 2	12,5	46/6,3	6,2	5,8	2,1	0,94
N° 2-23	7 5	46/22/6,3	3,1	2 8	1 3	0 91
N° 4	20,0	46/6 3	13,8	13 1	4 3	0,95
N° 6	6,3	46/6,3	4,4	4,2	1 4	0,95
N° 8	10,0	46/6,3	7,0	6,7	2,2	0,95
EPICLACHIMA	40,0	46/23	35,8	34 4	10,0	0,96
SANTA ROSA	20,0	46/23	21,6	20,7	6,0	0 96
S. RAFAEL-23	30,0	46/23	27,7	26,6	7,8	0,96
S. RAFAEL-13	10,0	46/13,2	0,7	0,7	0 2	0 95
SANGOLQUI	7,5	46/22/6 3	6,3	6 0	2 0	0,95
MACHACHI	20,0	46/23	9,8	9,3	3,1	0,95
ADELCA	21,8	46/6,3	3,1	2,9	1 0	0,95

S/Es Y REGISTROS S. ALEGRE 46 kV:	CAPAC. INSTA. MVA-FA	RELACION VOLTAJE kV/kV	CARGA - PICO/99 (DIC./9/99) MVA	MW	MVAR	fp (PU)
N° 3	20,0	46/6,3	15,1	14,4	4,7	0,95
N° 3-23	20,0	46/23/6 3	9 4	8 9	2 9	0 95
N° 7	20,0	46/6.3	14,5	14,0	4,1	0,96
N° 9	10,0	46/6,3	6,7	6,4	1,9	0,96
P GUERRERO	20,0	46/6 3	9 7	9 2	3 0	0,95
N°11	10,0	46/6,3	8,5	8,1	2,4	0,96
N°13	20,0	46/6,3	8,2	7,8	2,6	0,95
N° 16	40,0	46/6,3	28,2	27,1	7,9	0,96

S/Es Y REGISTROS S/E N°19 46 kV :	CAPAC. INSTA. MVA-FA	RELACION VOLTAJE kV/kV	CARGA - PICO/99 (DIC./9/99) MVA	MW	MVAR	Fp (PU)
N° 19-23	33,0	46/23	29,8	28,0	10,2	0,94
N° 19-13	10,0	46/23/13,2	2,7	2 4	1,1	0 91
N° 15	20,0	46/6,3	13,5	12,4	5,3	0,92
N° 17	20,0	46/6,3	9,5	8,6	3,9	0,91

S/Es Y REGISTROS VICENTINA 46 kV:	CAPAC. INSTA. MVA-FA	RELACION VOLTAJE kV/kV	CARGA - PICO/99 (DIC./9/99) MVA	MW	MVAR	fp (PU)
N°10-N	20,0	46/6,3	9,6	9,2	2 7	0,96
N°10-V	12,5	46/6,3	3,1	3,0	0 9	0,96
N° 12	10,0	46/6,3	5,9	5,6	1,8	0,95
CAROLINA	20,0	46/6,3	13,4	12,7	4,2	0,95
OLIMPICO	20,0	46/6,3	13,1	12,6	3,7	0,96
IÑAQUITO	20,0	46/6,3	9,2	8,7	3,2	0,94
HCJB		46/23	1,6	1,4	0,6	0,91
TUMBACO	33,0	46/23	24,7	23,2	8,4	0,94
QUINCHE	20,0	46/23	16,8	15,8	5,7	0,94

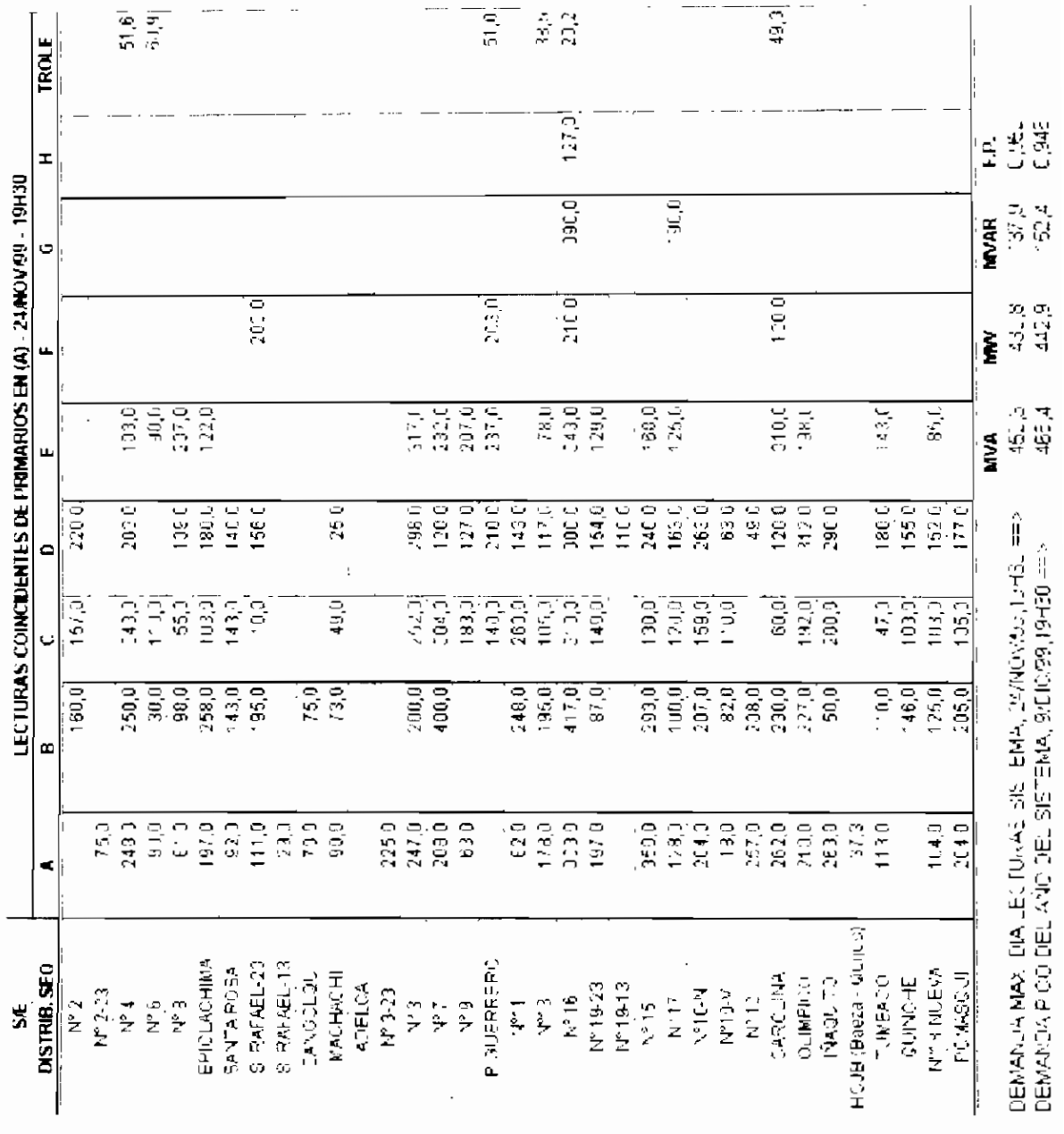
S/Es Y REGISTROS S/Es 138/23 kV:	CAPAC. INSTA. MVA-FA	RELACION VOLTAJE kV/kV	CARGA - PICO/99 (DIC./9/99) MVA	MW	MVAR	fp (PU)
N°18-NUEVA	33,0	138/23	23,7	22,5	7,4	0,95
AUTOGENERADORES			3,0	2,7	1,3	
POMASQUI	33,0	138/23	30,0	28,5	9,4	0,95

Fuente: Ref. 3 ***Elaboración: EEQSA***

Los cuadros anteriores corresponden a los grupos en los cuales se hallan divididas las subestaciones del Sistema Eléctrico Quito. La metodología para la proyección de la demanda tiene su fundamento en la división por grupos de subestaciones vecinas ó de subestaciones que son alimentadas a partir de una misma subestación que opera en 138 kV, para así lograr obtener tasas de crecimiento de demanda no distorsionadas por la transferencia de carga entre alimentadores.

1.3. LECTURAS POR ALIMENTADORES PARA LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO

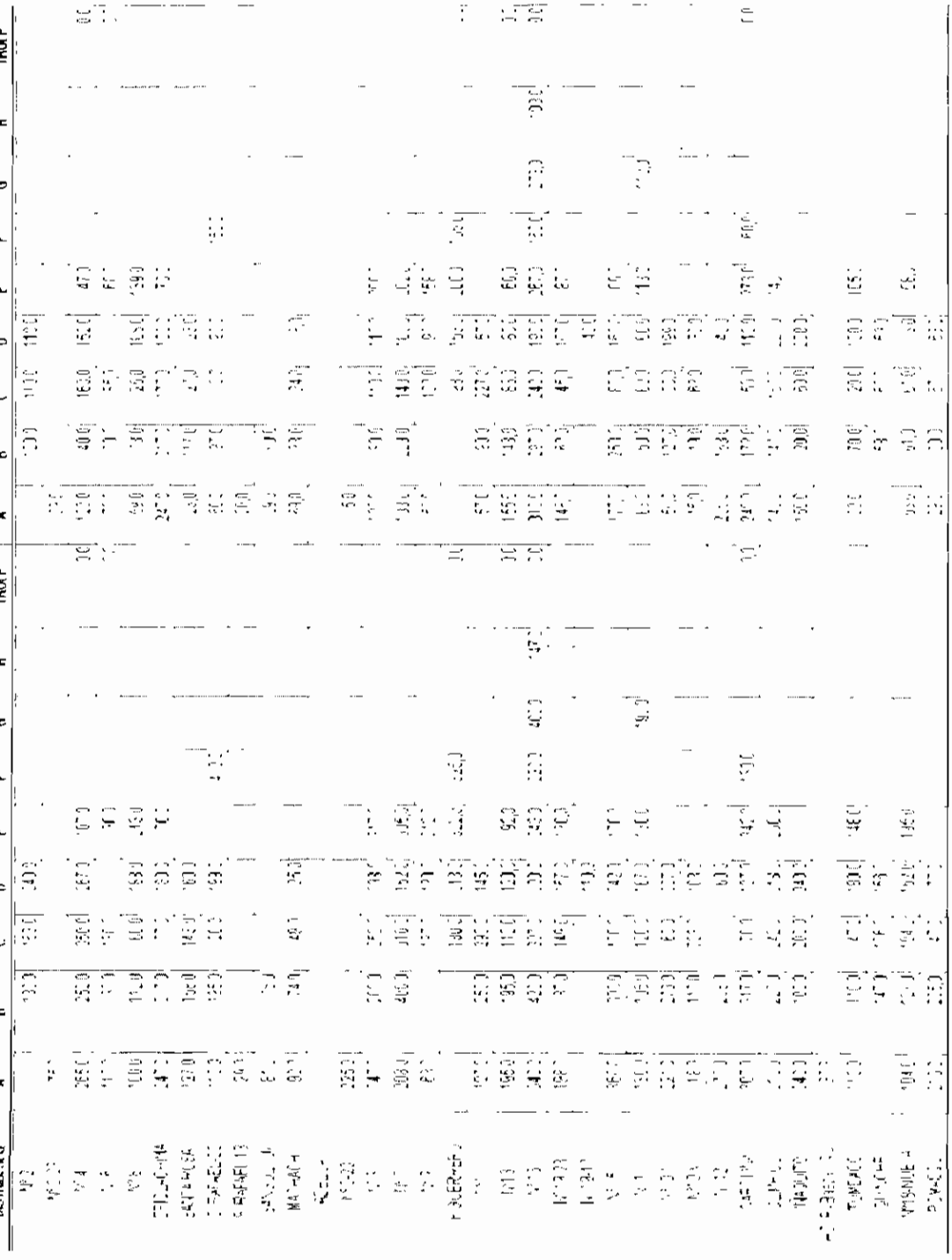
La siguiente tabla contiene los valores de demanda coincidente por alimentador:



S/E DISTRIB. SEO	LECTURAS COINCIDENTES DE PRIMARIOS EN (A) - 24/NOV/99 - 19H30								
	A	B	C	D	E	F	G	H	TROLE
Nº 2		160,0	157,0	220,0					
Nº 2-23	75,0								
Nº 4	248,0	250,0	243,0	203,0	103,0				51,6
Nº 6	91,0	30,0	110,0		90,0				60,9
Nº 8	61,0	98,0	55,0	109,0	207,0				
EPICLACHIMA	197,0	258,0	103,0	180,0	122,0				
SANTA ROSA	92,0	143,0	143,0	140,0					
S. RAFAEL-23	111,0	195,0	110,0	156,0		200,0			
S. RAFAEL-13	23,0								
ZANGOLQUI	70,0	75,0							
MACHACHI	90,0	73,0	49,0	25,0					
ADELCA									
Nº 3-23	225,0								
Nº 3	247,0	200,0	252,0	298,0	317,0				
Nº 7	209,0	400,0	304,0	120,0	232,0				
Nº 9	63,0		183,0	127,0	207,0				
P. GUERRERO			140,0	210,0	237,0	203,0			51,0
Nº 11	62,0	248,0	260,0	143,0					
Nº 13	178,0	195,0	105,0	117,0	78,0				38,5
Nº 16	303,0	417,0	310,0	300,0	343,0	210,0	390,0	127,0	20,2
Nº 19-23	197,0	87,0	140,0	154,0	129,0				
Nº 19-13				110,0					
Nº 15	350,0	293,0	130,0	240,0	168,0				
Nº 17	128,0	100,0	120,0	163,0	125,0		190,0		
Nº 10-N	204,0	207,0	159,0	263,0					
Nº 10-V	13,0	82,0	110,0	63,0					
Nº 12	257,0	208,0		49,0					
CAROLINA	262,0	230,0	60,0	120,0	310,0	120,0			49,3
OLIMPICO	210,0	227,0	192,0	312,0	198,0				
IÑAQUITO	263,0	50,0	200,0	290,0					
HCJB (Baeza - Quijos)	37,3								
TUMBACO	113,0	110,0	47,0	180,0	143,0				
QUINCHE		146,0	103,0	155,0					
Nº 18 NUEVA	104,0	125,0	103,0	152,0	85,0				
POMASQUI	204,0	205,0	105,0	177,0					
					MVA	MW	MVAR	F.P.	
DEMANDA MAX. DIA LECTURAS SISTEMA, 24/NOV/99,19H30 ==>					452,3	431,8	137,9	0,952	
DEMANDA PICO DEL AÑO DEL SISTEMA, 9/DIC/99,19H30 ==>					465,4	442,9	152,4	0,948	

Fuente: Ref. 3 *Elaboración: EEQSA*

La siguiente tabla contiene los valores correspondientes a las demandas máximas y mínimas por alimentador para las Subestaciones del Sistema Eléctrico Quito.



Fuente: Ref. 3 *Elaboración: EEQSA*

La siguiente tabla presenta los valores totales de demanda del conjunto de alimentadores:

	POTENCIA (MVA)	DEM.COIN. DIA LECT.	DEM. PICO AÑO/99
Total S/E	423.32	434.13	446.14
Generación Papallacta	1.94	1.94	5.00
Autogeneradores	3.90	3.90	4.80
Pérdidas en L/T y S/E	11.90	12.20	12.50
TOTAL SISTEMA	441.00	452.10	468.40

Fuente: Ref. 3 *Elaboración: EEQSA*

1.4. DATOS SOBRE ELEMENTOS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO

1.4.1. INTRODUCCION

Para la simulación de un sistema de potencia es necesario conocer el modelo correspondiente a los elementos de potencia, es decir, líneas de transmisión, transformadores, generadores, capacitores y cargas. Los parámetros y características de cada uno de estos elementos influyen directamente en los resultados del flujo de potencia, siendo por esto necesario contar con el sustento teórico necesario.

1.4.2. DATOS DE LINEAS DE TRANSMISION

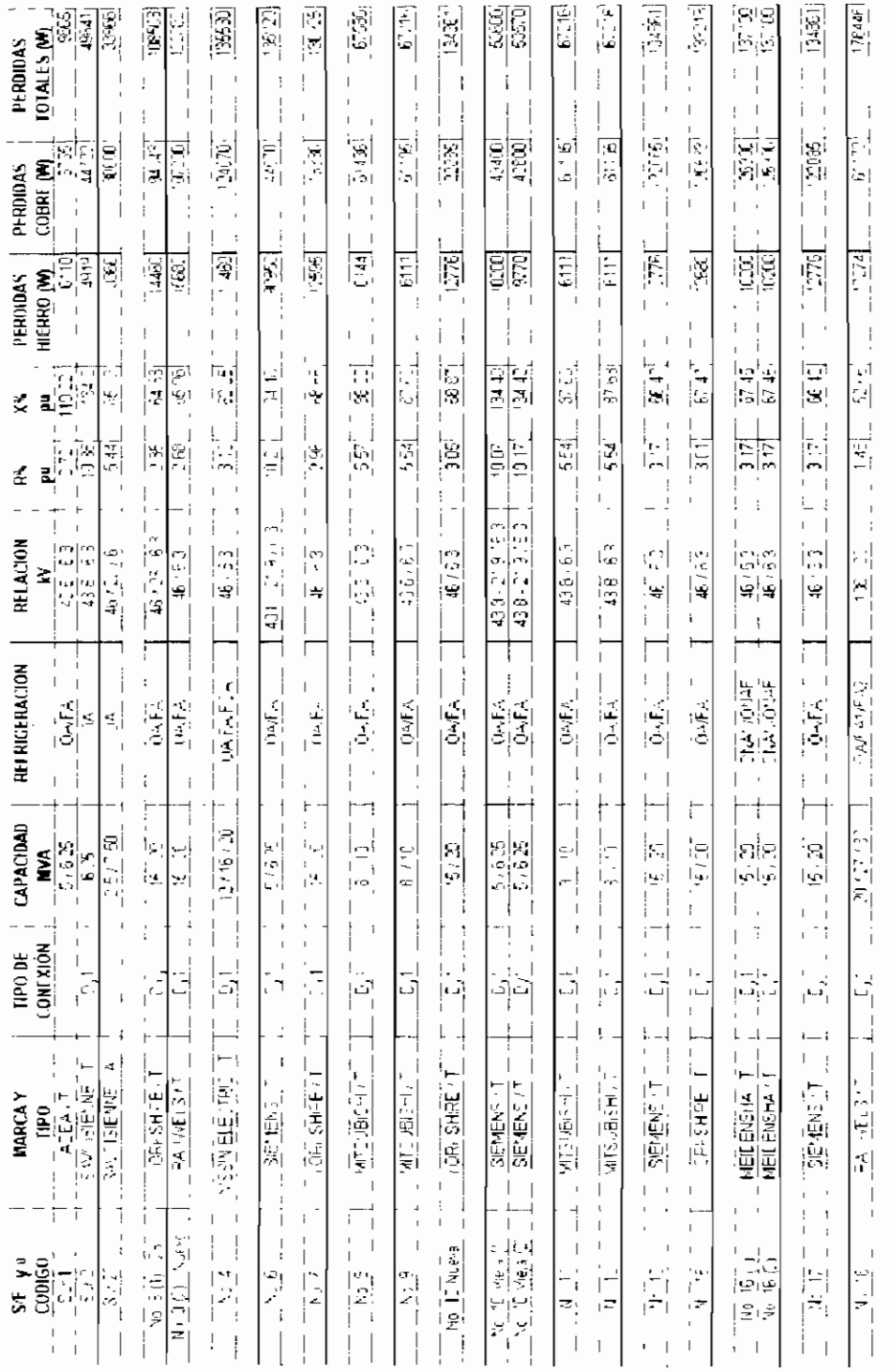
En resumen, el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito presenta líneas de transmisión en 138 kV y 46 kV. El siguiente cuadro presenta los parámetros en por unidad en base de 100 MVA de las líneas que conforman la red del sistema de subtransmisión del Sistema Eléctrico Quito.

Barra Inicial	Nombre	Barra Final	Nombre	Número Circuitos	Estado de Conexión	R pu	X pu	C pu	Lim MVA
106	GUANG 13	589	VICEN 13	1	Cerrada	0.00560	0.01700	0.00460	160.0
202	PASOCH 46	296	SANGOL 4	1	Cerrada	0.27228	0.28875	0.00000	24.0
204	GUANG H. 46	215	SUR 46	1	Cerrada	0.05083	0.15568	0.00000	53 0
204	GUANG H 46	216	GUANG T. 46	1	Cerrada	0.00836	0.02559	0 00000	53 0
210	CUMB 46	213	NAYO 46	1	Cerrada	0.01941	0.05789	0.00000	53 0
210	CUMB 46	281	NORTE 46	1	Cerrada	0.04290	0.11910	0.00000	53.0
210	CUMB 46	281	NORTE 46	2	Cerrada	0.04290	0 11910	0 00000	53.0
210	CUMB 46	299	TUMBAC 4	1	Cerrada	0.01535	0.04527	0 00000	53 0
213	NAYO 46	247	QUINCHE	1	Cerrada	0.09199	0.27657	0 00000	53.0
215	SUR 46	216	GUANG T. 46	1	Cerrada	0.05919	0 18128	0.00000	53 0
215	SUR 46	217	DERIV 6	1	Cerrada	0 00831	0 02509	0 00000	53 0
215	SUR 46	250	EPICL 46	1	Cerrada	0.04089	0.12197	0.00000	53.0
215	SUR 46	286	VICENTIN	1	**Abierta**	0.02720	0 08155	0.00000	53.0
215	SUR 46	293	No.4 - 46	1	Cerrada	0.01109	0 03020	0.00000	53 0
216	GUANG T. 46	291	RAFA 46	1	Cerrada	0.02437	0.07464	0 00000	53 0
217	DERIV 6	292	No. 6 - 46	1	Cerrada	0.00588	0.01510	0.00000	53.0
217	DERIV.6	297	No 8 - 46	1	Cerrada	0.00504	0.01294	0 00000	53 0
227	DERIV12	228	DERIV-CA	1	Cerrada	0.01870	0 05660	0 00000	53.0
227	DERIV12	284	No. 12 - 46	1	Cerrada	0.00410	0.01060	0 00000	53.0
227	DERIV12	286	VICENTIN	1	Cerrada	0 00340	0 01050	0.00000	53.0
228	DERIV-CA	281	NORTE 46	1	**Abierta**	0.00570	0.01270	0 00000	53.0
228	DERIV-CA	282	CAROLINA	1	Cerrada	0.00500	0.01370	0.00000	53.0
242	INIAQU 4	263	No 13 - 46	1	Cerrada	0.00349	0.00947	0.00000	53 0
242	INIAOU 4	281	NORTE 46	1	Cerrada	0 01255	0 03409	0.00000	53 0
250	EPICL 46	252	No. 3 - 46	1	Cerrada	0.02786	0.07572	0.00000	53.0
250	EPICL 46	294	S ROSA 4	1	Cerrada	0.06800	0.20150	0.00100	53.0
250	EPICL 46	294	S.ROSA 4	2	Cerrada	0.06800	0.20150	0.00100	53.0
251	PEREZG 4	259	No. 9 - 46	1	Cerrada	0 00460	0.01240	0.00000	53.0
251	PEREZG 4	288	DERIV10V	1	**Abierta**	0 03770	0.02070	0.00000	53 0
252	No 3 - 46	253	No 7 - 46	1	Cerrada	0.04020	0.11990	0.00000	53.0
253	No. 7 - 46	285	S.ALGR 4	1	Cerrada	0.03951	0.11780	0.00000	53.0
259	No. 9 - 46	285	S.ALGR 4	1	Cerrada	0.02929	0 08164	0.00000	53.0
261	No 11 - 46	285	S.ALGR 4	1	Cerrada	0.02079	0.06202	0.00000	53.0
262	No 15 - 46	268	DERIV17	1	Cerrada	0.02451	0.06649	0 00000	53.0
263	No. 13 - 46	285	S.ALGR 4	1	Cerrada	0.01456	0.04341	0 00000	53.0
267	No 17 - 46	268	DERIV17	1	Cerrada	0.00610	0.01820	0.00000	53 0
268	DERIV17	269	No. 19 - 46	1	Cerrada	0.02210	0.06720	0.00000	53 0
274	No 18 - 138	323	POMASQUI	1	Cerrada	0.00465	0.01401	0.00380	160 0
277	No. 16 - 46	281	NORTE 46	1	**Abierta**	0.01871	0 05582	0 00000	53 0
277	No. 16 - 46	900	DERIV16	1	Cerrada	0.01960	0.04900	0.00000	53.0
281	NORTE 46	286	VICENTIN	1	Cerrada	0.03951	0 11784	0.00000	53.0
285	S ALGR 4	900	DERIV16	1	Cerrada	0 01790	0 07030	0 00000	53 0
286	VICENTIN	288	DERIV10V	1	Cerrada	0.00890	0 02410	0 00000	53 0
287	No 10V 46	288	DERIV10V	1	Cerrada	0.00360	0.00450	0 00000	24.0
291	RAFA 46	296	SANGOL 4	1	Cerrada	0.13160	0.19450	0.00000	24.0
291	RAFA 46	660	MOVIL 46	1	Cerrada	0.10120	0.30183	0.00000	53.0
294	S ROSA 4	295	MACH 46	1	Cerrada	0.08316	0.25101	0.00000	53.0
323	POMASQUI	325	S ALGR 1	1	Cerrada	0.01052	0 04632	0 01140	186 0
324	No. 19 - 138	325	S.ALGR 1	1	Cerrada	0.00497	0 02187	0.00520	186.0
325	S ALGR 1	552	S.ROSA 1	1	Cerrada	0.01200	0.05260	0.01580	186.0
325	S ALGR 1	552	S.ROSA 1	2	Cerrada	0.01200	0.05260	0 01580	186 0
552	S.ROSA 1	589	VICEN 13	1	Cerrada	0.01447	0 04902	0.01170	160 0

Fuente: Ref. 9 ***Elaboración: Sebastián Torres***

1.4.3. DATOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

A Continuación se presentan los datos proporcionados por los fabricantes de los transformadores y todos en base 100 MVA:



S/E y/o CODIGO	MARCA Y TIPO	TIPO DE CONEXION	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACION	RELACION kV	R% pu	X% pu	PERDIDAS HIERRO (W)	PERDIDAS COBRE (W)	PERDIDAS TOTALES (W)
[illegible] 19 - 13.2	MITSUBISHI / T	Dy1	8 / [illegible]	OA/FA	46 / 13.2	3.32	[illegible]	[illegible]	[illegible]	36520
No. 19	MEIDENSHA / T	Yyd	60 / [illegible] / 100	OA/FA/FOA	138 / 46 / 23	0.28	14.18	47020	390480	[illegible]
No. 19 - 23	SIEMENS / T	Dy1	20 / [illegible] / 33	ONAN/ONAF1/ONAF2	46 / 23	1.86	4[illegible].39	15575	204387	[illegible]
LAFLORIDA	MEIDENSHA / T	Dy1	15 / 20	ONAN/ONAF	46 / 6.3	3.1[illegible]	6[illegible].7[illegible]	10200	126900	137100
EPICLACHIMA (1)	YORKSHIRE / T	Dy1	15 / 20	OA/FA	46 / 23	2.60	6[illegible].20	15120	100800	115920
EPICLACHIMA (2)	YORKSHIRE / T	Dy1	15 / 20	OA/FA	46 / [illegible]	2.60	6[illegible].20	15600	104000	119600
SANGOLQUI	SAVOISIENNE / A	Yyd	2.50 / 7.50	OA	46 / 22 / 6.3	5.42	77.52	3354	30488	33842
OLIMPICO	YORKSHIRE / T	Dy1	15 / 20	OA/FA	46 / 6.3	2.3[illegible]	6[illegible].37	12514	119239	131753
MACHACHI	YORKSHIRE / T	Dy1	15 / 20	OA/FA	46 / 23	2.34	60.39	12[illegible]	117603	130233
EL QUINCHE	YORKSHIRE / T	Dy1	15 / 20	OA/FA	46 / 2[illegible]	3.01	68.52	[illegible]309	1[illegible]430	133039
SAN RAFAEL - 23	YORKSHIRE / T	Dy1	15 / 20	OA/FA	46 / 23	3.56	64.90	15060	100400	115460
SAN RAFAEL - [illegible]	YORKSHIRE / T	Dy1	15 / 20	OA/FA	46 / 23 / 13.8	2.[illegible]	3[illegible].96	15555	142329	158984
STA. ROSA - 23	YORKSHIRE / T	Dy1	15 / 20	OA/FA	46 / 23	2.60	6[illegible].20	12570	119677	132247
STA. ROSA	[illegible]	Yyd	45 / [illegible] / 75	OA/FA/FOA	138 / 46 / 1[illegible]	[illegible]	[illegible]	4[illegible]31	[illegible]125	296156
TUMBACO	SIEMENS / T	Dy1	20 / 27 / 33	ONAN/ONAF1/ONAF2	46 / 23	1.86	40.39	15575	204387	220562
POMASQUI	PAUWELS / T	Dy1	20 / 27 / 33	OA/FA1/FA2	138 / 23	1.46	51.04	[illegible]209	560394	571[illegible]
INAQUITO	PAUWELS / T	Dy1	15 / 20	OA/FA	46 / 6.3	2.6[illegible]	64.33	15697	106800	12[illegible]
PEREZ GUERRERO	PAUWELS / T	Dy1	15 / 20	OA/FA	46 / 6.3	2.65	64.32	15705	100000	[illegible]
VICENTINA (1)	FEDERAL PIONNER / T	Yyd	33 / 40	OA/FA	138 / 46 / 13.[illegible]	2.80	[illegible]	[illegible]	147320	[illegible]
VICENTINA (2)	FEDERAL PIONNER / T	Yyd	33 / 43	OA/FA	138 / 46 / 13.[illegible]	1.14	32.52	44651	262556	307307
SELVA ALEGRE	[illegible] / T	Yyd	60 / [illegible] / 100	OA/FA/FOA	138 / 46 / [illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	4[illegible]700	4[illegible]

Fuente: Ref. 4 *Elaboración: EEQSA*

A continuación se presentan los datos aplicados en el programa PowerWorld para los transformadores de potencia en base 100 MVA:

Barra Inicial	Nombre	Barra Final	Nombre	R pu	X pu	Lim A MVA	Lim B MVA	Lim C MVA
106	GUANG 13	216	G.T. 46	0.01140	0.21520	33.0	43.0	43.0
106	GUANG 13	100	GT.QUIT	0.01000	0.22060	40.0	40.0	40.0
109	GH.CUM3	210	CUMB 46	0.10380	127.360	10.0	12.5	12.5
111	GH.NAY1	213	NAYO 46	0.10380	141.440	12.5	16.5	16.5
202	PASO 46	101	GH PASO	0.10380	115.560	5.6	5.6	5.6
204	G.H. 46	104	GUAN2.3	0.00000	0.48050	6.0	6.0	6.0
204	G.H. 46	105	GUAH.6	0.03170	0.66330	12.0	15.0	15.0
205	10V-1 6.	287	10V 46	0.10170	134.400	5.0	6.3	6.3
208	9 6.3	259	9 46	0.05540	0.87625	8.0	10.0	10.0
209	11 6.3	261	11 46	0.05540	0.87625	8.0	10.0	10.0
215	SUR 46	217	DERIV 6	0.00831	0.02509	53.0	53.0	53.0
215	SUR 46	219	.2-23	0.00000	0.76530	15.0	20.0	20.0
215	SUR 46	103	GT.LULU	0.08720	110.220	9.0	11.2	11.2
215	SUR 46	214	2-2 6.3	0.00000	0.76530	15.0	20.0	53.0
216	G.T. 46	220	GT.GUAN	0.01000	0.20028	35.0	46.5	52.5
218	2-1 6.3	215	SUR 46	0.00000	0.65060	15.0	20.0	20.0
226	PEREZG 6	251	PEREZG 4	0.02650	0.64330	15.0	20.0	20.0
231	12 6 3	284	12 46	0.05540	0.87625	8.0	10.0	10.0
235	8 EN 6.3	297	8 46	0.05570	0.88000	8.0	10.0	10.0
236	6 EN 6.3	292	6 46	0.05540	0.87625	8.0	10.0	10.0
243	INIAQ 6.	242	INIAQU 4	0.02670	0.64330	15.0	20.0	20.0
247	QUINCHE	249	QUINCHE	0.03010	0.68520	15.0	20.0	20.0
247	QUINCHE	249	QUINCHE	0.03010	0.68520	15.0	20.0	20.0
250	EPICL 46	240	EPICL 23	0.02600	0.69200	15.0	20.0	20.0
250	EPICL 46	240	EPICL 23	0.02600	0.69200	15.0	20.0	20.0
252	3 46	614	3-1 23	0.05420	0.77520	7.5	7.5	7.5
252	3 46	225	3-2 6.3	0.02350	0.64330	15.0	20.0	20.0
253	7 46	239	7 6.3	0.02960	0.68550	15.0	20.0	20.0
262	15 46	244	15 6.3	0.03010	0.67470	15.0	20.0	20.0
263	13 46	230	13-1 EN	0.03170	0.66400	15.0	20.0	20.0
267	17 46	245	17 6 3	0.03170	0.66400	15.0	20.0	20.0
269	19 46	324	19 138	0.00280	0.15180	60.0	80.0	100.0
269	19 46	222	19 23	0.02970	0.85960	15.0	20.0	20.0
269	19 46	222	19 23	0.01860	0.48390	20.0	27.0	33.0
274	18 138	224	18 23	0.01480	0.52660	20.0	27.0	33.0
277	16 46	223	16 6.3	0.03170	0.67450	15.0	20.0	20.0
277	16 46	223	16 6.3	0.03170	0.67450	15.0	20.0	20.0
281	NORTE 46	232	OLIMP 6.	0.02980	0.68870	15.0	20.0	20.0
282	CAROLINA	229	CAROL 6.	0.03170	0.65700	15.0	20.0	20.0
286	VICENTIN	241	10N 6.3	0.03050	0.68870	15.0	20.0	20.0
287	10V 46	234	10V-2 6.	0.10170	134.400	5.0	6.3	6.3
291	RAFA 46	221	RAFA 23	0.01480	0.52660	20.0	27.0	33.0
293	4 46	206	4 6.3	0.03100	0.62500	12.0	16.0	20.0
294	S.ROSA 4	421	S ROSA 2	0.02600	0.69200	15.0	20.0	20.0
295	MACH 46	301	MACHACH	0.02940	0.85260	15.0	20.0	20.0
296	SANGOL 4	233	SANGOL 2	0.02970	0.85960	15.0	20.0	20.0
299	TUMBAC 4	300	TUMBAC 2	0.01860	0.48390	20.0	27.0	33.0
299	TUMBAC 4	300	TUMBAC 2	0.03010	0.68520	15.0	20.0	20.0
323	POMASQUI	322	POMASQUI	0.01460	0.51340	20.0	27.0	33.0
323	POMASQUI	322	POMASQUI	0.01460	0.51340	20.0	27.0	33.0
325	S.ALGR 1	285	S.ALGR 4	0.00310	0.14200	60.0	80.0	100.0
325	S.ALGR 1	285	S.ALGR 4	0.00310	0.14200	60.0	80.0	100.0
552	S.ROSA 1	294	S.ROSA 4	0.00450	0.20580	45.0	60.0	75.0
552	S.ROSA 1	294	S.ROSA 4	0.00450	0.20580	45.0	60.0	75.0
589	VICEN 13	286	VICENTIN	0.00800	0.19960	33.0	48.0	48.0

Barra Inicial	Nombre	Barra Final	Nombre	R pu	X pu	Lim A MVA	Lim B MVA	Lim C MVA
589	VICEN 13	286	VICENTIN	0 01140	0 21520	33 0	43 0	43 0
1001	BANCOS	1002	BANCOS	0.03320	0.82840	8.0	10 0	10.0
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	0 01480	0.51340	20 0	27.0	33 0
1999	SROSFIC	552	S ROSA 1	0 00000	-0.00427	225.0	300.0	375 0
2000	S ROSA	1999	SROSFIC	0 00000	0.02373	225 0	300 0	375 0
2001	SROSTER	1999	SROSFIC	0.00310	0.10527	20.0	26.0	36.0
2009	POMAFIC	2012	POM-SNT	0 00000	-0.00427	225 0	300 0	375.0
2010	POM-SNT	2009	POMAFIC	0.00000	0.02373	225.0	300.0	375.0
2011	POMASTER	2009	POMAFIC	0 00000	0 10527	20.0	26 0	36 0
2012	POM-SNT	323	POMASQUI	0 00271	0 00817	160.0	160 0	160.0

Fuente: Tabla de Datos de Líneas / Transformadores utilizada para la simulación con el Programa PowerWorld 6.0.
Elaboración: Sebastián Torres

Para poder obtener un flujo de potencia que se encuentre dentro de los límites típicos de voltajes tanto inferior (0,95 pu) y superior (1,05 pu), los transformadores presentan en su mayoría una característica de tipo LTC (load TAP changer) para el cambio del TAP de los diferentes transformadores. A continuación se presenta una tabla que resume los datos correspondientes a esta funcionalidad de los transformadores del Sistema Eléctrico Quito:

BARRA 1	BARRA 2	BARRA CONTROLADA	REGULACION MAXIMA	REGULACION MINIMA	TAP MAXIMO	TAP MINIMO	PASO
106	100	106	1,02200	0 90680	1,03000	0 97000	0 00239
106	220	106	1,00430	0 90870	1,03000	0 97000	0 02390
109	210	109	1,05000	0.95000	1 03000	0 97000	0.02500
111	213	111	1,05000	0.95000	1,01000	0 99000	0 02500
191	291	191	1.14000	0 84260	1,01000	0.99000	0 01200
202	101	202	1,05000	0.95000	1,03000	0.97000	0.02500
204	104	204	1,05000	0.95000	1,03000	0.97000	0.02500
204	105	204	0,99998	0.90460	1,03000	0.97000	0 02380
205	287	205	1 04740	0 85700	1,01000	0 99000	0 00732
208	259	208	1,04740	0 85700	1,01000	0.99000	0.01190
209	261	209	1,04740	0 85700	1,01000	0 99000	0 01190
215	103	215	1,05000	0.95000	1,03000	0.97000	0.02500
215	219	219	1,15000	0,85000	1,01000	0.99000	0.01250
215	214	215	1,04740	0 85700	1,05000	0 95000	0 01190
215	218	218	1,04740	0 85700	1,01000	0 99000	0.01190
215	219	219	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01250
216	220	216	1,05000	0 95000	1,05000	0.95000	0.02500
226	251	226	1.15000	0.85000	1,01000	0 99000	0 01875
231	284	231	1,04740	0.85700	1,01000	0.99000	0.01190
235	287	235	1,04740	0 85700	1,01000	0.99000	0.01190
236	292	236	1,04740	0.85700	1,01000	0.99000	0 00732
243	242	243	1.15000	0 85000	1,01000	0.99000	0.01875
247	249	249	1,14000	0.84260	1,01000	0 99000	0 01860
250	240	240	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
250	240	240	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
252	225	225	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01880
252	614	614	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01250
253	239	239	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01250
262	244	244	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01250
263	230	230	1,05000	0 95000	1,01000	0 99000	0.01875

BARRA 1	BARRA 2	BARRA CONTROLADA	REGULACION MAXIMA	REGULACION MINIMA	TAP MAXIMO	TAP MINIMO	PASO
267	245	245	1.15000	0.85000	1.01000	0.99000	0.01875
269	222	222	1.14000	0.81260	1.01000	0.99000	0.01200
269	248	248	1.10000	0.90000	1.01000	0.99000	0.01250
269	324	269	1.10000	0.90000	1.01000	0.99000	0.01250
274	224	224	1.14000	0.84260	1.01000	0.99000	0.01860
277	223	223	1.15000	0.85000	1.01000	0.99000	0.01880
277	223	223	1.15000	0.85000	1.01000	0.99000	0.01880
281	232	232	1.15000	0.85000	1.01000	0.99000	0.01250
282	229	229	1.15000	0.85000	1.01000	0.99000	0.01880
286	241	241	1.15000	0.85000	1.01000	0.99000	0.01250
287	234	234	1.04740	0.85700	1.01000	0.99000	0.00732
291	191	291	1.14000	0.84260	1.10000	0.99000	0.01200
291	221	221	1.14000	0.84260	1.01000	0.99000	0.01860
293	206	293	1.15000	0.85000	1.01000	0.99000	0.01880
294	421	421	1.14000	0.84260	1.01000	0.99000	0.01860
295	301	301	1.14000	0.84260	1.01000	0.99000	0.01860
296	233	233	1.14000	0.84260	1.01000	0.99000	0.01860
299	300	300	1.14000	0.84260	1.01000	0.99000	0.01860
323	322	322	1.14000	0.84260	1.01000	0.99000	0.01860
325	285	285	1.15000	0.85000	1.01000	0.99000	0.00630
552	294	294	1.10000	0.90000	1.01000	0.99000	0.00630
552	294	294	1.10000	0.90000	1.01000	0.99000	0.00630
589	286	286	1.05000	0.95000	1.01000	0.99000	0.02500
589	286	286	1.15000	0.85000	1.01000	0.99000	0.00630
1.999	552	552	1.10000	0.90000	1.01000	0.99000	0.00625
2.000	1.999	-	1.05000	0.95000	1.01000	0.99000	0.00625

Fuente: Ref. 4 ***Elaboración: Sebastián Torres***

1.4.4. DATOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA CAPACITIVA

El Sistema Eléctrico Quito presenta únicamente compensación reactiva de tipo capacitivo a nivel de la barra de carga, para mantener los voltajes dentro de los rangos típicos (0,95 – 1,05). El sistema también cuenta con la inyección de reactivos por parte de la central térmica Santa Rosa ubicada junto a la subestación Santa Rosa y el Centro Nacional de Control de Energía, al sur de la ciudad de Quito.

S/E y/o CODIGO	Voltaje (kV)	Capacidad (kVAR)	Tipo de Control	Observaciones
No. 2	---			
No 3	6.3	3.0	Automático	
No. 4	6.3	3.0	Manual	Permanente
No 6	---			
No 7	6 3	3 6	Manual	Permanente
No 8	---			
No 9	6 3	3.0	Manual	Desconecta de 22h00-Viernes a 07h00-Lunes

S/E y/o CODIGO	Voltaje (kV)	Capacidad (kVAR)	Tipo de Control	Observaciones
No. 10 Nueva	---			
No. 10 Vieja	---			
No 11	6.3	3.0	Manual	Permanente
No 12	---			
No 13	---			
No 15	6 3	4 5	Automático	
No 16 (1)	6 3	4.5	Automático	
No. 16 (2)	6.3	3.0	Automático-Manual	Permanente
No. 17	6.3	3.0	Automático-Manual	Desconecta de 22h00-Viernes a 07h00-Lunes
No 18	23.0	7.5	Automatico	
No. 19 (1)	23.0	4 5	Automático	Bancos 1 y 2 controlados por un solo relé
No. 19 (2)	23.0	4.5	Automático	Bancos 1 y 2 controlados por un solo relé
CAROLINA	---			
IÑAQUITO	---			
OLIMPICO	6.3	4.5	Manual	Desconecta de 22h00-Viernes a 07h00-Lunes
PEREZ GUERRERO	6 3	3.0	Automático	
EPICLACHIMA (1)	23.0	6.8	Manual	Conexión de 07h00 a 22h00 días laborables
EPICLACHIMA (2)	23 0	3.5	Manual	Conexión de 07h00 a 22h00 días laborables
STA ROSA	23 0	4 5	Manual	Desconecta de 22h00-Viernes a 07h00-Lunes y de 17h00 a 22h00 los Sábados y Domingos
SAN RAFAEL (1)	23.0	4.5	Manual	
SAN RAFAEL (2)	23.0	3.0	Automático	Conexión produce desconexión del Banco 1
MACHACHI	---			
TUMBACO (1)	23 0	3.0	Manual	Permanente
TUMBACO (2)	23 0	1.8	Manual	Permanente
EL QUINCHE	23.0	4.5	Automático	
POMASQUI	23.0	4.5	Automático	

Fuente: Ref. 5

2. SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA PARA CONDICIONES DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO

2.1. INTRODUCCION

La simulación El análisis de los flujos de potencia realizado utilizando la ayuda del programa PowerWorld 6.0 permite determinar las condiciones de funcionamiento para el Sistema Eléctrico Quito (Ref. 6). Este soporte teórico tiene como fin plantear las consideraciones bajo las cuales se han realizado los análisis de los flujos de potencia y cálculo de pérdidas para la simulación computacional obtenida a partir del programa PowerWorld 6.0.

Para el caso de las líneas de transmisión existe una caída de voltaje entre la barra de emisión y la barra de recepción. Siempre se cumple que la potencia

reactiva fluye desde el nodo con mayor voltaje hacia el de menor voltaje. Además se observa que todos los ángulos son negativos con respecto al valor de referencia de la barra oscilante y que en la barra de emisión el ángulo es mayor que la barra de recepción. La potencia activa fluye de la barra de mayor ángulo a la de menor ángulo.

Es necesario considerar que la presencia de compensación de tipo reactivo capacitivo, que es la única que existe en las instalaciones de la Empresa Eléctrica Quito, permite que las variables de control de un sistema eléctrico de potencia en lo que tiene que ver con flujos de potencia vienen dados por los niveles de generación de potencia activa y reactiva así como de los voltajes en la barra oscilante y de las barras controladas por voltaje.

3. SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO A DICIEMBRE DE 1.999 (AÑO BASE)

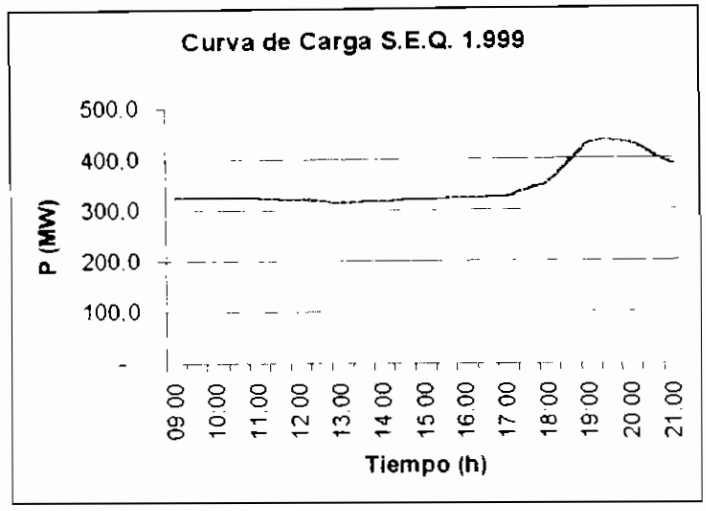
3.1. INTRODUCCIÓN

La simulación de flujos de potencia se realizó con la ayuda del programa PowerWorld 6.0. Los valores obtenidos tanto para TAPS de transformadores, voltajes en barras, condiciones de generación, aporte de compensación reactiva capacitiva, como de flujos a través de transformadores y líneas, se obtienen en tablas, las mismas que se presentan a continuación.

Para obtener un resultado que permita observar el comportamiento del Sistema Eléctrico Quito para las condiciones críticas de demanda, que son la demanda máxima y la demanda mínima, se han considerado las curvas de carga definidas utilizando las zonas de carga expuestas en el capítulo II y Anexo III. Luego de realizar una simulación previa para el flujo del Sistema Eléctrico Quito, considerando las condiciones de carga obtenidas para períodos de 30 minutos durante el lapso de tiempo comprendido entre las 9h00 y las 21h00, se obtuvo la

siguiente tabla de datos, la que permite observar en que instantes de tiempo se producen la demanda mínima, media y máxima del sistema.

HORA	DEMANDA DE POTENCIA	
	P (MW)	Q(MVAR)



A partir de la tabla de datos obtenida en la simulación y del gráfico considerador, es posible determinar la condición de demanda máxima para el sistema, la que se produce a las 19h30, con un valor de 434,7 MW. Dentro del rango de datos presentado para la construcción de la curva entre las 9h00 y las 21h00 no se encuentra el valor de la demanda mínima para el sistema. A partir de los datos obtenidos en los registros de operación (Ref. 14), se han obtenido los siguientes datos de demanda reales, lo que permite conocer el valor de la demanda mínima. Los datos obtenidos a partir de los registros operativos de la base de datos de la Empresa Eléctrica Quito se presentan en la siguiente tabla. Es necesario considerar que las lecturas tomadas en las instalaciones de la Empresa Eléctrica Quito, realizadas el día 24 de noviembre de 1.999, se realizaron para el periodo comprendido entre las 9h00 y las 21h00, lo que no permite considerar exactamente el escenario de demanda mínima real del sistema.

Es posible observar que dentro del periodo de tiempo para el cual se tomaron las lecturas, se presentó la demanda máxima real del sistema, a las 19h30 con un valor de 442,91 MW y 152,48 MVAR.

HORA	DEMANDA TOTAL SISTEMA	
	MW	MVAR
01:00	206,76	67,84
02:00	199,00	65,12
03:00	191,21	59,02
04:00	191,91	61,22
05:00	206,72	60,63
06:00	268,78	72,91
07:00	292,48	83,71
08:00	299,57	108,10
09:00	316,38	128,31
10:00	283,68	105,91
11:00	284,68	109,01
12:00	322,98	129,58
13:00	312,48	115,11

HORA	DEMANDA TOTAL SISTEMA	
	MW	MVAR
14:00	310,88	115,01
15:00	322,98	121,60
16:00	316,59	120,21
17:00	323,41	113,46
18:00	322,99	107,55
19:00	431,42	148,93
19:30	442,91	152,48
20:00	439,80	152,83
21:00	403,98	132,94
22:00	347,20	104,50
23:00	279,69	91,48
23:59	231,55	78,21

Fuente: Ref. 14 ***Elaboración: Sebastián Torres***

Para la simulación de las condiciones del Sistema Eléctrico Quito en el año base, se considera que se deben analizar los casos de demanda máxima y mínima. A partir de los datos de la tabla anterior, es posible conocer el dato real para la demanda mínima, la que se produjo a las 3h00 con un valor de 191,21 MW y 59,02 MVAR, a pesar de que para la modelación del comportamiento de la carga a través de las curvas ingresadas en el programa PowerWorld 6.0 y que se encuentran en e Anexo III, no se considera este valor. El programa PowerWorld 6.0 cuenta con una función de escalamiento de la carga. Debido a la falta de información exacta sobre la distribución de la demanda mínima en el conjunto de todos los alimentadores más las pérdidas del sistema, se utiliza un factor de escalamiento a partir del valor de la demanda mínima, con un valor de **0,433** el que permitirá una proporcionalidad de la carga total del sistema para reflejar el valor de la demanda mínima con respecto a la demanda máxima.

También se puede presentar los datos reales de generación presentados en el sistema para los generadores. Esto permite una mejor modelación del

comportamiento de los elementos dentro del sistema. A partir de la Base de datos de Operación del sistema (Ref. 14) se pueden obtener los valores de generación de potencia activa y reactiva para las centrales dentro del área de concesión. Los datos se presentan a continuación en la siguiente tabla.

	CUMBAYA		NAYON		GUANGOPOLO H.		PASOCHOA		CHILLOS		GUANGOPOLO T.		LULUNCOTO	
HORA	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
01:00	16,00	1,00	12,00	1,00	11,00	0,60	4,60	0,66	1,80	0,37	26,60	0,80	0,00	0,00
02:00	16,00	1,00	12,00	1,00	11,00	0,60	4,60	0,66	1,80	0,37	26,60	-0,20	0,00	0,00
03:00	12,00	1,00	13,00	1,00	11,00	0,70	4,60	0,66	1,80	0,37	26,60	-3,20	0,00	0,00
04:00	14,00	1,00	14,00	1,00	11,00	0,70	4,60	0,66	1,80	0,37	26,60	-3,20	0,00	0,00
05:00	14,00	1,00	14,00	1,00	12,00	1,00	4,60	0,66	1,80	0,37	26,60	-3,20	0,00	0,00
06:00	14,00	1,00	13,00	2,00	12,00	1,70	4,60	0,66	1,80	0,37	26,60	1,30	0,00	0,00
07:00	16,00	1,00	15,00	1,00	12,00	1,40	4,60	0,66	1,80	0,37	26,60	4,80	0,00	0,00
08:00	24,00	1,50	22,80	4,00	12,00	1,80	4,60	0,66	1,80	0,37	26,60	5,20	0,00	0,00
09:00	24,00	1,50	22,00	4,00	11,00	1,80	4,60	0,66	1,80	0,37	26,60	5,20	0,00	0,00
10:00	24,00	1,50	22,00	4,00	11,00	0,80	4,60	0,66	1,80	0,37	26,60	3,50	0,00	0,00
11:00	21,00	1,50	20,00	4,80	11,00	0,80	4,60	0,66	1,80	0,37	26,20	3,50	0,00	0,00
12:00	21,00	1,50	21,20	6,00	10,00	1,10	4,60	0,93	1,80	0,37	26,00	4,80	0,00	0,00
13:00	21,00	1,50	21,20	6,00	10,00	0,90	4,60	0,66	1,80	0,37	26,00	3,60	0,00	0,00
14:00	21,00	1,50	20,40	6,00	10,00	0,90	4,60	0,66	1,80	0,37	26,00	3,80	0,00	0,00
15:00	22,00	1,50	17,80	7,60	10,00	1,20	4,60	0,66	1,80	0,37	26,00	3,80	0,00	0,00
16:00	21,00	1,50	21,80	6,60	10,00	1,20	4,60	0,66	1,80	0,37	26,00	3,60	0,00	0,00
17:00	30,00	1,50	27,60	6,00	10,00	1,00	4,60	0,66	1,80	0,37	26,00	3,20	0,00	0,00
18:00	30,00	1,50	27,60	6,00	10,00	0,80	4,60	0,66	1,80	0,37	26,00	3,20	0,00	0,00
19:00	30,00	1,50	27,60	6,00	10,00	3,50	4,60	0,66	1,80	0,37	26,00	8,80	0,00	0,00
19:30	**30,00**	**1,50**	**27,60**	**6,00**	**10,00**	**3,80**	**4,60**	**1,67**	**1,80**	**0,37**	**26,60**	**12,30**	**0,00**	**0,00**
20:00	30,00	3,00	27,60	6,00	10,00	3,50	4,60	1,67	1,80	0,37	26,60	12,30	0,00	0,00
21:00	30,00	3,00	26,50	5,10	10,00	2,50	4,60	1,51	1,80	0,26	26,60	7,30	0,00	0,00
22:00	24,00	1,50	22,40	2,00	9,00	1,30	4,60	1,51	1,80	0,26	26,60	2,30	0,00	0,00
23:00	24,00	1,50	22,40	2,00	9,00	0,70	4,40	0,89	1,80	0,26	26,60	2,30	0,00	0,00
23:59	16,00	1,00	15,00	2,00	9,00	0,50	4,40	0,63	1,80	0,37	26,60	0,80	0,00	0,00

3.2. DEMANDA MÁXIMA (19h30)

3.2.1. CONDICIONES DE CARGA PARA DEMANDA MAXIMA

Para realizar el análisis de flujos de potencia es necesario conocer las condiciones de carga bajo las cuales operó el sistema. Se consideran las cargas para cada alimentador presentes en cada una de las barras del sistema.

NUMERO BARRA	NOMBRE	MW	MVAR	MVA
191	RAFA 13	0.35	0.10	0.36
191	RAFA 13	1.25	0.30	0.36
205	10v-1 6	0.80	0.21	0.65
205	10v-1 6	0.00	0.00	0.00
205	10v-1 6	0.29	0.10	0.30
206	4 6 3	0.94	0.31	0.99
206	4 6 3	2.31	0.76	2.43
206	4 6 3	3.23	1.06	3.40
206	4 6 3	0.86	0.28	0.91
206	4 6 3	2.43	0.84	2.57
206	4 6 3	2.46	0.81	2.59
208	9 6 3	2.19	0.65	2.29
208	9 6 3	2.06	0.61	2.15
208	9 6 3	1.45	0.43	1.51
208	9 6 3	0.70	0.21	0.73
209	11 6 3	0.95	0.28	0.99
209	11 6 3	2.91	0.86	3.04
209	11 6 3	1.53	0.45	1.59
209	11 6 3	2.63	0.78	2.75
214	2-2 6 3	1.37	0.10	1.38
218	2-1 6 3	4.40	2.00	4.83
219	2-23	1.65	0.75	1.81
219	2-23	1.10	0.51	1.21
221	RAFA 23	8.01	2.35	8.35
221	RAFA 23	0.39	0.12	0.41
221	RAFA 23	4.36	1.28	4.54
221	RAFA 23	6.16	1.81	6.42
221	RAFA 23	7.64	2.25	8.00
222	19 23	5.84	2.06	6.01
222	19 23	3.34	1.21	3.55
222	19 23	7.63	2.78	8.12
222	19 23	4.94	1.80	5.26
222	19 23	6.09	2.20	6.47
223	16 6 3	3.82	1.11	3.98
223	16 6 3	4.34	1.27	4.52
223	16 6 3	0.00	0.00	0.00
223	16 6 3	1.41	0.41	1.47
223	16 6 3	4.64	1.35	1.83
223	16 6 3	3.34	0.98	3.48
223	16 6 3	2.34	0.68	2.44
223	16 6 3	3.49	1.02	3.64
223	16 6 3	3.71	1.08	3.87
224	18 23	4.13	1.36	4.34
224	18 23	0.00	0.00	0.00
224	18 23	3.25	1.10	3.52
224	18 23	6.00	1.97	6.31
224	18 23	4.09	1.34	4.30
224	18 23	4.94	1.63	5.20
225	3-2 6 3	2.70	0.77	2.81
225	3-2 6 3	6.00	1.00	6.00

NUMERO BARRA	NOMBRE	MW	MVAR	MVA
232	OLIMP 6	3.45	1.01	3.60
232	OLIMP 6	2.12	0.62	2.21
232	OLIMP 6	2.51	0.74	2.62
232	OLIMP 6	2.32	0.68	2.42
233	SANGOL 2	2.94	0.98	3.10
233	SANGOL 2	3.06	1.02	3.22
234	10v-2 6	0.19	0.06	0.20
234	10v-2 6	0.11	0.04	0.12
235	8 EN 6 3	0.00	0.00	0.00
235	8 EN 6 3	0.00	0.00	0.00
235	8 EN 6 3	2.23	0.67	2.33
235	8 EN 6 3	1.48	0.44	1.54
235	8 EN 6 3	1.04	0.31	1.09
235	8 EN 6 3	0.95	0.28	0.99
235	8 EN 6 3	0.67	0.17	0.69
236	6 EN 6 3	0.20	0.07	0.21
236	6 EN 6 3	0.91	0.30	0.96
236	6 EN 6 3	1.31	0.44	1.39
236	6 EN 6 3	0.30	0.10	0.32
236	6 EN 6 3	1.11	0.37	1.17
239	7 6 3	2.79	0.82	2.91
239	7 6 3	1.41	0.41	1.47
239	7 6 3	3.21	0.94	3.34
239	7 6 3	4.23	1.33	4.42
239	7 6 3	2.25	0.66	2.34
240	EPICL 23	4.75	1.38	4.95
240	EPICL 23	7.25	2.11	7.55
240	EPICL 23	1.65	0.27	1.64
240	EPICL 23	10.12	2.34	10.54
240	EPICL 23	7.68	2.23	8.00
241	10N 6 3	1.31	0.34	1.56
241	10N 6 3	0.93	0.50	1.11
241	10N 6 3	0.00	0.00	0.00
241	10N 6 3	0.88	0.44	0.82
241	10N 6 3	1.00	0.64	1.19
243	INIAQ 6	0.00	0.00	0.00
243	INIAQ 6	2.52	0.93	2.69
243	INIAQ 6	1.50	0.93	2.69
243	INIAQ 6	1.48	0.55	1.58
243	INIAQ 6	0.74	0.27	0.79
243	INIAQ 6	0.00	0.00	0.00
244	15 6 3	1.82	0.77	1.98
244	15 6 3	2.52	1.06	2.73
244	15 6 3	1.36	0.57	1.47
244	15 6 3	3.83	1.28	3.99
244	15 6 3	3.96	1.62	4.18
245	17 6 3	1.98	0.90	2.17
245	17 6 3	1.33	0.60	1.46
245	17 6 3	1.04	0.37	1.04
245	17 6 3	1.30	0.59	1.33

NUMERO BARRA	NOMBRE	MW	MVAR	MVA
226	3-2 6 3	3 27	0 93	3 40
225	3-2 6 3	2 76	0 79	2 87
225	3-2 6 3	2 19	0 62	2 28
225	3-2 6 3	3 47	0 99	3 61
226	PEREZG 6	1 86	0 61	1 95
226	PEREZG 6	1 88	0 61	1 97
226	PEREZG 6	1 83	0 60	1 92
226	PEREZG 6	1 00	0 33	1 05
226	PEREZG 6	0 00	0 00	0 00
226	PEREZG 6	0 17	0 06	0 18
229	CAROL 6	3 05	1 01	3 21
229	CAROL 6	0 54	0 18	0 57
229	CAROL 6	0 00	0 00	0 00
229	CAROL 6	2 73	0 90	2 88
229	CAROL 6	2 75	0 91	2 90
229	CAROL 6	1 08	0 36	1 13
229	CAROL 6	1 14	0 38	1 20
230	13-1 EN	0 00	0 00	0 00
230	13-1 EN	1 02	0 34	1 07
230	13-1 EN	1 18	0 39	1 25
230	13-1 EN	1 25	0 42	1 31
230	13-1 EN	2 11	0 70	2 22
230	13-1 EN	2 09	0 70	2 20
231	12 6 3	0 52	0 17	0 55
231	12 6 3	0 00	0 00	0 00
231	12 6 3	2 12	0 68	2 22
231	12 6 3	2 86	0 92	3 00
232	QUIMF 6	2 18	0 64	2 29

NUMERO BARRA	NOMBRE	MW	MVAR	MVA
245	17 6 3	1 25	0 57	1 37
245	17 6 3	1 70	0 77	1 87
248	19 13 8	2 40	1 10	2 64
249	QUINCHE	6 03	2 17	6 41
249	QUINCHE	4 09	1 48	4 35
249	QUINCHE	5 58	2 01	5 93
249	QUINCHE	0 00	0 00	0 00
295	MACH 46	2 90	1 00	3 07
300	TUMBAC 2	5 94	2 17	6 33
300	TUMBAC 2	1 93	0 71	2 06
300	TUMBAC 2	4 56	1 67	1 86
300	TUMBAC 2	4 70	1 73	5 00
300	TUMBAC 2	7 46	2 73	7 95
301	MACHACH	2 87	0 96	3 03
301	MACHACH	0 88	0 [illegible]	0 [illegible]
301	MACHACH	1 92	0 64	2 02
301	MACHACH	3 54	1 18	3 73
322	POMASQUI	6 65	2 19	7 06
322	POMASQUI	5 61	1 85	5 90
322	POMASQUI	7 81	2 58	8 23
322	POMASQUI	8 10	2 67	8 53
421	S ROSA 2	5 81	1 26	6 01
421	S ROSA 2	4 75	1 03	4 86
421	S ROSA 2	4 02	0 88	1 12
421	S ROSA 2	5 81	1 27	5 95
552	S ROSA 1	2 80	4 10	4 96
589	VICEN 13	25 30	10 20	25 46
614	3-1 23	5 96	2 96	9 36

3.2.2. CONDICIONES DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN Y EL PUNTO DE ENTREGA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

A continuación se presenta una tabla con los resultados sobre el estado de las centrales de generación presentes dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito, así como de la entrega de potencia a través de la Subestación Santa Rosa a 230 kV, para las condiciones presentadas en el año 1.999. Se puede observar una absorción de reactivos en la barra oscilante.

BARRA NUMERO	NOMBRE	GENERACION		CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS GENERADORES			
		MW	MVAR	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
100	GT.QUIT	26,58	-0,66	0.00	34,20	-22,20	0.00
101	GH.PASO	4.60	3,60	0.00	4,50	-3,60	2,40
103	GT.LULU	0.00	0.00	0.00	9,00	6,90	6,90
104	GUAN2.3	8,35	-5,00	0.00	8,50	-5,00	20,50
105	GUAH.6	1,67	-0,82	0.00	11.50	-1.00	1.00
109	GH.CUM3	30,00	-1,40	0.00	40,00	-4,00	10,00
111	GH.NAY1	27,60	2,98	0.00	30,00	0,20	6,00
220	GT.GUAN	26,60	7,96	0.00	31,20	-2,00	16,60
221	RAFA 23	1,80	2,00	0.00	1,80	-2,00	2,00
295	MACH 46	1,59	3,00	0.00	2,00	-2.00	2,00
300	TUMBAC 2	0,00	0.00	1.40	1.40	-0.70	0.70
322	POMASQUI	2,70	0,63	0.00	2.70	-1.00	1.30
589	VICEN 13	44,20	-16,15	0.00	71.00	-99.00	99.00
2.000	S.ROSA	267,85	-5,87	-9999.90	293.00	-9999.00	9999.00

3.2.3. CONDICIONES DE DESPACHO PARA COMPENSACIÓN REACTIVA

Debido a las condiciones que se presentan en un sistema de potencia, es necesario considerar el aporte de potencia reactiva que presentaron los sistemas de compensación. A continuación se presenta la tabla respectiva a los aportes de MVAR de los capacitores conectados en las barras de carga del Sistema Eléctrico Quito, así como del generador sincrónico de la Central Santa Rosa. La conexión de compensadores capacitivos para la condición de demanda máxima del año base corresponde a las condiciones de despacho de la tabla 1.4.4. del presente capítulo.

BARRA NUMERO	NOMBRE	BARRA REGULADA	VALOR DE MVAR	VOLTAJE REGULADO
191	RAFA 13.	191	2.92	0.99
206	4 6.3	206	2.96	0.99
208	9 6.3	208	2.98	1.00
209	11 6 3	209	3 02	1.00
220	GT.GUAN	220	6 00	1 00
221	RAFA 23	221	4.29	0.98
222	19 23	222	9.20	1 01
223	16 6.3	223	7 39	0.99
224	18 23	224	7.55	1 00
225	3-2 6.3	225	3.04	1.01
226	PEREZG 6	226	3.04	1.01
232	OLIMP 6.	232	4.45	0.99
239	7 6.3	239	3.74	1.00
240	EPICL 23	240	10.51	1.01
244	15 6.3	244	4.46	1 00
245	17 6.3	245	3.01	1 00
249	QUINCHE	249	4 43	0 99
300	TUMBAC 2	300	4.76	1 00
322	POMASQUI	322	4.50	1.00
421	S.ROSA 2	421	4.55	1.01
552	S.ROSA 1	552	49.36	1.01

3.2.4. VOLTAJES EN TODAS LAS BARRAS DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO

A continuación se presenta una tabla con los valores de voltajes obtenidos para la condición de demanda máxima para un día típico del año 1.999. Se pueden observar tanto los valores de voltaje en las barras en por unidad ó en kV, así como los valores de ángulo. Se observan las condiciones de generación del sistema, siendo posible observar en estas barras la potencia tanto activa como reactiva entregada al sistema para la condición de simulación. En la tabla siguiente se puede observar que para las condiciones de demanda presentes

para las 19h30 del año base, permiten mantener los voltajes en todas las barras del sistema dentro de los límites típicos para sistemas de potencia, es decir, dentro del rango comprendido entre 0,95 p.u. y 1,05 p.u. Esto permitió que el sistema se encontrara operando bajo las condiciones requeridas por la carga y garantizando un comportamiento y operación adecuado de las instalaciones del Sistema Eléctrico Quito.

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
101	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
103	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
105	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
111	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
204	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
205	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
206	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
209	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
216	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
217	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
218	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
219	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
220	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
221	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
222	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
225	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
226	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
227	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
228	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
231	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
232	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
233	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
234	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
235	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
239	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
240	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
241	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
242	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
243	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
245	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
247	QUINCHE	[illegible]	[illegible]	[illegible]
248	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
249	QUINCHE	[illegible]	[illegible]	[illegible]
250	EPI [illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
251	PEREZ64	[illegible]	[illegible]	[illegible]
252	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
253	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
259	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
261	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
262	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
263	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
267	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
269	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
274	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
277	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
278	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
282	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
284	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
285	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
286	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
287	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
288	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
291	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
292	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
293	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
294	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
295	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
296	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
297	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
299	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
300	TUMBAC 2	[illegible]	[illegible]	[illegible]
301	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
323	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
324	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
325	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
421	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
562	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
563	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
614	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
660	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
900	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1999	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

3.2.5. FLUJOS DE POTENCIA A TRAVES DE LINEAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMADORES

A continuación se presentan los flujos de potencia a través de las líneas de transmisión y transformadores del Sistema Eléctrico Quito. Se consideran las condiciones de operación para la condición de FOA, condiciones a las cuales se considera se encontraron operando los transformadores de potencia de acuerdo a las necesidades del sistema en demanda máxima, siendo posible que no todos los transformadores actuaran bajo esta condición.

El programa PowerWorld 6.0 permite solamente aplicar un tipo de límite térmico para todas las líneas y para todos los transformadores. Debido a que se encuentra analizándose la condición de demanda máxima, se realizaron simulaciones de flujos para la condición de límite A y B que considera los límites tipo OA y FA para los transformadores. En ambos casos se presentaron sobrecargas en algunos de los transformadores de potencia del sistema. Debido a esta condición que se presenta para el programa y los problemas de sobrecarga presentados en los flujos, se aplicará para todos los elementos el límite tipo C que corresponde al enfriamiento forzado (FOA) para transformadores.

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
106	GUANG 13	589	VICEN 13	15.90	-2.20	10.02	0.01	-0 42	99.06%
106	GUANG 13	220	GT.GUAN	10.6	-0.1	38 62	0.02	0 49	--
106	GUANG 13	100	GT.QUIT	-26.5	2.2	66.51	0.07	1.56	--
109	GH.CUM3	210	CUMB 46	30.0	-1.4	60.06	0 23	2.87	--
111	GH.NAY1	213	NAYO 46	27.6	3.0	84.13	0.39	5.25	--
202	PASO 46	296	SANGOL 4	4.6	3.2	22.62	0.08	0.09	--
202	PASO 46	101	GH.PASO	-4.6	-3.2	99.40	0.04	0.41	--
204	G H 46	105	GUAH 6	-1.7	0 8	12 46	0 00	0 02	--
204	G.H. 46	104	GUAN2.3	-8.3	5.1	78.25	0.00	0.09	--
204	G H 46	216	G.T 46	-10.2	-9.4	26 19	0.02	0 05	--
204	G.H 46	215	SUR 46	20.3	3.4	38 57	0.21	0 65	--
205	10V-1 6.	287	10V 46	-0.9	-0.3	15 13	0.00	0.01	--
208	9 6.3	259	9 46	-6.4	4.1	75.81	0.03	0.47	--
209	11 6 3	261	11 46	-8.0	3.7	88 17	0.04	0.65	--
210	CUMB 46	299	TUMBAC 4	24.8	2 7	47 03	0 10	0.28	--
210	CUMB 46	281	NORTE 46	8.1	-4.3	17 23	0.04	0 10	--
210	CUMB 46	213	NAYO 46	-11.2	1.6	21 29	0 02	0 07	--
210	CUMB 46	281	NORTE 46	8 1	-4.3	17.23	0 04	0 10	--
213	NAYO 46	247	QUINCHE	16.0	-0.7	30.16	0.24	0 71	--
215	SUR 46	286	VICENTIN	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	--
215	SUR 46	217	DERIV.6	10 2	3.8	20 51	0 01	0 03	--
215	SUR 46	219	2-23	2.8	1.3	40.81	0.00	0.08	--
215	SUR 46	214	2-2 6.3	1.4	0 1	21.91	0.00	0 03	--
215	SUR 46	103	GT.LULU	0.0	-0.0	0.00	0.00	-0.00	--
215	SUR 46	250	EPICL 46	7 7	-0 3	14 72	0.02	0.07	--
215	SUR 46	293	4 46	12.3	-0.9	23.48	0.02	0.05	--
215	SUR 46	216	G.T. 46	-16 7	-3 7	35.90	0 22	0.67	--
216	G.T 46	220	GT.GUAN	-37.0	-15 9	76.72	0.18	3.52	--

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
216	G.T 46	291	RAFA 46	7.9	2.1	15.40	0.02	0.05	
217	DERIV.6	292	6 46	3.9	1.5	7 83	0 00	0 00	
217	DERIV.6	297	8 46	6.3	2.3	12.64	0 00	0.01	
218	2-1 6.3	215	SUR 46	-4 4	-2.0	76.72	0.01	0.34	
226	PEREZG 6	251	PEREZG 4	-6 7	3.9	38.89	0 02	0.37	
227	DERIV12	228	DERIVCA	28.8	2.3	54.00	0.15	0.46	
227	DERIV12	284	12 46	5.5	2.1	11.01	0.00	0.00	
227	DERIV12	286	VICENTIN	-34 3	-4 4	64.66	0 04	0.12	
228	DERIVCA	282	CAROLINA	11.3	4 7	23.07	0.01	0.02	
228	DERIVCA	281	NORTE 46	17.3	-2.9	33.01	0.02	0.04	
231	12 6.3	284	12 46	-5.5	-1.8	57.76	0.02	0.30	
235	8 EN 6.3	297	8 46	-6 3	-1 9	65.44	0 03	0 40	
236	6 EN 6 3	292	6 46	-3.8	-1.3	64.32	0.02	0.24	
242	INIAQU 4	263	13 46	32.0	-10 4	63 45	0.04	0 11	
242	INIAQU 4	281	NORTE 46	-39.3	7.4	75.34	0.20	0 54	
243	INIAQ 6.	242	INIAQU 4	-7.3	-2.7	38.70	0.02	0.40	
247	QUINCHE	249	QUINCHE	15.8	-1.4	79 18	0 08	1.79	
250	EPICL 46	294	S ROSA 4	-16 9	0.4	32 37	0 20	0 49	
250	EPICL 46	294	S.ROSA 4	-16.9	0.4	32.37	0.20	0.49	
250	EPICL 46	240	EPICL 23	17.2	-1.7	86.23	0.08	2.08	
250	EPICL 46	240	EPICL 23	17.2	-1.7	86.23	0.08	2.08	
250	EPICL 46	252	3 46	7.2	2.2	14.41	0.02	0 04	
251	PEREZG 4	259	9 46	-6.7	3.5	14.30	0.00	0.01	
251	PEREZG 4	288	DERIV10V	0.0	0.0	0.00	0 00	0.00	
252	3 46	614	3-1 23	8 9	3.5	47 87	0.02	0 57	
252	3 46	225	3-2 6.3	14.4	-0.6	72 32	0.05	1 34	
252	3 46	253	7 46	-16.2	-0.7	31.04	0.11	0.32	
253	7 46	285	S.ALGR 4	-30 2	0.9	57.58	0.37	1 10	
253	7 46	239	7 6.3	14 0	-1.9	70.46	0.06	1.39	
259	9 46	285	S.ALGR 4	-13.2	7.1	28.13	0.07	0.18	
261	11 46	285	S.ALGR 4	-8.1	3.0	16.19	0.02	0.05	
262	15 46	268	DERIV17	-12 6	2 5	24 30	0 04	0 11	
262	15 46	244	15 6.3	12.6	-2.5	64.39	0.05	1.17	
263	13 46	285	S ALGR 4	24.3	-13.5	52.43	0.11	0 34	
263	13 46	230	13-1 EN	7 7	3 0	41 14	0.02	0 44	
267	17 46	268	DERIV17	-8.6	1.6	16.55	0.00	0 01	
267	17 46	245	17 6.3	8.6	-1.6	43.87	0.02	0.52	
268	DERIV17	269	19 46	-21.3	3.9	40.89	0.11	0.32	
269	19 46	248	19 13.8	2 4	1.2	26 67	0.00	0.06	
269	19 46	222	19 23	27.7	-4.4	85.09	0.15	3.93	
269	19 46	324	19 138	-51.5	6.9	52 01	0.07	4 04	
274	18 138	323	POMASQUI	-22.6	4.7	14 40	0.02	-0 31	
274	18 138	224	18 23	22.6	-4.7	69.93	0.08	2.96	
277	16 46	281	NORTE 46	0.0	0.0	0 00	0.00	0.00	
277	16 46	223	16 6 3	13.6	-2.1	68.87	0.06	1.34	
277	16 46	223	16 6.3	13.6	-2.1	68.87	0.06	1.34	
277	16 46	900	DERIV16	-27.2	4.2	51.98	0.15	0.37	
281	NORTE 46	286	VICENTIN	-18 7	-1 0	35.31	0 14	0 41	
281	NORTE 46	232	OLIMP 6	12.7	-3.9	66.24	0.06	1 29	
282	CAROLINA	229	CAROL 6.	11.3	4.7	61.29	0.05	0.95	
285	S.ALGR 4	900	DERIV16	27.5	-3.3	52 28	0 14	0 54	
286	VICENTIN	288	DERIV10V	1 8	0.6	3.62	0 00	0.00	
286	VICENTIN	241	10N 6.3	3.9	2.7	23.77	0.01	0 15	
287	10V 46	234	10V-2 6	0 9	0.3	15.21	0.00	0.01	
287	10V 46	288	DERIV10V	-1.8	-0.6	7 99	0 00	0.00	
291	RAFA 46	191	RAFA 13.	0.7	-5.4	27.32	0.01	0.22	
291	RAFA 46	660	MOVIL 46	-19.4	8.1	39.43	0.44	1.32	
291	**RAFA 46**	**221**	**RAFA 23**	**25.0**	**0.2**	**125.02**	**0.20**	**5.84**	
291	RAFA 46	296	SANGOL 4	1.5	-0.8	7.17	0.00	0.01	
293	4 46	206	4 6.3	12.3	-0.9	61.51	0.05	0.97	
294	S.ROSA 4	295	MACH 46	10.7	2.2	20.72	0.10	0.30	
294	**S.ROSA 4**	**421**	**S.ROSA 2**	**20.6**	**-1.6**	**103.28**	**0.11**	**3.02**	
295	MACH 46	301	MACHACH	9.3	3.9	50.59	0 03	0.82	
296	SANGOL 4	233	SANGOL 2	6.0	2.3	86.05	0 02	0.32	
299	TUMBAC 4	300	TUMBAC 2	24.7	2.4	75.26	0 11	2.96	
323	POMASQUI	322	POMASQUI	25.60	3,00	77.99	0.09	3 33	99.32%
323	POMASQUI	325	S.ALGR 1	-24.10	1,00	12.94	0.06	-0.86	99.91%
324	19 138	325	S ALGR 1	-51 60	2 80	27 75	0 13	0 06	99 65%
325	S.ALGR 1	552	S.ROSA 1	-77.70	0,70	41.63	0.72	1.55	100.00%
325	S.ALGR 1	323	POMASQUI	24.10	-1,90	12.98	0 06	-0.88	99.69%
325	S.ALGR 1	552	S.ROSA 1	-77.70	0,70	41.63	0 72	1.55	100.00%
325	S ALGR 1	285	S.ALGR 4	55,40	5,20	55.62	0 09	4 32	99.56%
552	S.ROSA 1	589	VICEN 13	22.50	19,60	18 43	0 13	-0.75	

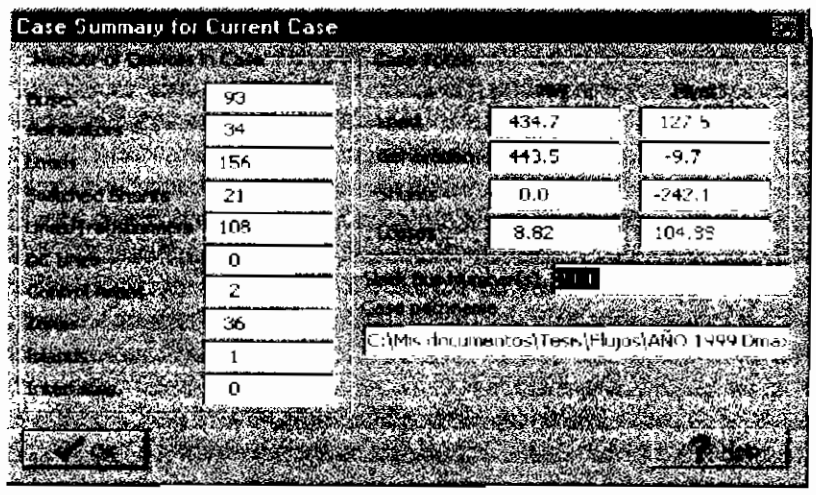
BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
552	S.ROSA 1	294	S ROSA 4	65.80	9.70	88.64	0.19	8.88	98.93%
552	S.ROSA 1	660	MOVIL 46	19.90	-5.30	64.31	0.05	1.42	96.63%
589	VICEN 13	286	VICENTIN	30.70	6.80	65.46	0.08	1.87	97.63%
589	VICEN 13	286	VICENTIN	28.50	6.00	67.73	0.09	1.74	97.85%
1 999	SROSFIC	552	S.ROSA 1	267.8	-22 5	71.68	0.00	-3.00	--
2.000	S.ROSA	1.999	SROSFIC	267.8	-5.9	71.44	0.00	16.68	--
2.001	SROSTER	1.999	SROSFIC	-0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	--

- Subestación San Rafael en 23 kV: Existe una sobrecarga del 25,02% en esta instalación. Esta sobrecarga esta sobre el límite permitido de 20% considerado para mantener la vida útil de los equipos de potencia. Es necesario considerar el cambio del transformador de la subestación o alivio de carga al mismo.

- Subestación Santa Rosa (E.E.Q.S.A.): Existe una sobrecarga del 3,024% del transformador de potencia de esta subestación. Esta sobrecarga se encuentra dentro de los límites considerados del 20% por lo que no se considera que se afecte la vida útil del equipo.

Se puede observar que para las barras consideradas como de acople entre el Sistema Nacional Interconectado con el Sistema Eléctrico Quito, el factor de potencia se encuentra dentro de los requerimientos del marco legal del Sector Eléctrico Ecuatoriano, excepto para el caso de la barra de Vicentina, con un valor de 97,63%.

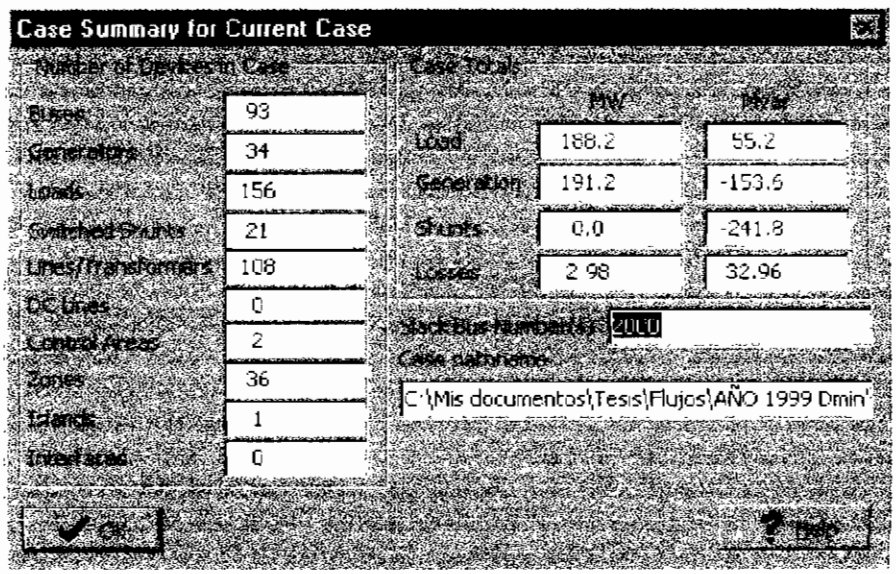
Las pérdidas totales en el Sistema Eléctrico Quito para condiciones de demanda máxima en el año base se pueden observar en el siguiente cuadro:



Este cuadro presenta un resumen de las condiciones del modelo de simulación para el año base en condición de demanda máxima. El resultado de las pérdidas totales es de 8,82 MW y 104,88 MVAR. Comparando el valor de pérdidas activas con respecto a la potencia generada, se puede observar que las pérdidas para el sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito se encuentra en un 1,99%.

3.3. DEMANDA MINIMA

Como se explico en el punto 3. y 3.1. del presente capítulo, el programa PowerWorld 6.0 permite un escalamiento de la carga. Debido a la falta de datos referente a la hora en la que se produjo la demanda mínima para el año base, se considerará un factor de 0,433 para multiplicarlo por la demanda máxima del sistema y así obtener un comportamiento similar a la demanda mínima. A partir de los datos de la referencia bibliográfica 14 y a la tabla presentada en el punto 3.1. del presente capítulo, la que ilustra los verdaderos valores de generación hora a hora presentados en el sistema, se mantendrán estos valores para la condición de demanda mínima. Al realizar el proceso de escalamiento en el modelo del programa PowerWorld 6.0 para el año base, se obtienen los siguientes resultados de carga:



3.3.1. CONDICIONES DE CARGA

A continuación se presenta la tabla correspondiente a las demandas de potencia activa y reactiva para el sistema, de acuerdo al ajuste que presenta el programa PowerWorld 6.0 a partir del ingreso de la curva de carga definidas para las zonas de carga, y considerando el escalamiento de 0,433 con respecto a la demanda máxima.

NUMERO BARRA	NOMBRE	MW	MVAR	MVA
191	RAFA 13	0 15	0 04	0 16
191	RAFA 13	0 15	0 04	0 16
205	10v 1 6	0 00	0 00	0 00
205	10v-1 6	0 27	0 09	0 28
205	10v 1 6	0 12	0 04	0 13
206	4 6 3	1 40	0 46	1 47
206	4 6 3	1 00	0 33	1 05
206	4 6 3	0 37	0 12	0 39
206	4 6 3	1 06	0 35	1 12
206	4 6 3	0 41	0 13	0 43
206	4 6 3	1 05	0 36	1 11
208	9 6 3	0 30	0 09	0 31
208	9 6 3	0 80	0 26	0 83
208	9 6 3	0 63	0 19	0 65
208	9 6 3	0 95	0 28	0 99
209	11 6 3	1 14	0 34	1 19
209	11 6 3	0 41	0 12	0 43
209	11 6 3	0 68	0 20	0 69
209	11 6 3	1 26	0 37	1 32
214	2-2 6 3	0 29	0 04	0 60
218	2 6 3	1 91	1 27	2 04
219	44958 00	0 18	0 22	0 52
219	44958 00	0 71	0 33	0 78
221	RAFA 23	1 69	0 55	1 97
221	RAFA 23	0 17	0 05	0 18
221	RAFA 23	3 33	0 98	3 47
221	RAFA 23	3 47	1 02	3 61
221	RAFA 23	2 67	0 78	2 78
222	19 23	2 14	0 78	2 28
222	19 23	2 44	0 89	2 60
222	19 23	44	0 53	1 54
222	19 23	2 61	0 95	2 78
222	19 23	3 30	1 20	3 52
223	16 6 3	1 45	0 42	1 51
223	16 6 3	0 00	0 00	0 00
223	16 6 3	1 51	0 44	1 57
223	16 6 3	1 66	0 48	1 72
223	16 6 3	2 01	0 59	2 09
223	16 6 3	1 01	0 30	1 05
223	16 6 3	1 61	0 47	1 67
223	16 6 3	0 61	0 18	0 64
223	16 6 3	1 89	0 55	1 96
224	18 23	1 79	0 59	1 88
224	18 23	1 7	0 58	1 86
224	18 23	2 60	0 85	2 73
224	18 23	0 00	0 00	0 00
224	18 23	1 45	0 48	1 53
224	18 23	2 14	0 70	2 25
225	3 2 6 3	0 95	0 27	0 99
225	3-2 6 3	0 00	0 00	0 00
225	3-2 6 3	1 19	0 34	1 24
225	3-2 6 3	1 42	0 40	1 47
225	3-2 6 3	1 50	0 43	1 56
225	3-2 6 3	1 1	0 33	1 23
226	PEREZ0 6	0 08	0 02	0 08
226	PEREZ0 6	0 00	0 00	0 00

NUMERO BARRA	NOMBRE	MW	MVAR	MVA
232	OLIMP 6	1 09	0 32	1 13
232	OLIMP 6	0 92	0 27	0 96
232	OLIMP 6	1 49	0 44	1 56
232	OLIMP 6	0 95	0 28	0 99
233	SANGOL 2	1 33	0 44	1 40
233	SANGOL 2	1 27	0 42	1 34
234	10V-2 6	0 05	0 02	0 05
234	10V-2 6	0 34	0 11	0 36
235	8 EN 6 3	0 41	0 12	0 43
235	8 EN 6 3	0 45	0 13	0 47
235	8 EN 6 3	0 25	0 07	0 26
235	8 EN 6 3	0 64	0 19	0 67
235	8 EN 6 3	0 00	0 00	0 00
235	8 EN 6 3	0 07	0 29	0
235	8 EN 6 3	0 00	0 00	0 00
236	6 EN 6 3	0 48	0 16	0 51
236	6 EN 6 3	0 13	0 04	0 14
236	6 EN 6 3	0 57	0 19	0 60
236	6 EN 6 3	0 39	0 13	0 42
236	6 EN 6 3	0 09	0 0	0 09
238	7 6 3	0 47	0	0
238	7 6 3	1 44	0 54	1 91
238	7 6 3	1 39	0 41	1 45
238	7 6 3	0 61	0 18	0 64
238	7 6 3	1 21	0 35	1 26
240	EPICL 23	1 89	0 55	1 96
240	EPICL 23	3 13	0 91	3 27
240	EPICL 23	3 33	0 97	3 40
240	EPICL 23	4 38	1 27	4 56
240	EPICL 23	2 06	0 60	2 3
241	10N 6 3	0 57	0 35	0 67
241	10N 6 3	0 30	0 19	0 35
241	10N 6 3	0 00	0 00	0 00
241	10N 6 3	0 43	0 28	0 51
241	10N 6 3	0 40	0 26	0 48
243	INIAQ 6	0 00	0 00	0 00
243	INIAQ 6	1 09	0 40	1 16
243	INIAQ 6	1 03	0 24	1 06
243	INIAQ 6	1 09	0 40	1 16
243	INIAQ 6	0 00	0 00	0 00
243	INIAQ 6	0 31	0 11	0 33
244	15 6 3	1 09	0 46	1 18
244	15 6 3	0 59	0 25	0 64
244	15 6 3	1 31	0 55	1 42
244	15 6 3	1 67	0 70	1 81
244	15 6 3	0 79	0 33	0 86
245	17 6 3	0 58	0 26	0 64
245	17 6 3	0 45	0 20	0 49
245	17 6 3	0 74	0 33	0 81
245	17 6 3	0 86	0 39	0 94
245	17 6 3	0 58	0 26	0 63
245	17 6 3	0 54	0 25	0 59
248	19 13 8	1 04	0 48	1 14
249	QUINCHE	1 01	0 46	0 09
249	QUINCHE	2 42	0 97	2 57
249	QUINCHE	1 77	0 64	1 88

NUMERO BARRA	NOMBRE	MW	MVAR	MVA
226	PEREZG 6	0.43	0.14	0.46
226	PEREZG 6	0.79	0.26	0.83
226	PEREZG 6	0.81	0.26	0.85
226	PEREZG 6	0.80	0.26	0.85
229	CAROL 6	0.49	0.16	0.52
229	CAROL 6	0.00	0.00	0.00
229	CAROL 6	1.18	0.39	1.25
229	CAROL 6	1.19	0.39	1.25
229	CAROL 6	0.23	0.08	0.24
229	CAROL 6	1.32	0.44	1.39
229	CAROL 6	0.47	0.15	0.49
230	13-1 EN	0.90	0.30	0.95
230	13-1 EN	0.91	0.30	0.96
230	13-1 EN	0.44	0.15	0.46
230	13-1 EN	0.00	0.00	0.00
230	13-1 EN	0.54	0.18	0.57
230	13-1 EN	0.51	0.17	0.54
231	12 F 1	1.24	0.46	1.30
231	12 6 3	0.92	0.28	0.96
231	12 6 3	0.00	0.00	0.00
231	1_6 1	0.23	0.07	0.24
232	CUMP 6	1.01	0.30	1.05

NUMERO BARRA	NOMBRE	MW	MVAR	MVA
249	QUINCHE	2.61	0.94	2.77
295	MACH 46	1.26	0.43	1.33
300	TUMBAC 2	2.03	0.74	2.17
300	TUMBAC 2	0.84	0.31	0.89
300	TUMBAC 2	1.97	0.72	2.10
300	TUMBAC 2	3.23	1.18	3.44
300	TUMBAC 2	2.57	0.94	2.74
301	MACHACH	1.24	0.41	1.31
301	MACHACH	0.83	0.28	0.87
301	MACHACH	1.53	0.51	1.61
301	MACHACH	0.42	0.14	0.45
322	POMASQUI	3.51	1.16	3.70
322	POMASQUI	3.38	1.12	3.56
322	POMASQUI	2.43	0.80	2.56
322	POMASQUI	2.88	0.95	3.03
421	S ROSA 2	2.57	0.55	2.58
421	S ROSA 2	1.74	0.38	1.78
421	S ROSA 2	2.06	0.15	2.10
421	S ROSA 2	2.64	0.55	2.69
562	S ROSA 1	1.21	1.78	2.15
589	VICEN 13	10.00	4.46	11.00
614	3-1 23	3.85	1.26	4.05

3.3.2. CONDICIONES DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN Y EL PUNTO DE ENTREGA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

BARRA NUMERO	NOMBRE	GENERACION		CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS GENERADORES			
		MW	MVAR	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
100	GT.QUIT	17,28	-0,60	0.00	34,20	-22,20	0.00
101	GH.PASO	2,00	2,40	0.00	4,50	-3,60	2,40
103	GT.LULU	0.00	0.00	0.00	9,00	6,90	6,90
104	GUAN2.3	3,60	0,50	0.00	8,50	-5,00	20,50
105	GUAH 6	1.83	-1.00	0.00	11.50	-1.00	1.00
109	GH.CUM3	13,00	1,00	0.00	40,00	-4,00	10,00
111	GH.NAY1	11,96	0.36	0.00	30,00	0,20	6,00
220	GT.GUAN	11,52	-2,00	0.00	31,20	-2,00	16,60
221	RAFA 23	0,78	-2,00	0.00	1,80	-2,00	2,00
295	MACH 46	0,48	2,00	0.00	2,00	-2,00	2,00
300	TUMBAC 2	0.00	0.00	1.40	1.40	-0.70	0.70
322	POMASQUI	1.17	1.30	0.00	2.70	-1.00	1.30
589	VICEN 13	19.10	13.54	0.00	71.00	-99.00	99.00
2.000	S.ROSA	115.18	-170.53	-9999.90	293.00	-9999.00	9999.00

Existe una absorción de reactivos en la barra oscilante del sistema. Esto permite considerar que existe un exceso de compensación reactiva trabajando para la condición de demanda mínima.

3.3.3. CONDICIONES DE DESPACHO PARA COMPENSACIÓN REACTIVA

Debido a la condición de despacho de compensación reactiva indicada en la tabla del punto 1.4.4. del presente capítulo, se ha considerado para la simulación del

sistema que todos los elementos capacitivos que se conectan automáticamente, se encontrarán fuera de servicio en demanda mínima.

BARRA NUMERO	NOMBRE	BARRA REGULADA	ESTADO CONEXIÓN	VALOR DE MVAR	VOLTAJE REGULADO
191	RAFA 13.	191	Open	3.11	1.02
206	4 6.3	206	Closed	3.33	1.05
208	9 6 3	208	Closed	2.99	1.00
209	11 6.3	209	Closed	3.03	1.01
220	GT.GUAN	220	Open	6.07	1.01
221	RAFA 23	221	Closed	4.92	1.05
222	19 23	222	Open	8.98	1.00
223	16 6.3	223	Closed	7.63	1.01
224	18 23	224	Open	7.57	1.00
225	3-2 6.3	225	Open	2.99	1.00
226	PEREZG 6	226	Open	2.99	1.00
232	OLIMP 6	232	Closed	4.58	1.01
239	7 6.3	239	Closed	3.75	1.01
240	EPICL 23	240	Open	10.50	1.01
244	15 6.3	244	Open	4.51	1.00
245	17 6.3	245	Closed	2.97	0.99
249	QUINCHE	249	Open	4.57	1.01
300	TUMBAC 2	300	Closed	4.92	1.01
322	POMASQUI	322	Open	3.69	0.91
421	S.ROSA 2	421	Closed	4 50	1.00
552	S.ROSA 1	552	Closed	47.01	0.99

3.3.4. VOLTAJES EN TODAS LAS BARRAS DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO

Es posible observar en la tabla anterior que los valores de voltaje en todas las barras del Sistema Eléctrico Quito se encuentran dentro de los límites típicos considerados de 0,95 – 1,05 p.u. Comparando los valores obtenidos para la condición de demanda máxima, es posible observar que en este caso los valores de voltaje en las barras son ligeramente mayores, estando en la mayoría de los casos ubicados sobre el valor de 1,00 p.u. Esto se explica debido a la demanda de carga menor que se tiene en este caso.

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
100	GT QUIT	1.00	13.80	-0 353
101	GH.PASO	0.98	4.09	-4.24
103	GT.LULU	1.03	6.46	-5.92
104	GUAN2 3	1.04	2.38	-5.05
105	GUAH 6	1.04	6.53	-4.99
106	GUANG 13	1.00	138.06	-1.81
109	GH.CUM3	1.02	4.25	-1.62
111	GH.NAY1	1.00	6.90	0.90
191	RAFA 13.	1.02	13.44	-5.55
202	PASO 46	1.05	48.27	-5.50
204	G.H 46	1.04	47.67	-5.24
205	10V-1 6.	1.01	6.35	-3.68
206	4 6.3	1.05	6.64	-7.87
208	9 6.3	1.00	6.29	-6.52
209	11 6.3	1.01	6.33	-6.62
210	CUMB 46	1.02	46.71	-3.89
213	NAYO 46	1.02	46.87	-3.78
214	2-2 6.3	1.04	6.53	-6.34
215	SUR 46	1.03	47 19	-5.92
216	G.T. 46	1.04	0.00	-5.19
217	DERIV.6	1.03	0.00	-5.98
218	2-1 6.3	1.00	23 02	-7.31
219	44958.00	1.01	6.35	-6.47
220	GT.GUAN	1.01	6.64	-3.25
221	RAFA 23	1.05	24.06	-10.55
222	19 23	1.00	22.97	-8.52
223	16 6.3	1.01	6.35	-8.07
224	18 23	1.00	23.11	-6.23
225	3-2 6.3	1.00	6.29	-8.59
226	PEREZG 6	1.00	6.29	-6.18
227	DERIV12	1.01	46.29	-3.48
228	DERIVCA	1.01	46.34	-3.93
229	CAROL 6	1.01	6 38	-5.71
230	13-1 EN	1.01	6.35	-5.58
231	12 6.3	1.01	6.36	-4.65
232	OLIMP 6	1.01	6 36	-6.37
233	SANGOL 2	1.03	23.69	-6.52
234	10V-2 6	1.01	6 35	-3.68
235	8 EN 6 3	1.00	6.32	-7.28
236	6 EN 6.3	1.00	0.00	-7.19
239	7 6.3	1.01	6.34	-8.17
240	EPICL 23	1.01	23.22	-9.14
241	10N 6.3	1.00	6.29	-4.03
242	INIAQU 4	1.00	46 18	-4.30
243	INIAQ 6	1.00	6.27	-5.45
244	15 6.3	1.00	6.31	-7.92
245	17 6.3	0.99	6.26	-6.91

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
247	QUINCHE	1.03	47 32	-5.12
248	19 13.8	0.99	13.12	-5.31
249	QUINCHE	1.01	23 17	-7.98
250	EPICL 46	1.01	46 62	-6.04
251	PEREZG 4	1.01	46.32	-5.07
252	3 46	1.01	46.48	-6.17
253	7 46	1.01	46.33	-5.65
259	9 46	1.01	46.30	-5.04
261	11 46	1.00	46 12	-4.79
262	15 46	1.01	46 28	-5.60
263	13 46	1.00	46.14	-4.37
267	17 46	1.00	46.18	-5.36
268	DERIV17	1.00	0.00	-5.31
269	19 46	1.00	45.93	-4.82
274	18 138	1.01	139.01	-3.03
277	16 46	1.01	46.40	-5.64
281	NORTE 46	1.01	46.36	-4.01
282	CAROLINA	1.01	46.31	-3.96
284	12 46	1.01	46.28	-3.49
285	S.ALGR 4	1.00	46.02	-4.61
286	VICENTIN	1.01	46 29	-3.38
287	10V 46	1.01	46.28	-3.39
288	DERIV10V	1.01	0.00	-3.39
291	RAFA 46	1.04	47.67	-5.31
292	6 46	1.03	0.00	-5.99
293	4 46	1.03	47.23	-6.04
294	S.ROSA 4	1.00	46.01	-4.87
295	MACH46	1.00	45.96	-5.59
296	SANGOL 4	1.04	47.75	-5.47
297	8 46	1.03	47.15	-5.99
299	TUMBAC 4	1.02	46 74	-4.20
300	TUMBAC 2	1.01	23.30	-7.22
301	MACHACH	1.00	22 89	-7.52
322	POMASQUI	0.91	20.82	-7.03
323	POMASQUI	1.01	138.86	-2.92
324	19 138	1.01	138 97	-2 93
325	S.ALGR 1	1.00	138.51	-2.60
421	S.ROSA 2	1.00	22 99	-8.66
552	S.ROSA 1	0.99	136 42	-1 34
589	VICEN 13	1.00	138.00	-1.86
614	3-1 23	1.00	23.02	-7.57
660	MOVIL 46	1.00	46.16	-3.11
900	DERIV16	1.01	0.00	-5.20
1.999	SROSFIC	1.00	0.00	-1.63
2.000	S.ROSA	0.96	220.80	0.00
2.001	SROSTER	1.00	13.84	-1.63

3.3.5. FLUJOS DE POTENCIA A TRAVES DE LINEAS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMADORES

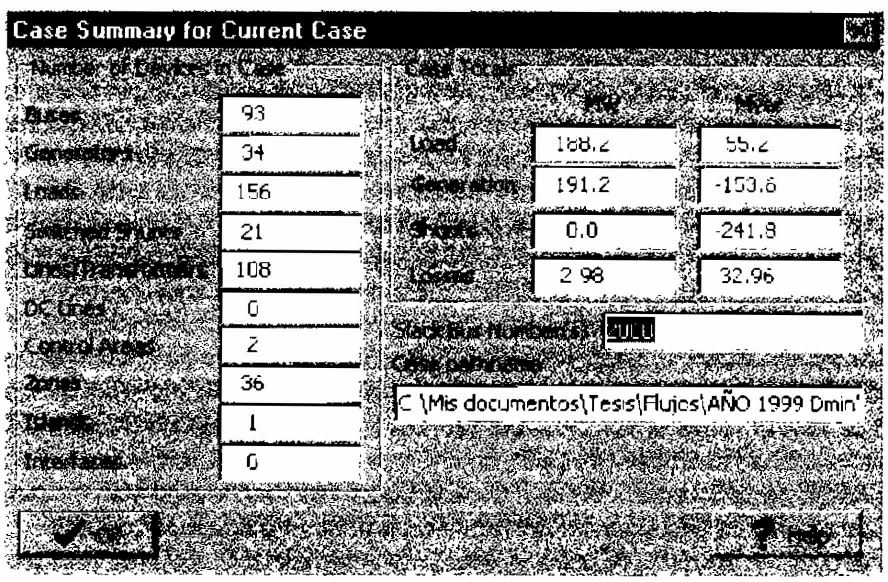
Para el análisis en condiciones de demanda media se ha considerado un enfriamiento para los transformadores tipo FA, esto se debe a que para la condición de demanda mínima se considera que la posibilidad de sobrecarga en los equipos es menor, y como ya se comento, el programa PowerWorld 6.0 permite considerar un solo tipo de capacidad térmica para todos los equipos.

A continuación se presenta la tabla correspondiente:

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
100	GUANG 13	100	GT QUIT	11.5	0.0	38.03	0.01	0.09	
105	GUANG 13	220	GT GUAN	5.7	1.2	21.45	0.01	0.15	
[illegible]	[illegible]	583	[illegible]	5.8	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
109	SH 2 UM6	110	CUMB 46	13.0	1.0	26.06	0.04	0.52	
[illegible]	[illegible]	21	NAN 2 Q 46	1.0	0.1	36.23	0.07	0.37	
201	PASO 46	101	SH PASO	2.0	2.9	59.99	0.01	0.12	
202	PASO 46	296	FANGOLI 4	2.0	2.3	12.01	0.02	0.02	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.5	0.5	29.19	0.00	0.01	
104	SH 46	105	SHIMB	-0.7	0.1	4.86	0.00	0.00	
[illegible]	SH 46	215	SUR 46	9.4	3.9	16.49	0.05	0.15	
[illegible]	[illegible]	216	[illegible]	5.1	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.01	
286	10V 46	287	10V 46	0.4	-0.1	6.55	0.00	0.00	
18	9 6 3	294	9 46	[illegible]	5.2	58.49	0.02	0.37	
209	11 6 3	261	11 46	-3.5	5.0	61.14	0.01	0.30	
210	CUMB 46	298	TUMBACO 4	10.7	-5.2	22.10	0.02	0.06	
211	CUMB 13	212	ANO 46	5.7	1.6	12.37	0.01	0.03	
213	CUMB 46	281	NORTE 46	3.6	5.1	11.59	0.02	0.04	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
91	NAYON	92	QUINCHE	0.4	-5.4	16.74	0.07	0.56	
215	SUR 13	293	4 46	5.3	4.6	12.94	0.01	0.01	
217	SUR 46	218	2 6 3	0.6	0.0	9.17	0.00	0.00	
215	SUR 46	103	GT LULU	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	
215	SUR 13	286	VICENTIN	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	
217	SUR 46	217	DERIV 6	4.4	1.6	9.73	0.00	0.01	
[illegible]	[illegible]	250	EPICL 46	4.7	6.9	18.57	0.04	0.[illegible]	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
15	SUR 46	219	44958.0	1.2	0.6	17.54	0.00	0.01	
201	[illegible]	201	PAPA 46	0.7	0.7	6.44	0.00	0.01	
16	[illegible]	200	[illegible]	17.1	7.9	35.03	0.04	0.73	
217	DERIV 6	293	6 46	1.7	1.5	4.34	0.00	0.00	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
23	1 6 3	215	SUR 46	1.9	0.9	33.24	0.00	0.06	
255	PEPEZG 6	251	PEPEZG 4	[illegible]	5.4	23.[illegible]	0.01	0.21	
222	DERIV 12	228	DERIVCA	12.7	6.9	26.63	0.03	0.19	
224	DERIV 12	284	12 46	2.4	0.8	4.78	0.00	0.00	
227	DERIV 1	286	VICENTIN	14.7	5.0	29.15	0.01	0.13	
228	DERIVCA	281	NORTE 46	7.4	7.7	19.99	0.01	0.01	
228	DERIVCA	252	CAPOLINA	4.1	1.1	9.76	0.00	0.00	
[illegible]	[illegible]	294	[illegible]	[illegible]	[illegible]	25.01	0.00	0.02	
[illegible]	PEPEZG 6	[illegible]	3 46	[illegible]	[illegible]	28.[illegible]	0.00	0.07	
[illegible]	DERIV 6	[illegible]	6 46	[illegible]	[illegible]	21.65	0.01	0.04	
242	INAQU 14	283	14 46	14.0	3.9	27.31	0.01	0.03	
242	INAQU 4	201	NORTE 46	17.1	5.1	33.63	0.04	0.31	
242	INAQU 6	242	INAQU 4	2.1	2.2	15.76	0.00	0.01	
247	QUINCHE	249	QUINCHE	6.8	-6.1	45.66	0.03	0.31	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	S ROSA 4	[illegible]	3.1	21.50	0.04	0.10	
250	EPICL 46	240	EPICL 23	7.4	5.0	47.40	0.02	0.66	
250	EPICL 46	240	EPICL 23	7.4	-5.3	47.40	0.02	0.66	
250	EPICL 46	252	3 46	4.1	-4.1	8.80	0.01	0.02	
250	EPICL 46	294	S ROSA 4	7.1	9.1	21.50	0.09	0.16	
251	PEPEZG 4	294	6 46	2.0	4.1	18.69	0.01	0.01	
251	PEPEZG 4	288	DERIV 10V	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	20.49	0.01	0.01	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	36.[illegible]	[illegible]	[illegible]	
252	3 46	253	7 46	6.1	4.9	14.54	0.02	0.07	
253	7 46	295	S ALGR 4	12.1	10.3	29.43	0.11	0.29	
253	7 46	299	7 6 3	6.0	-5.2	38.75	0.02	0.46	
255	9 46	295	S ALGR 4	9.7	9.1	21.10	0.04	0.10	
261	[illegible]	294	S ALGR 1	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
263	13 46	263	DERIV 13	6.2	1.5	15.64	0.02	0.05	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
263	13 46	294	11 6 1	1.4	1.4	17.60	0.01	0.09	
263	13 46	295	S ALGR 4	10.7	7.7	30.71	0.05	0.05	
267	17 46	268	DERIV 17	3.7	4.0	10.07	0.00	0.01	
267	17 46	245	17 6 3	3.7	4.0	27.47	0.01	0.21	
268	DERIV 1	294	19 46	4.4	10.2	25.95	0.04	0.13	
269	19 46	249	19 12 3	1.0	0.5	11.49	0.00	0.01	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
274	18 138	303	POMASQUI	9.8	10.7	8.99	0.01	-0.35	
274	18 138	274	18 23	9.8	-10.7	40.99	0.03	1.24	
277	16 46	281	NORTE 46	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	
277	16 46	223	16 6 3	5.9	5.5	40.15	0.02	0.46	
[illegible]	16 46	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	16 46	900	DERIV 16	11.8	10.9	36.30	0.05	0.12	
281	NORTE 46	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
281	NORTE 46	286	VICENTIN	9.1	3.1	15.99	0.02	0.19	
282	CAPOLINA	228	CAPOL 6	4.8	1.8	26.05	0.01	0.17	
285	S ALGR 4	900	DERIV 16	11.0	10.4	30.04	0.05	0.18	
286	VICENTIN	241	TON 6 3	1.1	1.1	10.19	0.00	0.03	
286	VICENTIN	288	DERIV 10V	0.8	0.3	1.50	1.00	0.00	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
287	10V 46	288	DERIV 10	0.8	0.3	3.45	0.00	0.01	

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESOE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
[illegible]	PAPA 46	[illegible]	SANGOL 4	0.6	[illegible]	5.96	0.00	0.00	
201	PAPA 46	141	PAPA 13	[illegible]	5.9	29.51	[illegible]	0.24	
[illegible]	PAPA 46	[illegible]	MOVIL 46	8.1	11.1	30.20	0.05	0.77	
201	PAPA 46	221	PAPA 23	11.8	6.4	62.65	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	ROSA 1	204	MACH 46	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	ROSA	[illegible]	S ROSA 2	8.4	[illegible]	54.15	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	MACH 46	[illegible]	MACHACH	[illegible]	1.5	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
206	SANGOL 4	233	SANGOL 2	2.6	0.9	35.80	0.00	0.05	
[illegible]	TUMBA 1	[illegible]	TUMBAC 2	10.7	[illegible]	36.06	0.13	[illegible]	
[illegible]	POMAS	225	S ALGR 1	17.1	7.4	8.82	0.00	-1.07	
[illegible]	POMASQ	[illegible]	POMASQUI	11.1	3.8	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	ALGR	552	S ROSA 1	-33.0	36.1	36.17	[illegible]	-5.21	
225	S ALGR 1	[illegible]	POMASQUI	10.1	[illegible]	23	0.03	[illegible]	
[illegible]	S ALGR 1	552	S ROSA 1	[illegible]	[illegible]	25.18	0.29	[illegible]	
225	S ALGR 1	205	S ALGR 4	22.7	-34.6	41.58	0.06	2.70	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	MOVIL 46	[illegible]	[illegible]	48.17	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	S ROSA 1	584	VICEN 13	10.7	-26.7	18.18	0.12	[illegible]	
[illegible]	S ROSA	[illegible]	S ROSA 4	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	VICEN	[illegible]	VICENTIN	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	VICEN 23	286	VICENTIN	[illegible]	[illegible]	26.41	0.01	0.27	[illegible]
1999	SROSFIC	[illegible]	S ROSA 1	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.00	[illegible]	
2000	S ROSA	1999	SROSFIC	115.2	170.5	54.88	0.00	10.90	
[illegible]	[illegible]	1999	SROSFIC	0.1	[illegible]	0.00	[illegible]	[illegible]	

El siguiente cuadro presenta el resumen operativo para el modelo de simulación para el año base en condición de demanda mínima.



3.4. COMPARACIÓN DE LAS CONDICIONES DE SIMULACIÓN PARA EL AÑO 1.999 CON EL INFORME DE OPERACIÓN DE LA EMPRESA ELECTRICA QUITO

La Empresa Eléctrica Quito cuenta con un sistema de base de datos con el comportamiento operativo del sistema en lo que se refiere a demanda de potencia, novedades en el sistema, despacho de generación entre otros. Para comparar los resultados obtenidos en la simulación realizada utilizando el programa PowerWorld 6.0 y los resultados reales del sistema para la condición del día 9 de Diciembre de 1.999 se procederá a presentar la tabla referente a las novedades operativas presentadas en el sistema.

CONSULTA DE NOVEDADES DEL SISTEMA

INGRESE FECHA DE NOVEDAD 9-DIC-1999 PRESIONE <<CTRL E>> EDITAR INFORMACION << F4 >> SALIR

HORA DE	HORA A	TIPO	NOMBRE	DESCRIPCION
00:00	02:00	AUTOMATICO	SAN RAFAEL	SE DESCONECTA MANUALMENTE LOS DISYUNTO
00:25	22:40	SUBESTACION	ELEMPIJ	SE CONECTA BANCO DE CAPACITORES
09:10	22:00	SUBESTACION	ETAPACHIVA	SE CONECTA LOS DOS BANCOS DE CAPACITORE
09:12	11:00	AUTOMATICO	SAN RAFAEL	SE DESCONECTA AUTOMATICAMENTE LOS DISYU
14:17	14:59	CENTRAL	CUMBAYA	SALE MANUALMENTE DEL PARALELO PARA COMP
18:33	21:59	SUBESTACION	SAN RAFAEL	SE CONECTA EL BANCO DE CAPACITORES EN 1
18:37	21:37	CENTRAL	VILLAFRANCO EPF	SE CONECTA AL SISTEMA EL PARA ESPOLA
21:15	21:55	SUBESTACION	SAN RAFAEL	SE DESCONECTA MANUALMENTE LOS DISYUNTOR

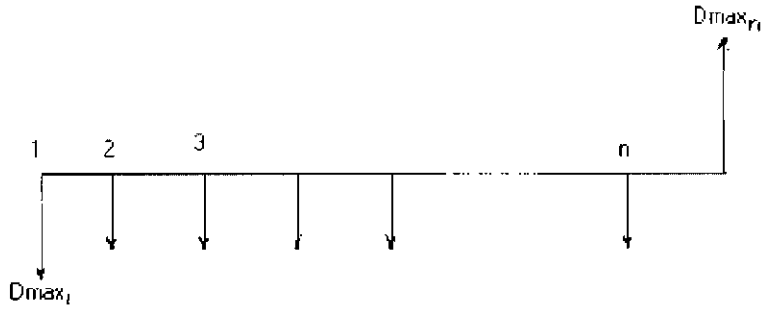
Para la simulación realizada para el presente estudio, se observaron problemas de sobrecarga en la subestación San Rafael. Como se puede observar en el gráfico anterior, existe un equipo permanente de operación en la subestación y para este día específico se han presentado eventos que muestran un comportamiento inadecuado en la instalación.

Esto confirma los problemas que se presentan en la operación real de la subestación San Rafael.

CAPITULO IV
Método para Proyección de la Demanda de la EEQSA

1. DESCRIPCIÓN DEL METODO PARA PROYECCIÓN DE DEMANDA APLICADO POR LA EMPRESA ELECTRICA QUITO

La base para la implementación de la metodología para proyección de demanda de la Empresa Eléctrica Quito toma como referencia el valor tabulado de datos estadísticos de la demanda de grupos de subestaciones vecinas. Las tasas aplicadas corresponden al valor estadístico obtenido a partir de una serie histórica con datos obtenidos a partir del año 1.983. El valor que se utiliza corresponde a la **demanda pico anual** y cada año se agregan nuevos datos a la serie estadística. Esta metodología parte de la aplicación de funciones matemáticas que se ajusten mejor a los valores reales, siendo aceptable la utilización de una función polinómica de segundo orden, siempre y cuando el estudio de demanda se realice para un periodo igual o menor a tres (3) años. En caso contrario, si el estudio es para un periodo mayor, se realiza la aplicación de la ecuación utilizada para la proyección exponencial. La metodología esta definida de la siguiente manera, partiendo de un diagrama de flujos de crecimiento, tenemos:



Donde:

- $Dmax_n$ = Demanda Máxima año n
- $Dmax_i$ = Demanda Máxima año inicial
- n = número de años
- t = tasa de crecimiento

Aplicando la siguiente ecuación de proyección:

$$Dmax_n = Dmax_i \cdot (1 + \frac{t}{100})^n \qquad (1)$$

1.1. DESARROLLO DEL METODO DE ESTUDIO DE DEMANDA APLICANDO LA ECUACIÓN DE PROYECCIÓN (1)

1.1.1. DEMANDA POR GRUPOS DE SUBESTACIONES

Para el estudio de la demanda por subestación, se consideran grupos de subestaciones que mantienen características similares, considerando los siguientes factores:

- Se parte de la tasa ajustada para un grupo de subestaciones, permitiendo de este modo reducir las inconsistencias de los datos que se obtendrían al proyectar individualmente las subestaciones.

- Para la aplicación de los valores de tasa de crecimiento es necesario considerar que existen casos en los que en la práctica ha existido un valor positivo o negativo, o un crecimiento o decrecimiento exagerado, lo que en realidad se debe a una transferencia de carga entre primarios de subestaciones, y no solo al comportamiento del mercado. La consideración de transferencias de carga se aplica únicamente para el primer año del estudio de proyección.

- Partiendo de información sobre ordenanzas municipales, nuevos proyectos urbanísticos o de índole social como centros de entretenimiento o parque, la empresa debe considerar una tasa de crecimiento acorde a estas situaciones.

1.1.1.1. Grupos de Subestaciones

Las subestaciones se agrupan de acuerdo a los puntos de conexión con el Sistema Nacional de Transmisión. Los grupos que se consideran son los siguientes:

GRUPO #1	GRUPO # 2	GRUPO # 3
Nº 2	Nº10-N	Nº 15
Nº 3-23	Nº10-V	Nº 16
Nº 3	Nº11	Nº 17
Nº 4	Nº 12	OLIMPICO
Nº 6	P.GUERRERO	CAROLINA
Nº 7	Nº13	IÑAQUITO
Nº 8	EL QUINCHE	
Nº 9		
SANGOLQUI		

GRUPO # 4	GRUPO # 5	GUPO # 6
Nº 18	S. RAFAEL-23	TUMBACO
Nº 19-23	S. RAFAEL-13	
Nº 19-13		
POMASQUI		

GRUPO # 7	GRUPO # 8
SANTA ROSA	MACHACHI
EPICLACHIMA	(ADELCA)

A parir de datos históricos obtenidos de las mediciones realizadas en el Sistema Eléctrico Quito desde el año 1.983, se han determinado los valores de demanda máxima en MVAs para las subestaciones. A continuación se presenta la tabla de datos correspondiente:

GRUPOS DE SUBESTACIONES	CARGA EN MVA																				
	1.983	1.984	1.985	1.986	1.987	1.988	1.989	1.990	1.991	1.992	1.993	1.994	1.995	1.996	1.997	1.998	1.999
GRUPO # 1																	
Nº2	6,2	5,6	7,4	5,6	5,3	6,1	5,2	6,5	7,0	5,6	5,6	6,0	9,1	6,7	4,5	7,2	6,2
Nº3(3)	9,3	9,8	11,0	8,9	11,6	9,9	12,8	13,0	12,1	12,8	12,3	14,3	16,7	16,1	12,2	13,3	9,4
Nº3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,8	2,6	7,2	7,5	10,7	8,9	11,6	8,7	12,4	9,5	15,1
Nº4	5,3	6,1	9,8	10,5	10,8	10,4	11,9	12,2	14,5	15,4	14,8	14,8	19,5	18,4	18,4	15,1	15,8
Nº5	7,6	7,2	6,8	4,0	5,6	4,7	4,2	4,4	4,1	3,3	4,0	3,9	3,6	3,6	4,5	4,8	4,4
Nº7	0,0	0,0	0,0	12,6	3,1	9,5	7,7	10,4	10,6	13,1	15,6	12,5	13,6	15,3	15,0	14,7	14,5
Nº8	8,3	7,3	8,2	4,2	5,0	9,4	9,0	9,5	4,3	5,9	5,6	5,9	6,0	5,6	5,7	5,8	7,0
Nº9	9,1	9,4	10,3	7,3	7,5	7,5	6,2	8,3	7,4	8,0	7,7	8,3	7,9	7,0	5,6	5,2	6,7
SANGOLQUI														5,2	5,6	7,3	6,3
SUBTOTAL	45,8	45,4	53,5	53,1	59,9	59,1	58,3	63,1	64,9	70,7	72,9	74,6	87,4	87,5	95,0	90,7	89,4
GRUPO # 2																	
Nº1(4)	4,8	4,4	8,5	7,9	6,9	3,9	3,5	4,2	5,7	5,1	6,4	5,2	4,7	6,4	10,0	3,3	5,6
Nº10	11,3	9,6	8,0	11,8	8,9	11,4	9,7	10,5	11,0	8,2	9,8	10,4	7,3	3,9	5,8	5,9	5,1
Nº11	10,1	10,2	10,8	8,6	8,7	8,8	7,8	8,4	9,4	8,6	9,1	8,6	8,0	9,5	6,8	8,6	8,5
Nº12	5,0	7,6	7,4	6,2	7,3	7,1	6,8	7,2	7,8	7,8	7,8	7,6	7,4	7,0	6,8	5,7	5,9
E.G.TERPERIC													8,0	9,9	11,1	9,6	9,7
Nº13	4,3	3,8	3,2	9,0	6,9	6,1	7,5	8,5	7,3	7,2	8,3	8,4	8,9	7,6	9,0	8,2	8,2
EL QUINCHE																14,7	16,8
SUBTOTAL	35,5	35,8	36,5	39,1	38,7	37,3	36,3	38,7	41,8	36,9	41,4	40,2	42,3	46,3	52,5	50,0	61,8
GRUPO # 3																	
Nº14	7,3	8,2															
Nº15	9,5	10,6	11,5	8,6	10,6	12,3	12,6	10,4	14,2	13,8	13,6	14,3	15,0	13,4	16,7	12,4	13,5
Nº16	7,1	16,4	25,0	24,1	22,2	21,0	22,7	24,4	24,5	24,1	23,2	25,8	27,7	27,8	26,0	27,8	28,2
Nº17	10,8	10,6	10,8	9,0	9,2	11,1	10,8	13,7	11,7	11,7	10,4	14,0	15,9	13,4	16,1	14,0	9,5
OLMEDO	6,3	6,4	12,4	9,8	12,6	12,9	11,7	12,5	13,1	12,9	12,8	15,0	12,4	12,1	12,4	13,3	13,1
CAROLINA	7,9	7,7	13,4	12,2	13,3	13,0	13,7	14,1	18,5	15,8	17,8	18,2	22,1	12,0	13,3	12,8	15,4
IÑAQUITO															8,4	7,6	9,9
SUBTOTAL	48,4	58,9	73,1	63,7	67,9	70,3	71,5	75,7	81,0	78,5	77,8	87,3	94,6	87,3	98,1	89,9	89,5
GRUPO # 4																	
Nº18	5,8	5,8	8,3	5,4	7,8	9,6	21,7	24,7	31,0	35,6	29,6	36,8	39,6	24,2	25,1	23,2	23,7
Nº19(3)	12,5	10,6	12,2	12,2	9,5	10,9	19,0	17,7	15,4	14,9	14,0	12,3	10,5	22,2	23,5	26,2	29,6
Nº19-3											11,7	15,9	19,4	7,0	5,2	2,0	2,7
POMASQUI														23,8	28,9	29,1	30,0
SUBTOTAL	18,3	16,4	20,5	17,6	27,3	30,5	40,7	42,4	46,4	50,5	54,3	65,0	69,3	77,2	82,7	81,5	85,2
GRUPO # 5																	
S.RAFAEL 22	6,4	6,6	3,3	0,0	0,4	7,8	11,9	11,1	13,3	14,5	10,4	18,6	21,9	19,4	17,1	2,2	27,7
S.RAFAEL 13	3,5	3,2	2,8	6,3	6,8	8,7	6,1	6,8	7,2	7,9	6,5	8,4	8,1	8,6	8,1	5,0	0,7
SUBTOTAL	10,1	9,8	6,1	6,3	7,2	16,5	18,0	17,9	20,5	22,4	16,9	27,0	30,0	26,0	25,2	26,2	28,4
GRUPO # 6																	
TUFIÑO	9,5	9,5	7,9	7,1	12,5	16,6	14,4	15,4	18,3	19,4	21,0	24,3	29,3	32,6	33,7	24,1	24,7
SUBTOTAL	9,5	9,5	7,9	7,1	12,5	16,6	14,4	15,4	18,3	19,4	21,0	24,3	29,3	32,6	33,7	24,1	24,7
GRUPO # 7																	
SANTA ROSA	5,2	5,8	4,9	5,4	5,4	7,5	8,1	9,0	9,6	10,5	10,0	12,7	18,6	13,8	16,3	16,3	15,6
EPICLACHIMA	18,9	21,8	21,2	22,6	20,1	22,1	25,3	26,1	27,8	27,6	25,9	31,0	31,3	27,4	36,3	36,0	35,8
SUBTOTAL	24,1	27,6	25,0	27,7	25,5	29,6	33,2	35,1	37,4	38,3	35,9	43,7	49,9	41,2	52,6	54,3	51,4
GRUPO # 8																	
MACHACHI	3,1	2,1	2,4	2,4	5,9	3,6	6,7	5,1	5,3	6,2	8,0	7,5	9,6	8,0	9,9	10,1	9,8
ALOAG	3,4	3,3	3,7	3,5	3,4	3,4	3,3	3,4	4,8	4,3	4,1	4,3	4,6	4,2	4,8	5,0	5,1
SUBTOTAL	5,5	5,4	6,1	5,7	9,3	6,9	10,0	8,4	10,1	10,5	12,1	11,8	14,2	12,2	14,7	15,1	14,9
TOTAL	207,3	209,1	229,7	214,3	237,3	255,8	281,6	296,4	321,4	319,0	335,3	373,9	417,3	409,8	455,5	429,6	441,7

Fuente: Ref. 13

Se puede observar que la tabla anterior presenta un crecimiento para cada subestación, para el conjunto de subestaciones y finalmente para el sistema completo. A continuación se presentan los cálculos de tasas de crecimiento por periodo, considerando diferentes intervalos de tiempo:

GRUPOS	TASA 1.983-1.999	TASA 1.983-1.987	TASA 1.987-1.991	TASA 1.991-1.995	TASA 1.995-1.999
GRUPO #1					
Nº 2	0.0	-3.8	7.2	6.8	-9.1
Nº 3-23	0.1	5.7	1.1	7.6	-12.7
Nº 3	---	---	---	13.1	6.4
Nº 4	6.2	19.5	3.1	12.2	-8.0
Nº 6	-3.4	-7.4	-7.5	-3.2	5.1
Nº 7	---	---	-5.2	6.4	1.6
Nº 8	-1.1	-11.9	-3.7	8.7	3.9
Nº 9	-1.9	-4.7	-0.3	1.3	-3.7
SANGOLQUI	---	---	---	---	---
SUBTOTAL	3.8	6.5	2.5	7.7	-1.2
GRUPO # 2					
Nº10-N	4.4	9.5	-4.7	-4.7	19.5
Nº10-V	-7.8	-5.8	5.4	-9.7	-19.3
Nº11	-1.1	-3.7	2.0	-4.0	1.5
Nº 12	1.0	9.9	1.7	-1.3	-5.5
P.GUERRERO	---	---	---	---	12.8
Nº13	4.1	12.5	3.4	3.0	-2.0
EL QUINCHE	---	---	---	---	---
SUBTOTAL	3.5	2.2	1.9	0.3	9.9
GRUPO # 3					
Nº 14	---	---	---	---	---
Nº 15	2.2	2.8	5.6	3.2	-2.6
Nº 16	3.2	6.7	2.5	3.1	0.4
Nº 17	-0.7	-3.5	6.2	8.0	-12.1
OLIMPICO	4.7	18.9	1.0	2.0	-2.0
CAROLINA	3.6	15.0	8.6	4.5	-11.8
IÑAQUITO	---	---	---	---	---
SUBTOTAL	2.5	3.8	4.5	4.0	-2.2
GRUPO # 4					
Nº 18	9.2	32.4	14.9	6.3	-12.0
Nº 19-23	5.6	-6.6	12.8	-9.1	29.8
Nº 19-13	---	---	---	---	-38.8
POMASQUI	---	---	---	---	---
SUBTOTAL	10.2	10.5	14.2	10.5	5.6
GRUPO # 5					
S. RAFAEL-23	9.6	12.9	6.3	13.3	6.0
S. RAFAEL-13	-9.7	17.2	1.4	3.0	-45.8
SUBTOTAL	6.7	14.5	4.5	10.0	-1.4
GUPO # 6					
TUMBACO	6.1	6.8	10.0	12.5	-4.2
GRUPO # 7					
SANTA ROSA	9.3	0.9	15.5	18.0	3.8
EPICLACHIMA	4.1	1.6	8.4	3.0	3.4
SUBTOTAL	5.6	1.4	10.0	7.5	3.6
GRUPO # 8					
MACHACHI	9.8	28.0	1.7	11.1	0.5
ADELCA	-0.6	0.0	9.0	-1.1	-9.4
SUBTOTAL	5.4	13.5	4.5	6.4	-2.4
TOTAL	4.8	5.6	5.7	6.7	1.4

A partir de los datos obtenidos para las tasas de crecimiento para el total del sistema se puede observar que la tasa aproximada de crecimiento aplicable en estudios de proyección de la demanda esta alrededor del 5%. Este calculo será realizado con mayor detalle más adelante en las proyecciones de los datos de la serie histórica.

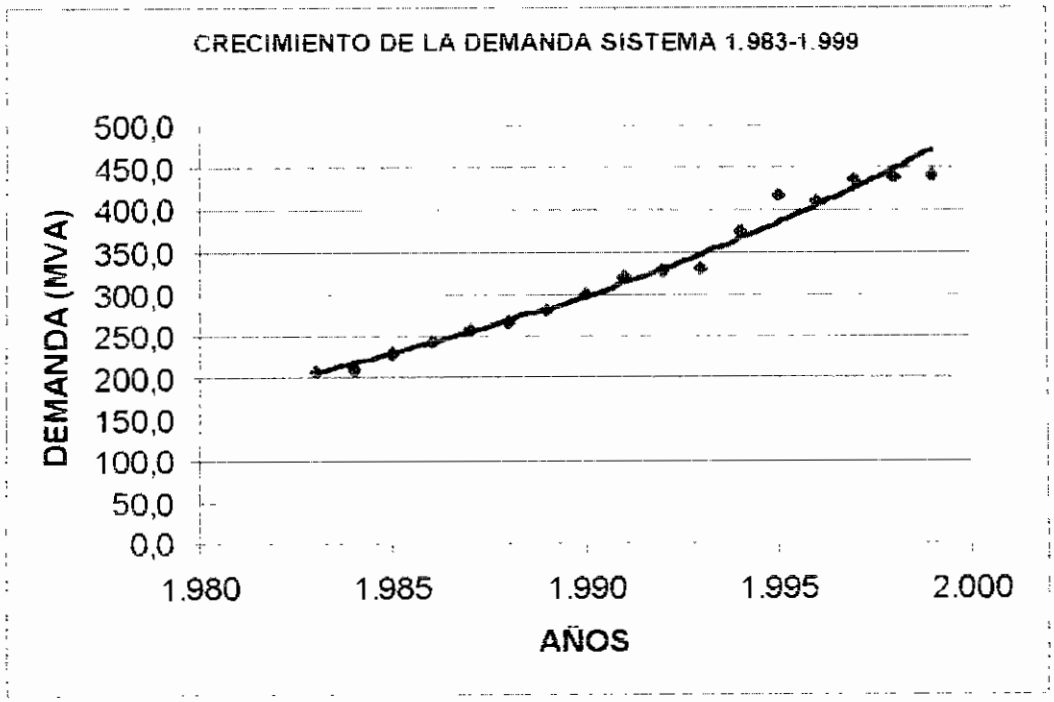
A continuación se presenta una gráfica que permite observar el crecimiento de la demanda de potencia para el total de la demanda de potencia para el Sistema Eléctrico Quito. En la curva se puede observar el decrecimiento de demanda que se presento en el periodo 1.992 – 1.993, otro caso entre mediados del año 1.995 y el año 1.996. También se puede observar la curva exponencial aplicada para considerar la tendencia de crecimiento, la que da como resultado la ecuación:

$$y = 196{,}57 * e^{0{,}0516*(t-40)}$$

La coeficiente de recurrencia al cuadrado es:

$$r^2 = 0{,}9837$$

Lo que permite considerar a la ecuación como una buena aproximación para la serie.



Las tasas calculadas para los periodos referidos en la tabla correspondiente permiten obtener una referencia que posteriormente servirá de base para las tasas que serán utilizadas para la proyección del crecimiento de la demanda. A mas de las consideraciones obtenidas a partir de la observación del comportamiento histórico de la demanda, es necesario conocer las trasferencias de carga entre alimentadores de subestaciones vecinas, para de este modo equiparar el crecimiento de demanda de una subestación con el decrecimiento de la demanda de otra subestación, estando ambas instalaciones siempre dentro del mismo grupo de subestaciones.

1.1.1.2. Consideraciones de Demanda Pico Anual

Para cada subestación en cada grupo se consideran las lecturas de 9h00 a 21h00 tomadas en la barra de la subestación. Estas lecturas se suman y se ajustan a la demanda pico del sistema y son considerados los siguientes valores: 1) El pico de demanda con el día de lecturas del sistema, y 2) El pico de demanda anual del sistema de potencia; con lo que se obtiene la demanda máxima anual de cada subestación del sistema de potencia.

1.1.1.3. Tasa Considerada para la proyección

Este valor de demanda máxima anual ajustada por subestación es el punto de partida para el estudio de proyección de demanda. El dato ajustado es comparado con el dato de otros años lo que permite considerar una tasa de crecimiento anual para la subestación. Esta tasa considera factores como la incorporación de nueva carga y la factibilidad de nuevos servicios como urbanizaciones, edificios, fábricas, etc. Se puede observar que las tasas aplicadas para realizar el cálculo de la proyección del crecimiento de la demanda corresponden a valores ponderados de acuerdo al área de cobertura de las diferentes subestaciones del Sistema Eléctrico Quito; estos valores dependen de una familiarización, por parte del encargado del estudio de crecimiento, de las

condiciones presentadas a lo largo del tiempo para las subestaciones del sistema, siendo importante determinar una mejor forma para la determinación de dichas tasas. Es necesario entonces implementar un estudio que permita recabar datos para mejorar la metodología de proyección, estos valores permitirían tener una mejor base de datos para el cálculo del crecimiento de demanda y son:

- Las densidades de carga
- Análisis de cobertura para las subestaciones.
- Sectorización por micro áreas

En la actualidad se analizan individualmente cada subestación para verificar como evolucionaría la utilización de la carga prevista en cada nuevo punto de instalación, considerando: 1) Factores de utilización de nuevos equipos; y 2) Para el caso de nuevas cargas, si la potencia es mayor a 200 kVA se considera, en caso contrario esto estaría dentro del crecimiento normal de demanda de la subestación.

Con las consideraciones anteriores, se aplica la expresión (1) para la proyección de demanda para cada una de las subestaciones del sistema. Es posible que para cada una de las subestaciones del conjunto se consideren tasas de crecimiento diferentes.

1.1.1.4. Clasificación de Zonas de cobertura para las subestaciones

De acuerdo con las medidas tomadas hora a hora para el sistema de potencia de la Empresa Eléctrica Quito, es posible determinar el tipo de consumo para el cual una subestación esta prestando su servicio, dato que se obtiene a través del análisis de la curva de carga de la subestación. Para esto, es necesario considerar los tipos de usuarios que tiene un sistema eléctrico y sus diferentes combinaciones: 1) Residencial; 2) Comercial; 3) Industrial; 4) Residencial y Comercial; 5) Comercial e Industrial; y 6) Residencial e Industrial.

De la curva de carga se observan los diferentes picos que se presentan realizando las siguientes consideraciones basadas en datos prácticos:

- El Residencial tienen el pico aproximadamente entre las 19h00 y las 20h00
- El Comercial tiene su pico aproximadamente entre las 17h00 y las 18h00
- El Industrial tiene un pico aproximadamente entre las 10h00 y las 13h00

Para las zonas de consumo que presentan combinaciones de tipos de usuarios, se pueden observar curvas de carga que presentan más de un pico pronunciado, coincidentes con dos o más valores típicos de acuerdo al tipo de usuario. Es necesario considerar que en el Sistema Eléctrico Quito existen en prácticamente todas las zonas de consumo una combinación de los tres tipos de usuarios, pero observando las curvas de carga se puede ver cual de todos es el predominante y así intuir el valor de la tasa que debe ser aplicada para el estudio de demanda.

1.1.1.5. Consideraciones finales para la aplicación del Método de Proyección de demanda

Se realizan ciertas consideraciones en el Departamento de Planificación de SEP de la Empresa Eléctrica Quito para aplicar una tasa de crecimiento anual acumulativa.

1. Considerar las características urbanísticas y de desarrollo socioeconómico de la zona de servicio de la subestación. Esto para el valor de la tasa a aplicar dentro de la ecuación.

2. Calcular crecimientos de demanda individuales para cada subestación del sistema.

3. Luego de considerar los crecimientos de demanda individuales, se realiza la sumatoria de todos los valores obtenidos, la misma que no debe ser mayor que la demanda estimada global para el sistema. En caso de que

se sobrepase este valor, es necesario considerar nuevas tasas para las subestaciones, repitiendo este proceso hasta encontrar valores que concuerden con la demanda global. La proyección de la demanda global obedece a la serie histórica presentada en el punto 1.1.1.1. del presente capítulo. La demanda proyectada para los grupos de subestaciones debe coincidir con la demanda global proyectada.

4. Luego de esto se aplica la expresión (1) para conocer la demanda por subestación para el siguiente año.

5. Se determinan dos valores:

   a) La ecuación de proyección (1) genera un valor de demanda proyectada sin transferencia.
   b) Para conocer el valor considerando la transferencia se consideran las ampliaciones de subestaciones o el ingreso de nuevas instalaciones. Esto se aplica solo en subestaciones que pueden ser afectadas de acuerdo al Plan de Obras de la Empresa Eléctrica Quito, aplicándose generalmente en casos de subestaciones vecinas con transferencias de carga.

2. DEMANDA PROYECTADA PARA EL PERIODO 2.000 – 2.005

2.1. INTRODUCCIÓN

El presente punto de análisis tiene por objetivo presentar el crecimiento de la demanda para el período 2.000 – 2.005, considerando las tasas y metodología aplicada por la Empresa Eléctrica Quito.

2.2. PROYECCIÓN AÑO 2.000

S/Es Y REGISTROS	TASA (%)	CAPACI. INSTAL. MVA-FA	SIN TRANS MVA	CON TRANS MVA	CARGA - PICO/2000 FP(PU)	MW	MVAR
STA. ROSA 46 KV:							
Nº 2	2.25	10,0	6.3	6.3	0.94	5.9	2.2
Nº 2-23	2.50	10,0	3.2	3.2	0.95	3.0	1.0
Nº 4	2.00	20.0	14.1	14.1	0.95	13.4	4.4
Nº 6	1.75	6.3	4.5	4.5	0.95	4.2	1.4
Nº 8	2.00	10.0	7.1	7.1	0.95	6.8	2.2
EPICLACHIMA	3.25	40.0	37.0	32.2	0.96	30.9	9.0
SANTA ROSA	3.75	20.0	22.4	15.4	0.96	14.8	4.3
S. RAFAEL-23	5.00	33,0	29.1	23.6	0.96	22.7	6.6
S. RAFAEL-13	2.25	10.0	0.7	0.0			
SANGOLQUI	3.50	20,0	6.5	13.9	0.95	13.2	4.3
MACHACHI	2.00	20,0	10.0	10.0	0.95	9.5	3.1
S. ALEGRE 46 KV:							
Nº 3	3.00	20.0	15.6	15.6	0.95	14.8	4.9
Nº 3-23	3.00	7,5	9.6	1.9	0.95	1.8	0.6
Nº 7	2.25	20.0	14.9	14.9	0.96	14.3	4.2
Nº 9	2.25	10.0	6.8	6.8	0.96	6.5	1.9
P.GUERRERO	2.25	20.0	9.9	9.9	0.95	9.4	3.1
Nº11	2.00	10.0	8.6	8.6	0.96	8.3	2.4
Nº13	2.25	20.0	8.4	8.4	0.95	7.9	2.6
Nº 16	2.75	40.0	29.0	29.0	0.96	27.9	8.1
S/E Nº19 46KV :							
Nº 19-23	3.50	33.0	30.8	30.8	0.94	29.0	10.5
Nº 19-13	2.25	10.0	2.7	2.7	0.91	2.5	1.1
Nº 15	2.75	20.0	13.8	13.8	0.92	12.7	5.4
Nº 17	2.25	20.0	9.7	9.7	0.91	8.8	4.0
LOS BANCOS							
VICENTINA 46 KV:							
Nº10-N	2.75	20.0	9.8	9.8	0.96	9.4	2.8
Nº10-V	3.00	6,3	3.2	3.2	0.96	3.1	0.9
Nº 12	2.50	10.0	6.1	6.1	0.95	5.8	1.9
CAROLINA	3.00	20.0	13.8	13.8	0.95	13.1	4.3
OLIMPICO	2.50	20.0	13.4	13.4	0.96	12.9	3.8
IÑAQUITO	3.00	20.0	9.5	9.5	0.94	8.9	3.2
TUMBACO	5.50	33.0	26.0	26.0	0.94	24.5	8.9
QUINCHE	4.75	20.0	17.6	17.6	0.94	16.6	6.0
S/Es 138/23 KV:							
Nº18-NUEVA	4.00	33.0	24.6	24.6	0.95	23.4	7.7
CHILLOGALLO	4.00	33,0	0.0	18.3	0.98	17.9	3.6
AUTOGENERADORES				3.0		2.7	1.3
POMASQUI	4.00	33.0	31.2	31.2	0.95	29.6	9.7
DEM.COINC S/Es:						438.0	141.9
PAPALLACTA:						2.8	4.1
AUTOGENERADORES:						4.3	2.1
DEM.SISTEMA:				479.8		453.8	155.7
PERD.LS/T.S/E:						8.8	7.7
PERDIDAS (%)						2.0	5.4
TASA ANUAL(%)						2.50%	

2.3. PROYECCIÓN AÑO 2.001

S/Es Y REGISTROS	TASA (%)	CAPACI INSTAL. MVA-FA	SIN TRANS MVA	CARGA - PICO/2001 FP(PU)	MW	MVAR
STA. ROSA 46 KV:						
Nº 2	2,00	10,0	6,4	0,94	6,1	2,2
Nº 2-23	2,25	10,0	3,3	0,95	3,1	1,0
Nº 4	1,50	20,0	14,3	0,95	13,6	4,5
Nº 6	1,50	6,3	4,5	0,95	4,3	1,4
Nº 8	1,75	10,0	7,3	0,95	6,9	2,3
EPICLACHIMA	2,50	40,0	33,0	0,96	31,7	9,2
SANTA ROSA	3,00	20,0	15,8	0,96	15,2	4,4
S. RAFAEL-23	4,50	33,0	24,7	0,96	23,7	6,9
S. RAFAEL-13						
SANGOLQUI	2,50	20,0	14,2	0,95	13,5	4,4
MACHACHI	1,50	20,0	10,1	0,95	9,6	3,2
S. ALEGRE 46 KV:						
Nº 3	2,50	20,0	16,0	0,95	15,2	5,0
Nº 3-23	2,50	7,5	2,0	0,95	1,9	0,6
Nº 7	2,00	20,0	15,2	0,96	14,6	4,2
Nº 9	2,00	10,0	7,0	0,96	6,7	1,9
P.GUERRERO	1,75	20,0	10,1	0,95	9,6	3,1
Nº11	1,50	10,0	8,8	0,96	8,4	2,5
Nº13	1,50	20,0	8,5	0,95	8,1	2,7
Nº 16	2,25	40,0	29,7	0,96	28,5	8,3
S/E Nº19 46KV :						
Nº 19-23	3,00	53,0	31,8	0,94	29,9	10,8
Nº 19-13	1,75	10,0	2,8			
Nº 15	2,50	20,0	14,2	0,92	13,1	5,6
Nº 17	2,00	20,0	9,9	0,91	9,0	4,1
LOS BANCOS		10,0	0,0	0,91	2,5	1,14
VICENTINA 46 KV:						
Nº10-N	2,50	20,0	10,1	0,96	9,7	2,8
Nº10-V	2,75	6,3	3,3	0,96	3,2	0,9
Nº 12	2,00	10,0	6,2	0,95	5,9	1,9
CAROLINA	3,00	20,0	14,2	0,95	13,5	4,4
OLIMPICO	2,25	20,0	13,7	0,96	13,2	3,8
IÑAQUITO	2,75	20,0	9,8	0,94	9,2	3,3
TUMBACO	4,50	33,0	27,2	0,94	25,6	9,3
QUINCHE	4,50	20,0	18,4	0,94	17,3	6,3
S/Es 138/23 KV:						
Nº18-NUEVA	3,00	33,0	25,4	0,95	24,1	7,9
CHILLOGALLO	3,00	33,0	18,9	0,98	18,5	3,8
AUTOGENERADORES					2,7	1,3
POMASQUI	3,00	66,0	32,1	0,95	30,5	10,0
DEM.COINC S/Es:					449,9	145,8
PAPALLACTA:					2,8	4,1
AUTOGENERADORES:					6,2	3,1
DEM.SISTEMA.			494,8		467,9	160,8
PERD LS/T.S/E:					9,0	7,9
PERDIDAS (%)					2,0	5,4
TASA ANUAL(%).					3,11%	

Se puede observar que para el periodo 2.000 – 2.001 existe un crecimiento del 3,13% para la demanda del sistema en MVA.

2.4. PROYECCIÓN AÑO 2.002

S/Es Y REGISTROS	TASA (%)	CAPACI. INSTAL. MVA-FA	SIN TRANS MVA	CARGA - PICO/2002 FP(PU)	MW	MVAR
STA. ROSA 46 KV:						
Nº 2	2,00	10,0	6,6	0,94	6,2	2,2
Nº 2-23	2,50	10,0	3,4	0,95	3,2	1,0
Nº 4	2,00	20,0	14,6	0,95	13,8	4,5
Nº 6	2,00	6,3	4,6	0,95	4,4	1,4
Nº 8	2,50	10,0	7,5	0,95	7,1	2,3
EPICLACHIMA	3,00	40,0	34,0	0,96	32,7	9,5
SANTA ROSA	3,50	20,0	16,4	0,96	15,7	4,6
S. RAFAEL-23	6,50	33,0	26,3	0,96	25,2	7,4
S. RAFAEL-13						
SANGOLQUI	2,50	20,0	14,6	0,90	13,1	6,4
MACHACHI	2,50	20,0	10,4	0,95	9,9	3,2
S. ALEGRE 46 KV:						
Nº 3	2,50	20,0	16,4	0,95	15,5	5,1
Nº 3-23	2,50	7,5	2,0	0,95	1,9	0,6
Nº 7	2,50	20,0	15,5	0,96	14,9	4,4
Nº 9	2,50	10,0	7,1	0,96	6,8	2,0
P.GUERRERO	2,50	20,0	10,3	0,95	9,8	3,2
Nº11	2,50	10,0	9,0	0,96	8,6	2,5
Nº13	2,50	20,0	8,7	0,95	8,3	2,7
Nº 16	3,50	40,0	30,7	0,96	29,5	8,6
S/E Nº19 46KV :						
Nº 19-23	3,50	53,0	32,9	0,94	30,9	11,2
Nº 19-13						
Nº 15	2,50	20,0	14,5	0,92	13,4	5,7
Nº 17	2,00	20,0	10,1	0,91	9,2	4,2
LOS BANCOS	2,25	10,0	2,8	0,91	2,6	1,17
VICENTINA 46 KV:						
Nº10-N	2,50	20,0	10,3	0,96	9,9	2,9
Nº10-V	2,50	6,3	3,4	0,96	3,3	1,0
Nº 12	1,25	10,0	6,3	0,95	5,9	2,0
CAROLINA	2,50	20,0	14,5	0,95	13,8	4,5
OLIMPICO	2,50	20,0	14,1	0,96	13,5	3,9
IÑAQUITO	2,50	20,0	10,0	0,94	9,4	3,4
TUMBACO	7,00	33,0	29,1	0,94	27,4	9,9
QUINCHE	7,00	20,0	19,7	0,94	18,5	6,7
S/Es 138/23 KV:						
Nº18-NUEVA	3,50	33,0	26,3	0,96	25,2	7,4
CHILLOGALLO	3,50	33,0	19,5	0,95	18,5	6,1
AUTOGENERADORES					2,7	1,3
POMASQUI	4,00	66,0	33,4	0,96	32,1	9,4
DEM.COINC.S/Es:					464,8	152,9
PAPALLACTA:					2,8	4,1
AUTOGENERADORES:					6,2	3,1
DEM.SISTEMA:			513,2		484,8	168,4
PERD.LS/T.S/E.					10,9	8,3
PERDIDAS (%)					2,4	5,4
TASA ANUAL(%):					3,6%	

Se puede observar que para el periodo 2.001 – 2.002 existe un crecimiento del 3,72% para la demanda del sistema en MVA.

2.5. PROYECCIÓN AÑO 2.003

S/Es Y REGISTROS	TASA (%)	CAPACI. INSTAL. MVA-FA	SIN TRANS MVA	CARGA - PICO/2003		
				FP(PU)	MW	MVAR
STA. ROSA 46 KV:						
Nº 2	2,50	10,0	6,7	0,94	6,3	2,3
Nº 2-23	2,50	10,0	3,4	0,95	3,3	1,1
Nº 4	2,50	20,0	14,9	0,95	14,2	4,7
Nº 6	2,50	10,0	4,7	0,95	4,5	1,5
Nº 8	2,50	10,0	7,6	0,95	7,3	2,4
EPICLACHIMA	3,50	40,0	35,2	0,96	33,8	9,9
SANTA ROSA	3,50	20,0	17,0	0,96	16,3	4,8
S. RAFAEL-23	7,00	33,0	28,1	0,96	27,0	7,9
S. RAFAEL-13						
SANGOLQUI	2,50	20,0	14,9	0,90	13,5	6,5
MACHACHI	2,50	20,0	10,6	0,95	10,1	3,3
S. ALEGRE 46 KV:						
Nº 3	2,50	20,0	16,8	0,95	15,9	5,2
Nº 3-23	2,50	7,5	2,1	0,95	2,0	0,6
Nº 7	2,50	20,0	15,9	0,96	15,3	4,5
Nº 9	2,50	10,0	7,3	0,96	7,0	2,0
P.GUERRERO	2,50	20,0	10,6	0,95	10,0	3,3
Nº11	2,50	10,0	9,2	0,96	8,8	2,6
Nº13	2,50	20,0	8,9	0,95	8,5	2,8
Nº 16	3,50	40,0	31,8	0,96	30,5	8,9
S/E Nº19 46KV :						
Nº 19-23	4,00	53,0	34,2	0,94	32,1	11,7
Nº 19-13						
Nº 15	2,50	20,0	14,9	0,92	13,7	5,8
Nº 17	2,00	20,0	10,3	0,91	9,4	4,3
LOS BANCOS	2,50	10,0	2,9	0,91	2,6	1,2
VICENTINA 46 KV:						
Nº10-N	2,50	20,0	10,6	0,96	10,2	3,0
Nº10-V	2,50	6,3	3,5	0,96	3,4	1,0
Nº 12	1,25	10,0	6,3	0,95	6,0	2,0
CAROLINA	2,50	20,0	14,9	0,95	14,1	4,6
OLIMPICO	2,50	20,0	14,4	0,96	13,8	4,0
IÑAQUITO	2,50	20,0	10,3	0,94	9,7	3,5
TUMBACO	7,00	33,0	31,2	0,94	29,3	10,6
QUINCHE	7,00	40,0	21,1	0,94	19,8	7,2
S/Es 138/23 KV:						
Nº18-NUEVA	4,25	33,0	27,4	0,96	26,3	7,7
CHILLOGALLO	4,00	33,0	20,3	0,95	19,3	6,3
AUTOGENERADORES					2,7	1,3
POMASQUI	4,00	66,0	34,8	0,96	33,4	9,7
DEM.COINC.S/Es:					482,0	158,5
PAPALLACTA:					2,8	4,1
AUTOGENERADORES:					6,2	3,1
DEM.SISTEMA:			531,9		502,5	174,3
PERD.LS/T.S/E:					11,6	8,6
PERDIDAS (%)					2,4	5,4
TASA ANUAL(%):					3,7%	

Se puede observar que para el periodo 2.002 – 2.003 existe un crecimiento del 3,64% para la demanda del sistema en MVA.

2.6. PROYECCIÓN AÑO 2.004

S/Es Y REGISTROS	TASA (%)	CAPACI INSTAL. MVA-FA	SIN TRANS MVA	CARGA - PICO/2004 FP(PU)	MW	MVAR
STA. ROSA 46 KV:						
Nº 2	2.50	10.0	6.9	0.94	6.5	2.4
Nº 2-23	2.50	10.0	3.5	0.95	3.3	1.1
Nº 4	2.50	20.0	15.3	0.95	14.5	4.8
Nº 6	2.50	10.0	4.8	0.95	4.6	1.5
Nº 8	2.50	10.0	7.8	0.95	7.4	2.4
EPICLACHIMA	4.00	40.0	36.6	0.96	35.2	10 3
SANTA ROSA	4.00	20.0	17.6	0.96	16.9	4.9
S. RAFAEL-23	7.50	33.0	30.2	0.96	29.0	8.5
S. RAFAEL-13						
SANGOLQUI	2.50	20.0	15.3	0.90	13 8	6.7
MACHACHI	2.50	20.0	10.9	0.95	10.4	3.4
S. ALEGRE 46 KV:						
Nº 3	2.50	20.0	17.2	0.95	16.3	5.4
Nº 3-23	2.50	7.5	2.1	0.95	2.0	0.7
Nº 7	2 50	20.0	16.3	0 96	15 7	4.6
Nº 9	2.50	10.0	7.5	0.96	7.2	2.1
P.GUERRERO	2.50	20.0	10.8	0.95	10.3	3.4
Nº11	2.50	20,0	9.4	0.96	9.1	2.6
Nº13	2.50	20.0	9.1	0.95	8.7	2.9
Nº 16	3.50	40.0	32.9	0.96	31.6	9.2
S/E Nº19 46KV :						
Nº 19-23	4.50	53.0	35.7	0.94	33.6	12.2
Nº 19-13						
Nº 15	2.50	20.0	15.3	0.92	14.1	6.0
Nº 17	2.50	20.0	10.6	0.91	9.6	4.4
LOS BANCOS	2.75	10.0	3.0	0.91	2.7	1.2
VICENTINA 46 KV:						
Nº10-N	2.50	20.0	10.9	0.96	10.4	3.0
Nº10-V	2.50	6.3	3.6	0.96	3.4	1.0
Nº 12	2.00	10.0	6.5	0.95	6.1	2.0
CAROLINA	2.50	20.0	15.3	0.95	14.5	4.8
OLIMPICO	2.50	20.0	14.8	0.96	14.2	4.1
IÑAQUITO	2.50	20.0	10.5	0.94	9.9	3.6
TUMBACO	7.50	33.0	33.5	0.94	31.5	11.4
QUINCHE	7.50	40.0	22.7	0.94	21.3	7.7
S/Es 138/23 KV:						
Nº18-NUEVA	4.50	33.0	28.6	0.96	27.5	8.0
CHILLOGALLO	4.50	33.0	21.2	0.95	20.1	6.6
AUTOGENERADORES					2.7	1.3
POMASQUI	4.50	66.0	36.3	0.96	34.9	10.2
DEM COINC S/Es:					501.0	164.8
PAPALLACTA:					2.8	4.1
AUTOGENERADORES:					6.2	3.1
DEM.SISTEMA:			552.5		522.1	180.9
PERD.LS/T.S/E:					12.0	8.9
PERDIDAS (%)					2 4	5.4
TASA ANUAL(%)					3.9%	

Se puede observar que para el periodo 2.003 – 2.004 existe un crecimiento del 3,87% para la demanda del sistema en MVA.

2.7. PROYECCIÓN AÑO 2.005

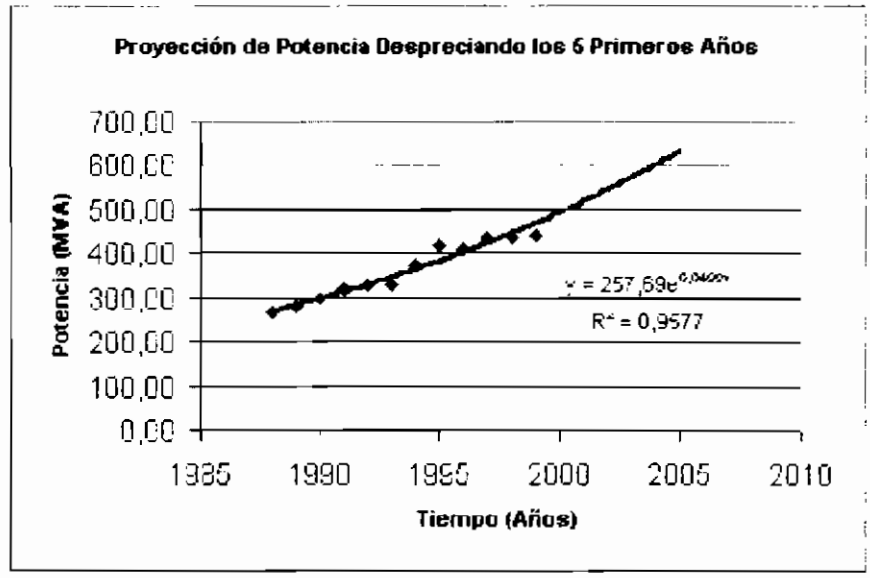
S/Es Y REGISTROS	TASA (%)	CAPACI. INSTAL MVA-FA	SIN TRANS MVA	CARGA - PICO/2005		
				FP(PU)	MW	MVAR
STA. ROSA 46 KV:						
Nº 2	2,50	10,0	7,1	0,94	6,7	2,4
Nº 2-23	2,50	10,0	3,6	0,95	3,4	1,1
Nº 4	2,50	20,0	15,7	0,95	14,9	4,9
Nº 6	2,50	10,0	5,0	0,95	4,7	1,6
Nº 8	2,50	10,0	8,0	0,95	7,6	2,5
EPICLACHIMA	4,00	40,0	38,1	0,96	36,6	10,7
SANTA ROSA	4,00	20,0	18,4	0,96	17,6	5,1
S. RAFAEL-23	7,50	66,0	32,5	0,96	31,2	9,1
S. RAFAEL-13						
SANGOLQUI	2,50	20,0	15,7	0,90	14,1	6,8
MACHACHI	2,50	20,0	11,2	0,95	10,6	3,5
S. ALEGRE 46 KV:						
Nº 3	2,50	20,0	17,6	0,95	16,7	5,5
Nº 3-23	2,50	7,5	2,2	0,95	2,1	0,7
Nº 7	2,50	20,0	16,7	0,96	16,1	4,7
Nº 9	2,50	10,0	7,7	0,96	7,4	2,2
P.GUERRERO	2,50	20,0	11,1	0,95	10,6	3,5
Nº11	2,50	20,0	9,7	0,96	9,3	2,7
Nº13	2,50	20,0	9,4	0,95	8,9	2,9
Nº 16	3,50	40,0	34,1	0,96	32,7	9,5
S/E Nº19 46KV :						
Nº 19-23	4,50	53,0	37,3	0,94	35,1	12,7
Nº 19-13						
Nº 15	2,50	20,0	15,7	0,92	14,4	6,1
Nº 17	2,50	20,0	10,8	0,91	9,9	4,5
LOS BANCOS	3,00	10,0	3,1	0,91	2,8	1,3
VICENTINA 46 KV:						
Nº10-N	2,50	20,0	11,1	0,96	10,7	3,1
Nº10-V	2,50	6,3	3,7	0,96	3,5	1,0
Nº 12	2,00	10,0	6,6	0,95	6,3	2,1
CAROLINA	2,50	20,0	15,6	0,95	14,9	4,9
OLIMPICO	2,50	20,0	15,2	0,96	14,5	4,2
IÑAQUITO	2,50	20,0	10,8	0,94	10,1	3,7
TUMBACO	7,50	66,0	36,0	0,94	33,8	12,3
QUINCHE	7,50	40,0	24,4	0,94	22,9	8,3
S/Es 138/23 KV:						
Nº18-NUEVA	4,75	33,0	30,0	0,96	28,8	8,4
CHILLOGALLO	4,75	33,0	22,2	0,95	21,1	6,9
AUTOGENERADORES					2,7	1,3
POMASQUI	5,00	66,0	38,1	0,96	36,6	10,7
DEM COINC S/Es:					521,3	171,4
PAPALLACTA:					2,8	4,1
AUTOGENERADORES:					6,2	3,1
DEM.SISTEMA:			574,7		543,1	187,9
PERD.LS/T.S/E:					12,8	9,3
PERDIDAS (%)					2,5	5,4
TASA ANUAL(%):					4,0%	

Se puede observar que para el periodo 2.004 – 2.005 existe un crecimiento del 4,02% para la demanda del sistema en MVA.

Despreciando los primeros cinco años de la serie para la proyección de la Potencia, se obtiene lo siguiente:

QUITANDO LOS PRIMEROS 5 AÑOS

AÑO	POTENCIA	PROYECCION EXPONENCIAL
1988	265,80	
1989	281,60	
1990	298,40	
1991	321,40	
1992	329,00	
1993	330,30	
1994	373,90	
1995	417,30	
1996	409,82	
1997	435,50	
1998	438,80	
1999	441,70	
2000		492,97
2001		518,20
2002		544,71
2003		572,58
2004		601,88
2005		632,68



Para lo cual la tasa aplicada para el periodo de proyección se reduce al 4,86%. Esto permite ver que la tasa real aplicable disminuye cuando los últimos valores de la serie presentan mayor peso en la serie de proyección. Los últimos cinco años de la serie presentan variaciones debidas a problemas como los racionamientos de energía o la crisis económica del país, lo que da como resultado una caída de la demanda. Esto se considera al momento de aplicar la tasa en la tabla final de proyección de la demanda.

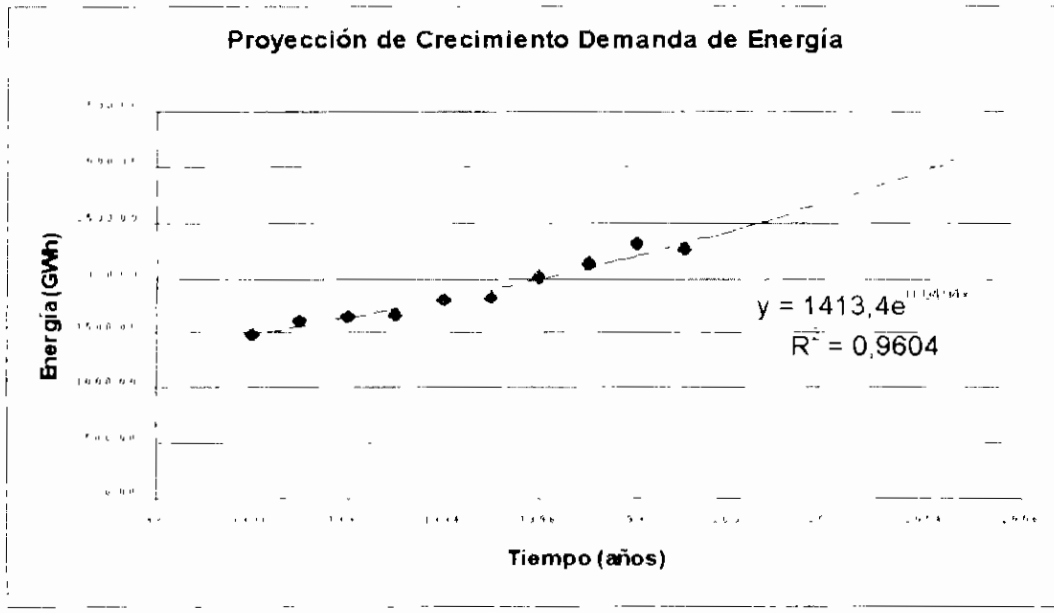
3. PROYECCIÓN DE CONSUMO DE ENERGIA PARA EL SISTEMA ELECTRICO QUITO

Para los datos históricos de los valores correspondientes al Balance de Energía para el Sistema Eléctrico Quito en el periodo 1.990 – 1.999 (Ref. 15), se presentan los valores proyectados para el crecimiento del consumo energético del sistema, de acuerdo a una tendencia definida por una ecuación de tipo exponencial con las siguientes características:

	ENERGIA (GWh)				PROYECCION
AÑO	HIDRAULICA	TERMICA	COMPRADA	TOTAL	EXPONENCIAL
1990	275,00	19,00	1193,00	1487,00	
1991	310,00	15,00	1287,00	1612,00	
1992	272,00	18,00	1360,00	1650,00	
1993	347,00	27,00	1284,00	1658,00	
1994	396,00	34,00	1374,00	1804,00	
1995	325,00	91,00	1396,00	1812,00	
1996	412,00	40,00	1569,00	2021,00	
1997	379,00	38,00	1716,00	2133,00	
1998	383,00	20,00	1910,00	2313,00	
1999	462,00	60,00	1732,00	2254,00	
2000					2433,66
2001					2556,91
2002					2686,39
2003					2822,43
2004					2965,36
2005					3115,53

Fuente: Ref. 15 *Elaboración: Sebastián Torres*

La proyección fue obtenida a partir de la siguiente gráfica:



Debido a que no se consideran obras en la parte de generación dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito hasta el año 2.005, como se podrá ver en el capítulo V. Esto implica que el crecimiento del consumo energético será cubierto a partir de la compra de energía a través del Sistema Nacional Interconectado.

Con los datos de la potencia total del sistema para el periodo 1.983 – 1.999 presentados en el punto 1.1.1.1., se ha realizado la siguiente proyección del crecimiento de la demanda para el sistema, considerándose la gráfica y las ecuaciones utilizadas en el mismo punto del presente capítulo:

AÑO	POTENCIA (MVA)	PROYECCIÓN EXPONENCIAL
1983	207,30	
1984	209,20	
1985	229,70	
1986	243,30	
1987	257,30	
1988	265,80	
1989	281,60	
1990	298,40	
1991	321,40	
1992	329,00	
1993	330,30	
1994	373,90	
1995	417,30	
1996	409,82	
1997	435,50	
1998	438,80	
1999	441,70	
2000		461,62
2001		486,07
2002		511,81
2003		538,91
2004		567,45
2005		597,50

Se puede observar que al realizar el cálculo de la tasa de crecimiento para los dos primeros valores, se obtiene una tasa de 4,5%, mientras que si se considera la tasa para los dos últimos valores, la tasa que se obtiene es del 5,3%. Estos valores respaldan la tasa promedio considerada del 5% para el crecimiento de la carga para las subestaciones del Sistema Eléctrico Quito. Es posible observar también que en los años anteriores al periodo de proyección se presenta un decrecimiento, el cual afecta la tasa utilizada para el cálculo de la proyección.

Con los datos de potencia y energía proyectados es posible realizar el cálculo del factor de carga para el Sistema Eléctrico Quito en el periodo 2.000 – 2.005:

AÑO	ENERGIA (GWh)	POTENCIA (MVA)	fp	POTENCIA (MW)	FACTOR DE CARGA
2000	2428,94	461,62	0,98	452,39	0,6129
2001	2551,94	486,07	0,98	476,35	0,6116
2002	2681,17	511,81	0,98	501,57	0,6102
2003	2816,95	538,91	0,98	528,13	0,6089
2004	2959,60	567,45	0,98	556,10	0,6075
2005	3109,47	597,50	0,98	585,55	0,6062

Las pérdidas totales para la Empresa Eléctrica Quito se deben enmarcar en los requerimientos de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus respectivos reglamentos.

En el Reglamento de Tarifas (Ref. 20), se presenta el siguiente artículo que trata sobre las pérdidas técnicas para las Empresas de Distribución:

"**Art. 12.- Pérdidas.-** Las cantidades adicionales de potencia y energía que se requieren para entregar un kilovatio y un kilovatio-hora al consumidor serán remuneradas al transmisor o al distribuidor, según corresponda, mediante la determinación de las pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas.

Las pérdidas técnicas se valorarán a través de las simulaciones de los sistemas de transmisión y distribución, a fin de precisar el porcentaje de ellas para cada nivel de servicio: transmisión, subtransmisión, media tensión y baja tensión. El cálculo se llevará a cabo para potencia y energía:

Remuneración de pérdidas por Potencia: corresponde a la compensación de las pérdidas sobre los costos acumulados de capacidad en los distintos niveles de tensión.

Remuneración de pérdidas por Energía: corresponde a la compensación de las pérdidas calculadas sobre la base del precio referencias de energía al nivel de generación.

Los estudios en los que se fijen los porcentajes de pérdidas técnicas serán elaborados por el Transmisor en coordinación con el Consejo Nacional de Control de Energía, CENACE y por el Distribuidor según corresponda y serán presentados al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC. La magnitud de las

pérdidas técnicas no excederá de los niveles que apruebe el CONELEC, los cuales se fundamentarán en los análisis técnico económicos que le sean presentados."

La Empresa Eléctrica Quito tiene los siguientes valores para el porcentaje de pérdidas totales en la Empresa, para el periodo 1.990 – 2.000.

Año	Energía Facturada	Pérdidas	% Pérdidas
1990	1219	266	17.89%
1991	1334	276	17.14%
1992	1405	243	14,73%
1993	1389	266	16.04%
1994	1478	324	17,96%
1995	1530	278	15.34%
1996	1693	328	16,24%
1997	1825*	308	14.43%
1998	1970	343	14.81%
1999	1879	375	16,63%
2000	640**	130	16.87%

Fuente: Ref. 5

- Se excluye el valor por recuperación de consumos (20,2 GWh), debido a la reducción de los periodos de facturación.

** Valores hasta Abril

Por su parte, la Empresa Eléctrica Quito se ha fijado la meta de reducir las pérdidas a un valor del 10% hasta el año 2.005.

En lo que se refiere alas pérdidas de potencia para el sistema de subtransmisión, la Empresa Eléctrica Quito desea mantener un orden del 2% y así encontrarse dentro de los parámetros dados por la OLADE como adecuados.

CAPITULO V
Plan de Obras para el Período 2.000-2.005

1. INTRODUCCIÓN

Para el presente capítulo se parte de la base del estudio de crecimiento de la demanda para el período comprendido entre los años 2.000 y 2.005. En el estudio del Sistema de Potencia de la Empresa Eléctrica Quito para el año 1.999 se consideran las condiciones presentes en el sistema hasta el día 31 de Diciembre, considerando que a partir del 1 de enero del año 2.000 se realizarán los cambios pertinentes en las instalaciones para poder abastecer la demanda y mejorar las condiciones de entrega de potencia y energía a los abonados de la Empresa Eléctrica Quito a través de las Subestaciones de las cuales esta compuesto el sistema. Para determinar las obras a realizarse para el funcionamiento adecuado del sistema con la proyección de demanda estimada, se procederá a simular un flujo de potencia para el sistema sin alteraciones pero considerando el crecimiento de carga. Este proceso se realizará para cada año del periodo 2.000 – 2.005.

2. PLAN DE OBRAS POR AÑO DE ESTUDIO DEL SISTEMA DE POTENCIA PERIODO 2.000 - 2.005

2.1. PLAN DE OBRAS PARA EL AÑO 2.000

2.1.1. SIMULACIÓN PARA EL SISTEMA AÑO 1.999 CON PROYECCIÓN DE CARGA PARA EL AÑO 2.000

Para la simulación de la proyección del año 1.999 considerando el crecimiento de la demanda, se consideran los datos obtenidos al aplicar la metodología para el estudio del crecimiento de la demanda, expuesto en el capítulo IV. A continuación se presentan las tablas correspondientes a los valores críticos del sistema, y se considera que los valores que no se presentan en las tablas se encuentran dentro de los rangos de voltaje 0,95 – 1,05 p.u. y con un valor de carga no mayor al 100%.

La condición de carga proyectada para los alimentadores de las subestaciones en el año 2.000 es la siguiente:

	A		B		C		D		E		F		G		H		ESPECIALES		I.HOLE	
S/E	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR
Nº 2-13			1,967	0,158	1,570	0,823	2,367	1,219												
Nº 2-23	3,000	1,000																		
Nº 4	2,688	0,875	2,618	0,427	3,525	1,157	2,686	0,882	1,024	0,336									0,922	0,303
Nº 6	1,237	0,412	0,337	0,112					1,012	0,337							1,462	0,487	0,221	0,074
Nº 8	1,038	0,309	1,137	0,339	0,823	0,135	1,609	0,480									2,401	0,726		
EPICLACHIMA	6,946	2,023	9,154	2,666	3,939	1,147	6,564	1,912	4,297	1,251										
SANTA ROSA	3,435	0,994	4,204	1,223	2,910	0,850	4,247	1,233												
S.RAFAEL-23	3,720	1,083	6,555	1,306	0,836	0,036	5,255	1,528			6,777	1,987								
S.RAFAEL-13																				
SANGOLQUI	6,725	2,192	6,471	2,108																
MALHACHI	3,606	1,202	2,927	0,476	1,956	0,652	0,368	0,333												
Nº 0-23	1,800	0,600																		
Nº 3	2,736	0,793	2,253	0,643	2,842	0,805	3,369	0,959	3,576	1,018	0,000	0,000							0,239	0,076
Nº 7	2,314	0,673	4,367	1,279	3,503	0,967	1,456	0,426	2,874	0,842										
Nº 9	0,712	0,211			2,109	0,626	1,482	0,440	2,241	0,665										
FIGUEREDO			0,000	0,000	1,298	0,456	2,552	0,832	2,620	0,854	2,593	0,845							0,239	0,076
Nº11	0,976	0,283	2,712	0,804	3,001	0,885	1,573	0,466												
Nº13	2,180	0,727	2,199	0,723	1,300	0,433	1,235	0,412	1,061	0,354									0,000	0,000
Nº 16	3,814	1,112	4,788	1,350	3,586	1,045	3,453	1,001	3,929	1,145	2,403	0,701	4,452	1,301	1,449	0,423			0,000	0,000
Nº 19-23	8,020	2,322	3,505	1,277	5,931	2,161	6,305	2,308	5,189	1,850										
Nº 19-13	2,454	1,125																		
Nº 15	3,967	1,663	3,122	1,313	1,396	0,567	2,569	1,089	1,873	0,788										
Nº 17	1,362	0,613	1,064	0,483	1,277	0,679	1,738	0,788	1,330	0,603			2,022	0,917						
Nº10-N	2,225	0,664	2,390	0,712	1,650	0,491	3,131	0,933	0,000	0,000										
Nº10-V	0,139	0,063	1,357	0,452	1,056	0,352	0,439	0,163												
Nº 12	2,384	0,953	2,211	0,711	0,000	0,000	0,545	0,175												
CAROLINA	3,136	1,054	3,171	1,049	0,624	0,206	1,317	0,436	3,534	1,169	1,247	0,413							0,000	0,000
NORTE	2,330	0,700	2,572	0,765	2,175	0,638	3,536	1,038	2,250	0,661										
IÑAQUITO	3,109	1,144	0,914	0,336	1,829	0,673	3,109	1,144												
Nº 18	4,231	1,411	5,141	1,691	4,250	1,398	6,237	2,051	3,482	1,145	0,000	0,000								
TUMBACO	4,957	1,819	4,812	1,760	2,041	0,747	7,373	2,881	6,270	2,294										
QUINCHE			5,883	2,122	4,310	1,555	6,357	2,293												
POMASQUI	3,522	2,813	8,221	2,711	5,893	1,946	6,383	2,306												
CHILLOGALLO	4,654	0,936	4,654	0,936	4,654	0,936	4,654	0,936												
LOS BANCOS																				

Para la simulación se obtiene como resultado que todos los voltajes en las barras se encuentran dentro del rango considerado, por lo que se presenta en este caso.

Se puede observar que existe únicamente una sobrecarga en la subestación Sangolquí debido al crecimiento que se presenta en esta subestación considerando la transferencia de carga entre esta instalación y la Subestación San Rafael en 13,8 kV. Los criterios que se aplican para la definición de obras para el año 2.000 en el Sistema Eléctrico Quito obedecen por completo a lo indicado por el Departamento de Planificación de SEP y el Departamento de Operación de la Empresa Eléctrica Quito, considerándose todo lo planteado por estos organismos para ser aplicado en el año 2.000.

2.1.2. OBRAS CONSIDERADAS PARA LA EXPANSION AL AÑO 2.000

Los resultados obtenidos a partir de la simulación y los datos suministrados por los departamentos indicados de la Empresa Eléctrica Quito referentes a las obras para el año 2.000, permiten presentar el siguiente esquema para la expansión del sistema de subtransmisión para el año 2.000.

2.1.2.1. Subestación Número 2

El transformador de la Subestación número 3 con las siguientes características:

CODIGO	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACIÓN	RELACION kV	R% (pu)	X% (pu)
No 3 (1) – 23	15 / 20	OA/FA	46 / 23 / 6.3	2,35	69,96

Se traslada a la subestación 2, quedando en reserva el transformador de la Subestación Número 3.

2.1.2.2. Subestación San Rafael

Los dos transformadores, tanto el del alimentador de 23 kV como el de 13,8 kV son substituidos por el transformador en reserva de la Subestación Número 18,

desapareciendo el voltaje de 13,8 kV en esta subestación. El nuevo transformador tiene las siguientes características:

CODIGO	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACIÓN	RELACION kV	R% (pu)	X% (pu)
No. 18	20 / 27 / 33	OA/FA1/FA2	138 / 23	1,48	50,48

Esto se realiza con el fin de eliminar el voltaje de 13,8 kV en la zona del valle de los Chillos.

2.1.2.3. Subestación Sangolquí

El transformador de la Subestación San Rafael de características:

CODIGO	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACIÓN	RELACION kV	R% (pu)	X% (pu)
SAN RAFAEL - 23	15 / 20	OA/FA	46 / 23	2,51	62,85

Se traslada a la Subestación Sangolquí. También se considera la instalación de un banco de capacitores de 4,5 MVAR. El transformador de la Subestación Sangolquí entra en reserva. Debido al cambio de voltaje en la subestación San Rafael, una parte de la carga de los alimentadores en 13,8 kV se considera deberá ser servida por la subestación Sangolquí, con lo que es necesario aumentar la capacidad del transformador.

2.1.2.4. Subestación Número 3

Debido al traslado del transformador de la Subestación Número 3 a la Subestación Número 2, el transformador de la Subestación Sangolquí en Reserva se instala en la esta subestación. Las características del nuevo transformador de la Subestación Número 3 son:

CODIGO	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACIÓN	RELACION kV	R% (pu)	X% (pu)
SANGOLQUÍ	2 50 / 7.50	OA	46 / 22 / 6 3	5,42	77,52

2.1.2.5. Subestación Número 10 Vieja

En esta subestación se realiza una transferencia de carga del transformador que abastece la demanda de los alimentadores C y D (alimentador E fuera de servicio) al transformador que abastece la carga de los alimentadores A y B, quedando un solo transformador energizado abasteciendo la carga de los alimentadores A, B, C y D (E continua fuera de servicio).

2.1.2.6. Subestación Chillogallo

El crecimiento de la demanda para la zona del extremo sur de la ciudad de Quito obliga a considerar un punto de alimentación más cercano al centro de carga, debido a esto, se ha considerado la construcción y entrada en operación para el año 2.000 de la Subestación Chillogallo (Subestación Espejo), con las siguientes características en su instalación.

2.1.2.6.1. Ubicación

Las instalaciones de la Subestación se encuentran ubicadas en el Barrio Eugenio Espejo, en la Cooperativa de Vivienda Marta de Roldós. En el Sur de la Ciudad de Quito.

2.1.2.6.2. Transformador

El transformador presenta características similares al instalado en la Subestación Número 18.

S/E y/o CODIGO	MARCA Y TIPO	TIPO DE CONEXIÓN	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACION	RELACION kV	R% pu	X% pu
No. 18	PAUWELS / T	Dy1	20 / 27 / 33	OA/FA1/FA2	138 / 23	1.48	50,48

2.1.2.6.3. Carga

De acuerdo al estudio de crecimiento de la demanda y al plan de obras, se estima que para el año 2.000, la demanda máxima para esta Subestación será de 17,9 MW y 3,6 MVAR.

2.1.2.6.4. Bancos de Capacitores

Para la instalación de la subestación Chillogallo se consideró la instalación de un banco de 4,5 MVAR, el cual operará de acuerdo a las necesidades de reactivos.

2.1.2.6.5. Lineas que interconectan la Subestación con el Sistema Eléctrico Quito

La Subestación Chillogallo se encuentra ubicada en la vía de la línea de doble circuito entre la Subestación Selva Alegre y la Subestación Santa Rosa. Para su interconexión, se procedió al seccionamiento del primer circuito que de esta línea, dividiéndola en dos tramos de 9 y 17 km respectivamente. Los nuevos valores calculados de resistencia y reactancia para estas líneas son de:

TRAMO	LONGITUD	R (pu)	X (pu)
1	17	0.00906	0.03988
2	9	0.00555	0.02445

2.1.3. SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA

Para considerar el comportamiento del Sistema Eléctrico Quito de acuerdo a la proyección de la carga es necesario realizar la simulación para las condiciones de demanda máxima únicamente. Esto permite observar el comportamiento del sistema bajo las condiciones que presentan mayor exigencia para los equipos.
Para la simulación de cada uno de los años proyectados se presenta un enfriamiento de tipo FOA para los transformadores de potencia, y la capacidad de conducción de las líneas de acuerdo al tipo de conductor. Sobre esta base se realizarán los análisis correspondientes a sobrecargas en elementos del sistema.

Esta limitación se debe a que el programa PowerWorld 6.0 permite únicamente una condición de capacidad térmica para todos los elementos modelados.

2.1.3.1. Condiciones de las centrales de Generación y el Punto de entrega del Sistema Nacional Interconectado

BARRA NUMERO	NOMBRE	GENERACION		CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS GENERADORES			
		MW	MVAR	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
100	GT.QUIT	19,3	-0,2	0,0	34,2	-22,2	0,0
101	GH.PASO	4,0	-3,0	0,0	4,5	-3,6	2,4
103	GT.LULU	0,0	0,0	0,0	9,0	6,9	6,9
104	GUANG2.3	8,4	-3,7	0,0	8,5	-5 0	20,5
105	GUAH 6	1.7	-1 0	0.0	11,5	-1 0	1 0
109	GH.CUM3	30,0	7,4	0,0	40,0	-4,0	10,0
111	GH.NAY1	30,0	4,4	0,0	30,0	0,2	6,0
220	GT.GUAN	17,1	16,6	0,0	31,2	-2,0	16,6
221	RAFA 23	1,8	2,0	0,0	1,8	-2,0	2,0
295	MACH 46	1,6	3,0	0,0	2,0	-2,0	2,0
300	TUMBAC 2	0,0	0,0	1,4	1,4	-0,7	0,7
322	POMASQUI	2,7	0,0	0,0	2,7	-1,0	1,3
589	VICEN 13	44,2	15,3	0,0	71,0	-99,0	99,0
2.000	S.ROSA	303,2	-13,4	-9999,9	293,0	-9999,0	9999.0

A partir de los datos obtenidos en la tabla anterior, se puede observar que para condiciones de demanda máxima proyectada al año 2.000, el conjunto de generadores dentro del área de concesión y la entrega a través de la subestación Santa Rosa, se encuentra operando adecuadamente. Aunque existe un exceso de reactivos que son absorbidos por la barra oscilante.

2.1.3.2. Condiciones de Despacho para Compensación Reactiva

A partir de los datos obtenidos en la tabla siguiente se puede observar que el aporte de reactivos por parte de los capacitores proyectados para operar en el año 2.000, se encuentran dentro de los valores nominales de los equipos instalados.

BARRA NUMERO	NOMBRE	BARRA REGULADA	VALOR DE MVAR	VOLTAJE REGULADO
206	4 6.3	206	3.09	1.00
208	9 6.3	208	3.18	1.00
209	11 6.3	209	3.11	1.00
220	GT GUAN	220	5.81	0 98
221	RAFA 23	221	7 17	0 98

BARRA NUMERO	NOMBRE	BARRA REGULADA	VALOR DE MVAR	VOLTAJE REGULADO
222	19 23	222	9.01	1.00
223	16 6.3	223	7.87	1.01
224	18 23	224	6.96	1.00
225	3-2 6.3	225	3.04	0 99
226	PEREZG 6	226	3.24	1.01
232	OLIMP 6.	232	4.82	1.00
233	SANGOL 2	233	4.48	1 00
239	7 6.3	239	3.64	0.99
240	EPICL 23	240	8.56	0 99
244	15 6.3	244	4.57	1.01
245	17 6.3	245	3.15	1.01
249	QUINCHE	249	4.68	1.01
300	TUMBAC 2	300	4.90	0.99
322	POMASQUI	322	4.20	1.00
421	S.ROSA 2	421	4.43	0.99
552	S.ROSA 1	552.0	48.71	1.01
1.004	CHILLOG	1004.0	4.55	1 01

2.1.3.3. Voltajes en todas las Barras del Sistema Eléctrico Quito

A partir de los resultados obtenidos en la tabla siguiente, se puede observar que el sistema se encuentra operando dentro del rango establecido entre 0,95 – 1,05 p.u.

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
191	GUAPAL	0,9991	4,36	8,3350
193	GTEPILO	0,9935	6,26	-12,8350
194	GUANG23	1,0000	2,30	-10,3240
195	GUAH 6	1,0032	6,32	10,8180
196	GUAH 13	0,9996	137,94	4,0780
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
202	PAPAGA46	0,9807	45,11	11,3780
204	GTH 46	1,0091	46,42	-11,4630
205	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
206	14 6.3	0,9977	6,29	-17,6120
208	9 6.3	0,9964	6,28	-14,5680
209	11 6.3	1,0010	6,31	-14,9650
210	COLIMB46	0,9984	45,97	-8,3820
213	NAYON46	1,0014	46,06	7,9460
215	SUR 46	0,9935	45,70	12,9350
216	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
217	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
218	12 6.3	0,9982	22,96	13,9760
219	2 23	1,0013	6,31	15,3220
220	GTGUAN	0,9939	6,49	-7,6450
221	RAFA 23	0,9780	22,49	18,2460
222	19 23	1,0008	23,02	18,5430
223	16 [illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
224	18 23	1,0044	23,10	14,1030
225	3 2 6.3	0,9902	6,24	-18,8050
226	PEREZG 6	1,0064	6,34	13,8520
227	DERIV12	0,9975	45,89	-7,8880
228	DERIVCA	0,9957	45,80	8,8030
229	CAPELO	[illegible]	[illegible]	[illegible]
230	[illegible]	[illegible]	[illegible]	12,7140

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
246	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
249	QUINCHE	1,0086	23,20	17,1550
250	EPICL 46	0,9898	45,53	-12,8110
251	PEREZG 4	1,0031	46,14	-11,3260
252	3 46	0,9877	45,43	13,0830
253	7 46	0,9923	45,64	12,2810
258	9 46	[illegible]	[illegible]	[illegible]
261	11 46	[illegible]	[illegible]	[illegible]
262	15 46	1,0035	46,16	12,7640
263	17 46	0,9960	45,82	-9,8870
267	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
268	DERIV17	1,0056	0,00	12,2380
269	19 46	1,0073	46,33	-11,3560
274	18 138	0,9897	136,58	-6,8515
277	16 46	0,9954	45,79	12,5370
281	NORTE 46	0,9982	45,92	8,9440
282	APOLINA	0,9944	45,74	8,8820
284	[illegible]	1,0070	46,32	7,9120
285	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
286	VICENTIN	0,9983	45,92	7,6890
287	10v 46	0,9979	45,90	-7,7150
288	DERIV10v	1,0080	0,00	-7,7120
291	RAFA 46	1,0017	46,08	-11,6050
292	6 46	0,9911	0,00	12,9870
293	4 46	[illegible]	[illegible]	[illegible]
294	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
295	MACHA46	0,9849	45,31	12,0860
296	SANGOL 4	0,9797	45,06	12,3040
297	8 46	0,9910	45,58	14,0090
299	TUMBAC 4	0,9939	45,72	9,0340
300	TUMBAC 2	[illegible]	[illegible]	16,3040
301	MACHACH	[illegible]	[illegible]	16,5460

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
231	12 6 3	0,9990	6 29	10 7750
232	CUMP 6	1,0019	6 31	14,2830
233	SANGOL 2	0,9983	22 96	18,7870
234	10V-2 6	0,9987	6 29	-9,0990
235	8 EN 6 3	1 0026	6 32	-16,3120
236	6 EN 6 3	0,9990	0 00	-16,0550
239	7 6 3	0,9914	6 25	18 0880
240	EPICL 23	0,9920	22 82	-19,1310
241	10N 6 3	1 0023	6 31	-10 8730
242	INAQUI 4	0,9956	45 80	-8 7080
243	INAQ 6	0 9924	6 25	12,5110
244	15 6 3	1,0081	6 35	17 8390
245	17 6 3	1,0087	6 35	-15 6980
247	QUINCHE	0 9887	45 48	-10 6680

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
322	POMASQUI	1,0000	23 00	14,3490
323	POMASQUI	0,9903	136 66	6,6480
324	19 138	0,9905	136 69	6,6520
325	SALSA 1	0,9829	132 02	-5 9080
421	S ROSA 2	0 9927	22 83	-16 7030
552	S ROSA 1	1 0003	138 87	-3,2050
589	VICEN 13	1 0000	138 00	-4 1430
614	3 1 23	0,9944	22 87	-12,8480
660	MOVIL 46	1 0070	46 32	-7,4460
900	DERIV16	0,9987	0 00	-11,6940
1 003	CHILLOG	1 0003	138 04	4,4080
1 004	CHILLOG	1,0058	23 13	9,8140
1 999	SROSFIL	1,0266	0 00	3,9360
2 000	S ROSA	0 9700	223 10	0,0000
2 001	SROSTEP	0 9753	13 46	3,9360

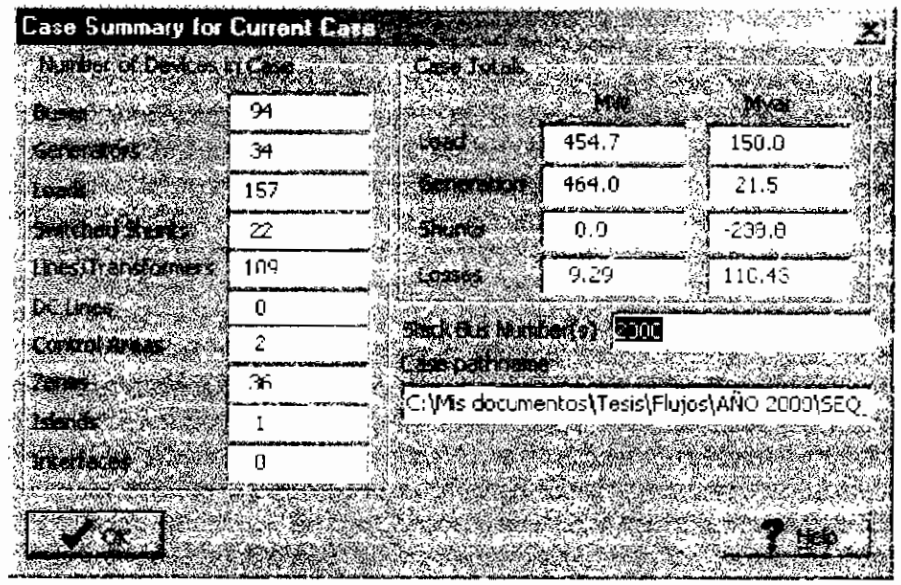
2.1.3.4. Flujos de Potencia a través de Líneas de Transmisión y Transformadores

Del análisis de la siguiente tabla obtenida utilizando el programa PowerWorld 6.0 se puede observar que no existe operación en sobrecarga para ningún elemento dentro del equipo proyectado a operar para el año 2.000

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
106	GUANG 13	100	GT QUIT	-19 3	1 1	48 3	0 04	0 82	99,84%
106	GUANG 13	220	GT GUAN	14 1	3 4	52 9	0 04	0 93	--
106	GUANG 13	589	VICEN 13	5 1	-4 5	4 3	0 00	-0 45	-
109	GH CUMB	210	CUMB 46	30 0	7 3	61 8	0 24	2 49	--
111	GH NAY1	213	NAYO 46	30 0	4 4	91 9	0 45	6 18	
202	PASO 46	101	GH PASO	4 0	3 3	92 6	0 03	0 29	
202	PASO 46	296	SANGOL 4	4 0	3 3	22 0	0 08	0 06	--
204	G H 46	104	GUANG2 3	-8 4	3 9	73 7	0 00	0 20	-
204	G H 46	105	GUAH 6	1 7	1 0	13 1	0 00	0 02	--
204	G H 46	215	SUR 46	17 0	4 8	33 0	0 16	0 48	--
204	G H 46	216	G T 46	7 0	-9 7	22 6	0 01	0 04	--
205	10V-1 6	287	10V 46	-0 0	0 0	0 0	-0 00	-0 00	--
208	9 6 3	259	9 46	-6 5	4 2	77 8	0 03	0 50	--
209	11 6 3	261	11 46	-8 2	3 7	89 8	0 04	0 67	--
210	CUMB 46	299	TUMBAC 4	26 2	3 5	49 9	0 11	0 32	-
210	CUMB 46	213	NAYO 46	-12 7	1 2	24 1	0 03	0 09	--
210	CUMB 46	281	NORTE 46	8 2	-0 1	15 4	0 03	0 08	--
210	CUMB 46	281	NORTE 46	8 2	0 1	15 4	0 03	0 08	
213	NAYO 46	247	QUINCHE	16 8	0 7	31 6	0 26	0 78	-
215	SUR 46	216	G T 46	15 5	-5 0	30 7	0 16	0 49	-
215	SUR 46	103	GT LULU	0 0	0 0	0 0	0 00	0 00	--
215	SUR 46	260	EPICL 46	0 6	2 6	5 5	0 00	0 01	--
215	SUR 46	219	2-23	5 8	2 4	31 4	0 00	0 29	--
215	SUR 46	286	vICENTIN	0 0	0 0	0 0	0 00	0 00	--
215	SUR 46	217	DERIV 6	10 4	3 9	20 9	0 01	0 03	-
215	SUR 46	293	4 46	12 5	-0 9	23 9	0 02	0 05	--
216	G T 46	220	GT GUAN	-31 0	-26 7	78 0	0 20	3 97	--
216	G T 46	281	RAFA 46	8 4	11 5	26 8	0 05	0 15	--
217	DERIv 6	292	8 46	3 9	1 6	8 0	0 00	0 00	--
217	DERIv 6	297	8 46	0 4	2 3	12 9	0 00	0 01	--
218	2-1 6 3	215	SUR 46	3 9	1 0	15 8	0 00	0 07	-
226	PEREZG 6	251	PEREZG 4	6 9	4 0	39 9	0 02	0 39	-
227	DERIv12	228	DERIVCA	26 3	-5 2	50 7	0 14	0 41	--
227	DERIv12	284	12 46	5 7	2 2	11 5	0 00	0 00	--
227	DERIV12	286	VICENTIN	32 0	3 0	60 8	0 04	0 11	-
228	DERIVCA	281	NORTE 46	14 5	-10 5	33 9	0 02	0 04	
228	DERIVCA	282	CAROLINA	11 7	4 8	24 0	0 01	0 02	
231	12 6 3	284	12 46	-5 7	-1 9	59 5	0 04	0 33	

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
[illegible]	[illegible]	[illegible]	8 46	[illegible]	1 9	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	292	6 46	-3 9	-1 7	65 4	[illegible]	[illegible]	
242	INIAQUI 4	263	2 46	27 2	-14 6	56 4	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	INIAQ 4	[illegible]	NORTE 46	[illegible]	[illegible]	69 1	[illegible]	[illegible]	
245	INIAQ 2 6	242	INIAQUI 4	7 5	2 8	39 9	[illegible]	[illegible]	
247	QUINCHE	249	QUINCHE	16 5	-1 4	82 9	0 98	1 88	
250	EPICL 46	294	S ROSA 4	18 1	2 6	34 8	0 23	0 57	
250	EPICL 46	[illegible]	S ROSA 1	18 1	2 0	34 8	0 23	0 58	
250	EPICL 46	240	EPICL 23	15 4	1 4	77 4	0 16	1 73	
[illegible]	EPICL 46	241	EPICL 23	15 4	-1 4	[illegible]	[illegible]	1 73	
[illegible]	EPICL 46	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]			2 03	
[illegible]	PEREZ 4	[illegible]	9 46	[illegible]	5 5	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	PEREZ 4	266	DERIV 10V	0 0	0 0	0 0	0 00	0 00	
[illegible]	[illegible] 46	[illegible]	7 46	-13 1	0 1	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible] 46	225	3 76 3	15 2	0 2	76 0	0 06	[illegible]	
[illegible]	[illegible] 46	614	3 1 23	[illegible]	0 6	25 4	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	S ALEGR 4	[illegible]	[illegible]	45 5	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
259	9 46	285	S ALEGR 4	13 5	7 4	29 9	[illegible]	[illegible]	
261	11 46	285	S ALEGR 4	8 2	2 0	10 5	[illegible]	[illegible]	
262	15 46	[illegible]	DERIV 17	12 0	2 5	20 0	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	15 46	244	15 6 3	12 0	-2 5	66 1	[illegible]	1 23	
[illegible]	[illegible]	233	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	S ALEGR 4	[illegible]	-17 7	[illegible]	[illegible]		
[illegible]	17 46	[illegible]	DERIV 17	2 8	1 7	16 9	0 00	0 01	
267	17 46	245	17 6 3	8 6	-1 7	44 9	0 03	[illegible]	
268	DERIV 17	269	19 46	-21 9	4 1	41 9	0 11	[illegible]	
[illegible]	19 46	[illegible]	19 13 8	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	19 46	324	19 138	53 [illegible]	6 0	53 5	0 09	4 28	
[illegible]	19 46	[illegible]	19 23	28 7	[illegible]	87 6	[illegible]	4 02	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	POMASQUI	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
271	18 138	[illegible]	18 23	23 5	3 7	72 1	0 09	3 10	
[illegible]	[illegible] 46	[illegible]	NORTE 46	0 0	0 0	0 0	0 00	0 00	
[illegible]	[illegible] 46	[illegible]	DERIV 15	28 0	4 [illegible]	53 5	0 15	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	14 0	2 3	70 9	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	16 46	[illegible]	16 6 3	14 0	[illegible]	70 9	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	NORTE 46	[illegible]	V CENTIN	[illegible]	4 1	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	NORTE 46	[illegible]	CUMB 6	13 0	-4 2	69 2	0 06	[illegible]	
[illegible]	CAROLINA	229	CAROL 6	11 7	4 8	63 1	0 05	0 08	
[illegible]	[illegible]	400	DERIV 16	28 3	3 7	53 8	0 15	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	44 5	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	288	DERIV 10V	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible] 46	266	DERIV 10V	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible] 46	[illegible]	10V 2 6	1 9	[illegible]	31 4	[illegible]	[illegible]	
291	RAFA 46	[illegible]	SANGOL 4	9 5	5 0	44 6	[illegible]	[illegible]	
291	RAFA 46	[illegible]	MOVIL 46	22 1	6 5	[illegible]	0 53	[illegible]	
[illegible]	RAFA 46	[illegible]	RAFA 23	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
294	S ROSA 4	[illegible]	S ROSA [illegible]	14 7	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	S ROSA 4	[illegible]	MACH 46	10 9	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	MACH 46	[illegible]	MACHAC [illegible]	[illegible]	4 0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
296	SANGOL 4	[illegible]	SANGOL [illegible]	13 [illegible]	1 3	[illegible]	[illegible]	1 50	
299	TUMBAC 4	[illegible]	TUMBAC [illegible]	[illegible]	[illegible]	79 6	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	POMASQUI	[illegible]	[illegible]	[illegible]		[illegible]	[illegible]
[illegible]	POMASQ [illegible]	[illegible]	S ALEGR 1	[illegible]	[illegible]	[illegible]		[illegible]	[illegible]
324	19 138	[illegible]	S ALEGR 1	53 [illegible]	1 6	28 9	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	S ALEGR 1	[illegible]	POMASQUI	[illegible]	0,5	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	S ALEGR 1	[illegible]	S ALEGR 4	56 7	8 0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
325	S ALEGR 1	552	S ROSA 1	[illegible]	-2,9	49 9	[illegible]	2 95	99 95%
[illegible]	S ALEGR 1	[illegible]	CHILLOG	66,4	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	99,93%
[illegible]	S ROSA 1	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
552	S ROSA 1	[illegible]	VICEN 1[illegible]	34 5	2 5	[illegible]	[illegible]	[illegible]	99 74%
552	S ROSA 1	[illegible]	CHILLOG	87,8	5 6	47 0	[illegible]	[illegible]	99,80%
552	S ROSA 1	[illegible]	S ROSA 4	[illegible]	3,5	[illegible]	[illegible]	[illegible]	99,84%
589	VICEN [illegible]	[illegible]	VICENTIN	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	1 77	100 00%
589	VICEN 13	[illegible]	VICENTIN	31 0	0 6	64 5	[illegible]	1 91	99 98%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	CHILLOG	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	99,85%
[illegible]	[illegible]	[illegible]	S ROSA 1	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	

El siguiente cuadro de resumen que se presenta en el programa PowerWorld 6.0 permite observar las magnitudes de potencias, así como las pérdidas en el Sistema Eléctrico Quito para las condiciones proyectadas para el año 2.000.



Aquí se puede ver que las pérdidas de potencia activa están en el orden de 2,00% con respecto a la potencia generada. Esto implica que no existe reducción con respecto a las condiciones presentadas en demanda máxima para el 1.999.

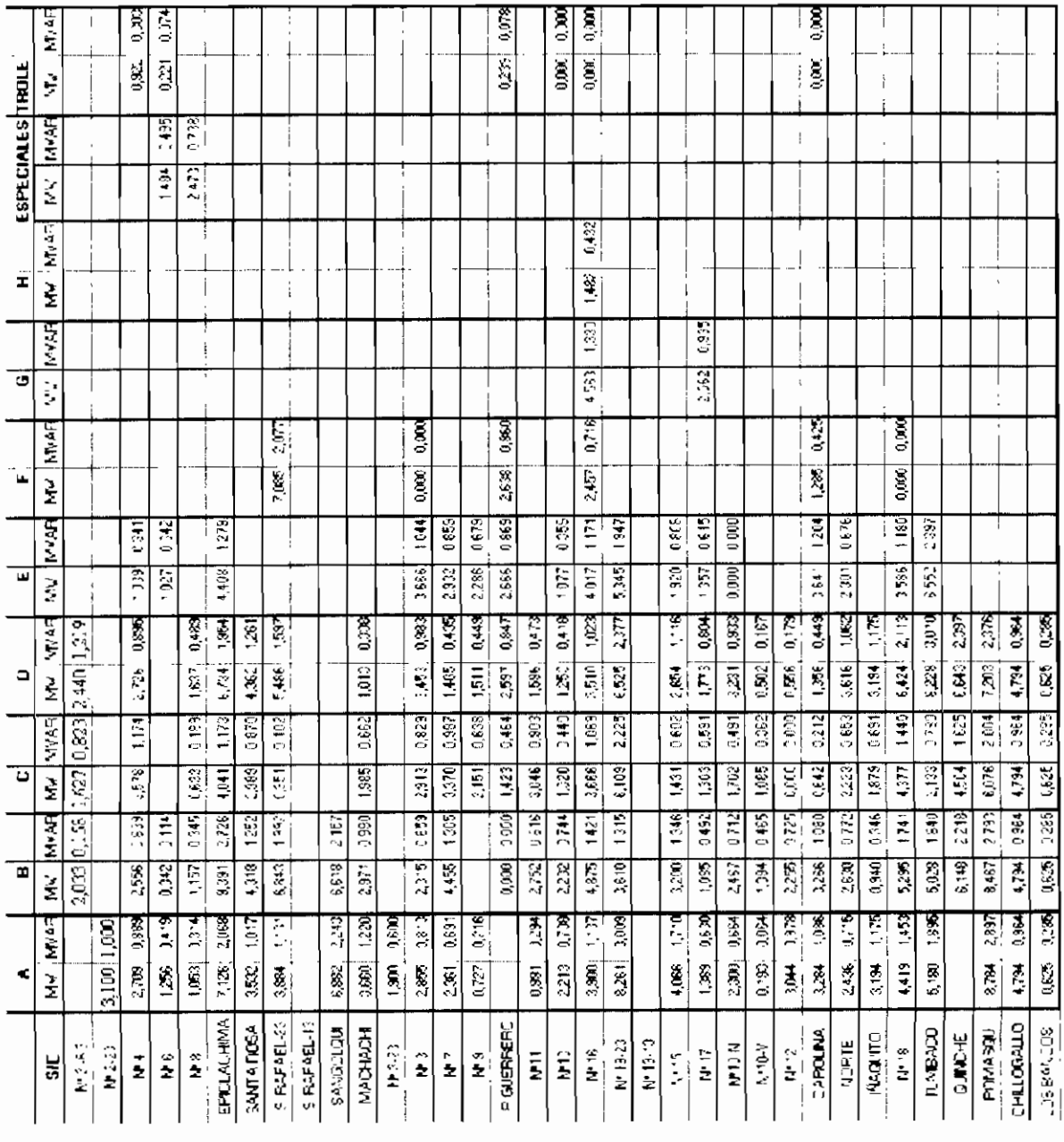
2.2. PLAN DE OBRAS PARA EL AÑO 2.001

2.2.1. SIMULACIÓN PARA EL SISTEMA AÑO 2.000 CON PROYECCIÓN DE CARGA PARA EL AÑO 2.001

Para la simulación de la proyección del año 2.000 considerando el crecimiento de la demanda, se consideran los datos obtenidos al aplicar la metodología para el estudio del crecimiento de la demanda, expuesto en el capítulo IV. A continuación se presentan las tablas correspondientes a los valores críticos del sistema, y se considera que los valores que no se presentan en las tablas se encuentran dentro de los rangos de voltaje 0,95 – 1,05 p.u. y con un valor de carga no mayor al 100%. Para la simulación se obtiene como resultado que todos los voltajes en las

barras se encuentran dentro del rango considerado, por lo que se presenta en este caso a continuación solamente la tabla de sobrecargas de flujos en los elementos. A continuación se presenta la tabla con la carga proyectada para los alimentadores de las subestaciones en el año 2.001 y luego la tabla con la condición de sobrecarga. La Condición de sobrecarga es la siguiente:

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA
552	S.ROSA 1	294	S.ROSA 4	77.3	10.1	103.90



2.2.2. OBRAS CONSIDERADAS PARA LA EXPANSION AL AÑO 2.001

Se ha definido el siguiente plan de obras para las subestaciones del Sistema Eléctrico Quito considerando la incorporación planificada por el Departamento de Planificación de SEP de la EEQSA de la subestación Los Bancos debido a los problemas de voltaje que se presentan en los extremos del alimentador en 13,2 kV que sirve la zona noroccidental de la provincia de Pichincha. La entrada en servicio de esta subestación requiere de otras obras que no obedecen necesariamente a la sobrecarga obtenida al simular la condición de carga para el año 2.001.

2.2.2.1. Subestación Número 19

Desaparecen las instalaciones para el alimentador de 13,2 kV, y en su lugar se coloca en transformador en Reserva de la Subestación San Rafael de características:

CODIGO	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACION	RELACION kV	R% (pu)	X% (pu)
SAN RAFAEL - 13.8	15 / 20	OA/FA	46 / 23 / 13.8	3,56	74,97

Esto produce un aumento en la capacidad de la Subestación a un total de 53 MVA. Para la subestación los Bancos se utilizará el transformador que sale de la subestación 19 para evitar nuevas inversiones a la Empresa.

2.2.2.2. Subestación Pomasqui

Se procederá a la instalación de un banco de capacitores con una capacidad de 4.5 MVAR y un transformador adicional semejante al instalado, con las siguientes características:

CODIGO	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACION	RELACION kV	R% (pu)	X% (pu)
Pomasqui	20 / 27 / 33	OA/FA1/FA2	138 / 23	1,46	50,43

No existe una sobrecarga en la subestación Pomasqui, pero debido a los planes de Transelectric de construir una subestación en la zona norte de la ciudad de Quito que sirva como otro punto de entrega del Sistema Nacional Interconectado al Sistema Eléctrico Quito, es necesario considerar obras complementarias en la zona para evitar futuros problemas.

2.2.2.3. Subestación Santa Rosa (EEQSA)

Se procederá a la instalación de un transformador de características similares a instalado actualmente:

CODIGO	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACION	RELACION kV	R% (pu)	X% (pu)
STA. ROSA	45 / 60 / 75	OA/FA/FOA	138 / 46 / 13.8	0,45	20,28

2.2.2.4. Subestación los Bancos

La Subestación Los Bancos entra en operación considerando las siguientes características de su instalación.

2.2.2.4.1. Ubicación

Las instalaciones de la Subestación se encuentran ubicadas cinco kilómetros (5 km) antes de llegar a la población de San Miguel de los Bancos, utilizando la carretera Calacalí – Los Bancos, al noroccidente de la provincia de Pichincha.

2.2.2.4.2. Transformador

El transformador corresponde al de la Subestación Número 19 que se encuentra en reserva al haber salido fuera de servicio el alimentador de 13,2 kV. Sus características son las siguientes:

CODIGO	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACION	RELACION kV	R% (pu)	X% (pu)
No. 19 – 13.2	8 / 10	OA/FA	46 / 13.2	3,32	82,77

2.2.2.4.3. Carga

De acuerdo al estudio de crecimiento de la demanda y al plan de obras, se estima que para el año 2000, la demanda máxima para esta Subestación será de 2,5 MW y 1,14 MVAR.

2.2.2.4.4. Lineas que interconectan la Subestación con el Sistema Eléctrico Quito

Para la interconexión de la Subestación los Bancos con el Sistema de Potencia se construirá una línea con las siguientes características:

LONGITUD	MATERIAL	R (pu)	X (pu)
46 km	4/0 ACSR	0,79450	1,18206

2.2.3. SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA

2.2.3.1. Condiciones de las centrales de Generación y el Punto de entrega del Sistema Nacional Interconectado

BARRA NUMERO	NOMBRE	GENERACION		CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS GENERADORES			
		MW	MVAR	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
100	GT.QUIT	19,3	-0,5	0,0	34,2	-22,2	0.00
101	GH.PASO	4,6	-2,4	0,0	4,5	-3,6	2,4
103	GT.LULU	0,0	0,0	0,0	9,0	6,9	6,9
104	GUAN2.3	8,4	-0,3	0,0	8,5	-5,0	20,5
105	GUAH.6	1,7	0,0	0,0	11,5	-1,0	1,0
109	GH.CUM3	30,0	2,2	0,0	40,0	-4,0	10,0
111	GH.NAY1	30,0	0,3	0,0	30,0	0,2	6,0
220	GT.GUAN	17,1	11,6	0,0	31,2	-2,0	16,6
221	RAFA 23	1,8	1,5	0,0	1,8	-2,0	2,0
295	MACH 46	1,6	3,0	0,0	2,0	-2,0	2,0
300	TUMBAC 2	0,0	0,0	1,4	1,4	-0,7	0,7
322	POMASQUI	2,7	1,3	0,0	2,7	-1,0	1,3
589	VICEN 13	48,3	21,1	0,0	71,0	-99,0	99,0
2.000	S.ROSA	311,2	-9,8	-9999,9	293,0	-9999,0	9999,0

Del análisis de la tabla anterior se puede observar que todos los equipos de generación se encuentran operando dentro de su curva de capabilidad y existe abastecimiento total de la carga.

2.2.3.2. Condiciones de Despacho para Compensación Reactiva

BARRA NUMERO	NOMBRE	BARRA REGULADA	VALOR DE MVAR	VOLTAJE REGULADO
206	4 6.3	206	3.15	1.01
208	9 6.3	208	3.16	0.99
209	11 6.3	209	3.09	1.00
220	GT.GUAN	220	6.00	1.00
221	RAFA 23	221	7.50	1.00
222	19 23	222	8.92	1.00
223	16 6.3	223	7.58	1.01
224	18 23	224	6.80	0.99
225	3-2 6.3	225	3.13	1.00
226	PEREZG 6	226	3.22	1.00
232	OLIMP 6.	232	4.72	0.99
233	SANGOL 2	233	4.56	1.01
239	7 6.3	239	3.70	1.00
240	EPICL 23	240	8.62	1.00
244	15 6.3	244	4.47	1.00
245	17 6.3	245	3.13	1.01
249	QUINCHE	249	4.62	1.00
300	TUMBAC 2	300	4.89	0.99
322	POMASQUI	322	4.63	1.01
421	S.ROSA 2	421	4.03	1.00
552	S.ROSA 1	552	48.26	1.00
1.004	CHILLOG	1.004	4.49	1.00

Los equipos de compensación se encuentran operando adecuadamente y permiten mantener el voltaje dentro del rango 0,99 – 1,00 p.u. Esto permiten en conjunto con el sistema de intercambiadores de taps, mantener el sistema operando adecuadamente.

2.2.3.3. Voltajes en todas las Barras del Sistema Eléctrico Quito

A partir del análisis de la tabla anterior se puede observar que los voltajes en todas las barras del sistema, para las condiciones de operación simuladas, se encuentran dentro de los límites considerados para este estudio, entre 0,95 y 1,05 p.u.

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
100	GT.QUIT	1,0000	13.80	-1,8000
101	GH PASO	1,0000	4.16	8,2950
103	GT.[illegible]	0,9849	6.30	12,5250
104	GUAN2 3	1,0000	2.30	10,2970
105	GUAN 6	1,0000	6.30	-10,8120
106	GUANO 13	1,0001	138.02	-4,2450
109	GH.CUMB	1,0000	1.16	-2,8690

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
249	QUINCHE	1,0017	23.04	-17,7330
250	EPICL 46	0,9843	45.27	11,9610
251	PEREZG 4	1,0006	46.03	11,4700
252	3 46	0,9832	45.21	-12,4730
253	7 46	0,9868	45.48	-12,0690
259	9 46	1,0000	46.02	-11,4100
261	11 46	0,9998	45.94	10,9800

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
111	[illegible]	1,0000	6,90	-4,8260
[illegible]	[illegible]	[illegible]	44,79	-11,4190
[illegible]	[illegible]	0,9936	45,98	11,4470
[illegible]	[illegible]	0,9962	[illegible]	7,9020
[illegible]	[illegible]	[illegible]	6,06	17,2780
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	-4,7910
209	[illegible]	0,9980	6,29	-15,1790
210	CUMB 46	0,9806	45,24	8,4430
211	[illegible]	[illegible]	45,17	-7,9590
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	12,5050
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	-11,8190
217	[illegible]	0,9800	0,00	-12,6610
218	[illegible]	1,0011	23,03	13,7240
219	[illegible]	0,9925	6,25	-15,1420
[illegible]	[illegible]	1,0000	[illegible]	7,7951
221	[illegible]	1,0000	22,99	16,5810
222	19 23	0,9960	22,90	17,1960
223	[illegible]	1,0055	[illegible]	16,2960
224	[illegible]	0,9929	22,84	-14,7140
225	[illegible]	1,0046	[illegible]	-18,0770
226	PEREZG 6	1,0035	6,02	14,0510
227	[illegible]	[illegible]	45,59	-8,0700
228	[illegible]	0,9873	45,42	8,9620
229	[illegible]	0,9911	6,24	13,4170
230	[illegible]	[illegible]	6,31	-12,9390
231	[illegible]	[illegible]	6,25	11,0470
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	-14,6500
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
234	[illegible]	[illegible]	6,25	9,3450
235	[illegible]	0,9930	6,26	-16,1240
236	[illegible]	0,9966	0,00	15,8520
[illegible]	[illegible]	1,0002	[illegible]	-17,8010
240	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
241	[illegible]	0,9960	6,27	11,2130
242	[illegible]	0,9894	[illegible]	-9,8590
243	[illegible]	1,0033	[illegible]	12,7770
244	[illegible]	[illegible]	[illegible]	13,5550
245	[illegible]	1,0050	[illegible]	-17,2520
247	[illegible]	0,9668	44,47	10,8910

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
262	15 46	0,9943	[illegible]	[illegible]
263	[illegible]	0,9905	45,56	[illegible]
267	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
268	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
269	13 46	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
277	16 46	[illegible]	45,64	[illegible]
281	NORTE 46	0,9875	45,42	9,09[illegible]
282	[illegible]	0,9860	45,36	-9,0440
284	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
285	[illegible]	[illegible]	45,94	[illegible]
286	[illegible]	[illegible]	45,64	-7,8750
287	[illegible]	0,9918	[illegible]	[illegible]
288	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
291	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
292	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
293	4 46	0,9838	[illegible]	12,7680
294	[illegible]	0,9944	[illegible]	[illegible]
295	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
296	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
297	8 46	0,9823	45,19	12,7040
299	TUMBAC 4	0,9773	44,96	-9,1430
300	[illegible]	[illegible]	22,75	16,7290
301	[illegible]	[illegible]	22,34	15,0040
322	POMASQUI	1,0145	[illegible]	[illegible]
323	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
324	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
325	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
421	[illegible]	1,0043	23,10	15,0090
552	S ROSA 1	1,0016	138,2[illegible]	3,3660
589	VICEN 13	1,0000	138,0[illegible]	4,2980
614	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1 001	[illegible]	0,9636	[illegible]	[illegible]
1 002	[illegible]	1,0040	[illegible]	-14,1210
1 003	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1 390	[illegible]	1,0155	[illegible]	[illegible]
2 000	S ROSA	[illegible]	[illegible]	0,0000
2 001	[illegible]	1,0155	[illegible]	[illegible]

2.2.3.4. Flujos de Potencia a través de Líneas de Transmisión y Transformadores

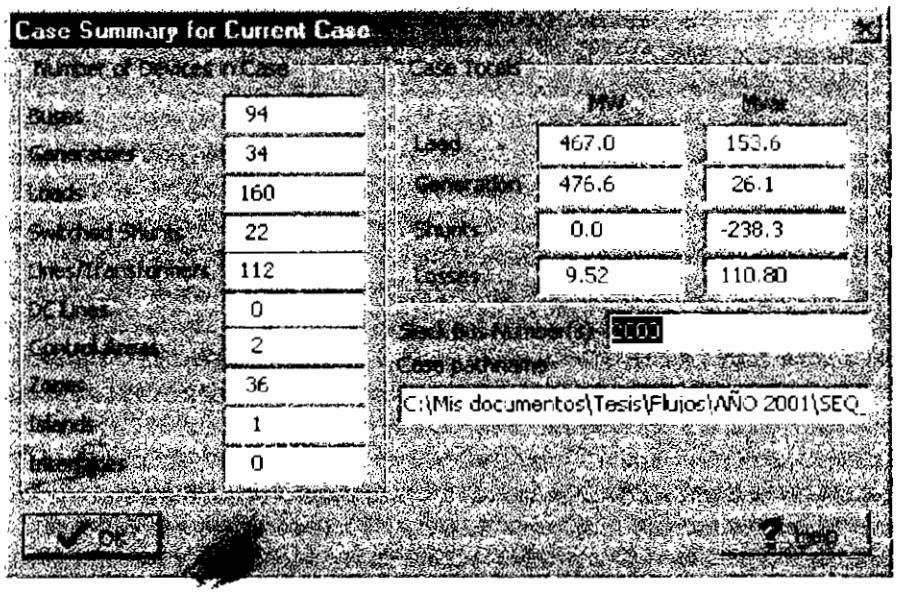
Para las condiciones simuladas de acuerdo al plan de obras de la Empresa Eléctrica Quito, y a la proyección de demanda realizada, se puede observar a partir de la observación de la tabla siguiente, que no existe ningún elemento en el sistema que se encuentre trabajando bajo régimen de sobrecarga.

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	100,00%
106	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
106	GUANG 13	589	VICEN 13	5,1	1,2	3,29	0,00	0,46	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	CUMB 46	30,0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
202	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	2,9	95,39	[illegible]	[illegible]	
202	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
204	G H 46	104	GUAN2 3	-8 4	-0 1	86 81	0 00	0 17	
204	G H 46	105	GUAH 6	-1 7	0 0	11 13	0 00	0 02	-
204	G H 46	215	SUR 46	13 6	5 1	27 33	0 11	0 33	--
204	G H 46	216	G T 46	-3 5	-5 0	11 56	0 00	0 01	--
205	10V-1 6	287	10V 46	0 0	0 0	0 00	0 00	0 00	--
208	3 6 3	259	9 46	6 7	4 1	78 52	0 03	0 51	
209	11 6 3	281	11 46	-8 3	3 6	90 59	0 04	0 69	
210	CUMB 46	299	TUMBAL 4	27 4	4 3	53 13	0 12	0 38	-
210	CUMB 46	213	NAYO 46	11 9	6 5	26 07	0 04	0 11	
210	CUMB 46	281	NORTE 46	7 1	-5 8	17 63	0 04	0 10	--
210	CUMB 46	281	NORTE 46	7 .	5 8	17 63	0 04	0 10	
213	NAYO 46	247	QUINCHE	17 6	0 0	33 75	0 29	0 80	
215	SUR 46	293	4 46	12 7	-1 0	24 41	0 03	0 05	--
215	SUR 46	216	G T 46	-12 1	-4 8	24 47	0 10	0 31	--
215	SUR 46	108	GT LULU	0 0	-0 0	0 00	0 00	-0 00	--
215	SUR 46	217	DERIv 6	10 5	4 0	21 26	0 01	0 03	--
215	SUR 46	219	2 23	6 0	2 5	32 36	0 00	0 31	
215	SUR 46	250	EPICL 46	6 8	3 0	14 27	0 02	0 07	-
215	SUR 46	286	VICENTIN	0 0	0 0	0 00	0 00	0 00	--
216	G T 46	220	GT GUAN	-31 1	19 7	70 04	0 15	2 98	--
216	G T 46	291	RAFA 46	15 4	9 5	34 15	0 09	0 24	--
217	DEPIv 6	292	6 46	4 0	1 6	8 08	0 00	0 00	
217	DERIv 6	297	8 46	6 5	2 4	13 14	0 00	0 01	--
218	2-1 6 3	215	SUR 46	3 1	1 0	16 29	0 00	0 07	-
226	PEREZG 6	251	PEREZG 4	-7 0	4 0	40 24	0 02	0 40	
227	DERIv12	228	DERIVCA	26 3	-1 8	50 19	0 13	0 40	--
227	DEPIv12	284	12 46	5 8	2 2	11 76	0 00	0 00	--
227	DEPIv12	286	VICENTIN	-32 1	-0 4	61 07	0 04	0 11	--
228	DEPIVCA	282	CAROLINA	12 0	5 0	24 93	0 01	0 02	-
228	DERIVCA	281	NORTE 46	14 1	-7 3	30 38	0 01	0 03	--
231	12 6 3	284	12 46	-5 7	1 8	60 39	0 02	0 24	-
235	8 EN 6 3	297	8 46	-6 5	-1 9	67 92	0 03	0 44	--
236	6 EN 6 3	292	6 46	4 0	-1 3	66 24	0 02	0 26	--
242	INIAQU 4	263	13 46	24 2	-20 8	60 95	0 04	0 10	
242	INIAQU 4	281	NORTE 46	-31 9	17 5	69 48	0 17	0 46	-
243	INIAQ 6	242	INIAQU 4	-7 7	-2 8	40 98	0 02	0 46	-
247	QUINCHE	249	QUINCHE	17 0	0 9	86 46	0 09	2 07	
250	EPICL 46	294	S ROSA 4	-24 5	3 9	47 63	0 43	1 19	
250	EPICL 46	240	EPICL 23	15 8	1 3	79 33	0 07	1 80	
250	EPICL 46	240	EPICL 23	15 8	-1 3	79 33	0 07	1 80	--
250	EPICL 46	252	3 46	10 6	-2 2	20 78	0 03	0 09	--
250	EPICL 46	294	S ROSA 4	-24 5	3 9	47 63	0 43	1 19	--
251	PEREZG 4	259	9 46	-7 0	3 6	14 84	0 00	0 01	--
251	PEREZG 4	288	DEPIV10V	0 0	0 0	0 00	0 00	0 00	--
252	3 46	253	7 46	6 8	-2 8	13 56	0 02	0 06	--
252	3 46	614	3-1 23	1 9	0 6	26 72	0 00	0 01	-
252	3 46	225	3-2 6 3	15 3	-0 3	76 30	0 05	1 49	
253	7 46	285	S ALGR 4	21 2	1 1	40 44	0 16	0 54	
253	7 46	239	7 6 3	14 6	1 6	73 24	0 06	1 59	
259	9 46	285	S ALGR 4	-10 7	7 2	29 22	0 07	0 20	--
261	11 46	285	S ALGR 4	-8 4	2 9	16 72	0 02	0 05	-
262	15 46	268	DEPIv17	-13 3	2 1	25 43	0 05	0 12	
262	15 46	244	15 6 3	13 3	-2 1	67 39	0 06	1 27	--
263	13 46	285	S ALGR 4	16 2	24 0	56 27	0 12	0 57	--
263	13 46	230	13-1 EN	3 0	3 1	42 70	0 02	0 48	
267	17 46	268	DEPIV17	9 0	1 5	17 22	0 01	0 02	--
267	17 46	245	17 6 3	9 0	-1 5	45 68	0 03	0 56	
268	DEPIV17	269	19 46	-22 4	3 5	42 70	0 11	0 35	-
269	19 46	222	19 23	10 9	0 5	54 56	0 04	1 03	-
269	19 46	1 001	BANCOS	2 6	1 3	13 01	0 07	0 10	--
269	19 46	324	10 138	-54 5	6 1	54 87	0 09	4 70	
269	19 46	222	19 23	18 6	4 7	58 20	0 07	1 89	
274	18 138	323	POMASQUI	-24 2	3 0	15 52	0 03	-0 28	-
274	18 138	224	18 23	24 2	-3 0	73 86	0 09	3 31	--
277	16 46	223	16 6 3	14 3	-2 0	72 21	0 07	1 43	-
277	16 46	281	NORTE 46	0 0	0 0	0 00	0 00	0 00	--
277	16 46	900	DERIv16	-28 6	4 0	54 50	0 17	0 42	--
277	16 46	223	16 6 3	14 3	-2 0	72 21	0 07	1 43	--
281	NORTE 46	286	VICENTIN	-17 0	1 9	32 75	0 12	0 36	--
281	NORTE 46	232	OLIMP 6	13 3	-3 8	69 07	0 06	1 42	--
282	CAROLINA	279	CAROL 6	12 0	5 0	65 15	0 05	1 06	
285	S ALGR 4	900	DEPIv16	28 8	-3 0	54 86	0 15	0 60	
286	VICENTIN	288	DERIv10V	1 9	0 7	3 85	0 00	0 00	--
286	VICENTIN	247	QUIN 6 3	8 7	3 1	46 16	0 03	0 57	--

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
[illegible]	[illegible]	286	LEPL 10V	1.9	[illegible]	[illegible]	0.00	0.00	
287	10V 46	294	10V 2.6	1.9	0.7	32.38	0.00	0.00	
291	RAFA 46	221	RAFA 23	21.9	0.4	66.44	0.07	2.54	
[illegible]	RAFA 46	296	SANGOL 4	1.2	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	206	4.6.3	12.7	1.0	63.65	0.05	1.01	
294	S.ROSA 4	295	MACH 46	11.2	2.4	21.71	0.11	0.33	
294	S.ROSA 4	421	S.ROSA 2	15.1	2.6	76.52	0.06	1.67	
294	S.ROSA 1	291	RAFA 46	[illegible]	2.6	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
295	MACH 46	301	MACHACH	9.7	4.1	52.47	0.03	0.89	
296	SANGOL 4	233	SANGOL 2	13.6	1.4	88.1[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
299	TUMBAC 4	331	TUMBAC 2	27.3	4.0	83.47	0.14	3.14	[illegible]
[illegible]	POMASQUI	325	S.ALGR 1	25.9	0.2	14.16	0.07	-0.78	[illegible]
323	POMASQUI	322	POMASQUI	13.8	1.8	42.06	0.03	0.94	99.16%
[illegible]	POMASQUI	[illegible]	POMASQUI	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.03	0.94	[illegible]
294	19.138	325	S.ALGR 1	54.6	1.4	29.90	0.15	0.17	99.97%
325	S.ALGR 1	552	S.ROSA 1	93.7	8.5	51.36	1.09	3.24	99.59%
325	S.ALGR 1	1.003	CHILLOG	-69.4	7.0	38.07	0.45	0.95	99.50%
325	S.ALGR 1	322	POMASQUI	25.9	0.6	14.17	0.07	-0.78	99.97%
325	S.ALGR 1	285	S.ALGR 4	56.4	17.9	59.20	0.10	4.76	
552	S.ROSA 1	294	S.ROSA 4	46.3	-0.1	61.68	0.10	4.48	100.00%
552	S.ROSA 1	294	S.ROSA 4	46.3	0.1	61.68	0.10	4.48	100.00%
552	S.ROSA 1	589	VICEN 13	31.5	-6.3	20.04	0.15	-0.67	98.06%
552	S.ROSA 1	1.003	CHILLOG	89.5	10.6	48.39	0.45	1.41	99.31%
[illegible]	VICEN 13	286	VICENTIN	[illegible]	[illegible]	67.60	0.10	[illegible]	[illegible]
589	VICEN 13	286	VICENTIN	31.2	1.6	65.33	0.08	1.06	[illegible]
1.001	BANCOS	1.002	BANCOS	2.5	1.2	[illegible]	0.00	0.08	
1.003	CHILLOG	1.004	CHILLOG	19.2	1.3	58.40	0.05	1.00	99.77%
1.003	[illegible]	552	S.ROSA 1	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.00	4.15	

A continuación se presenta el cuadro de resumen de potencias para el año 2.001, así como las pérdidas.

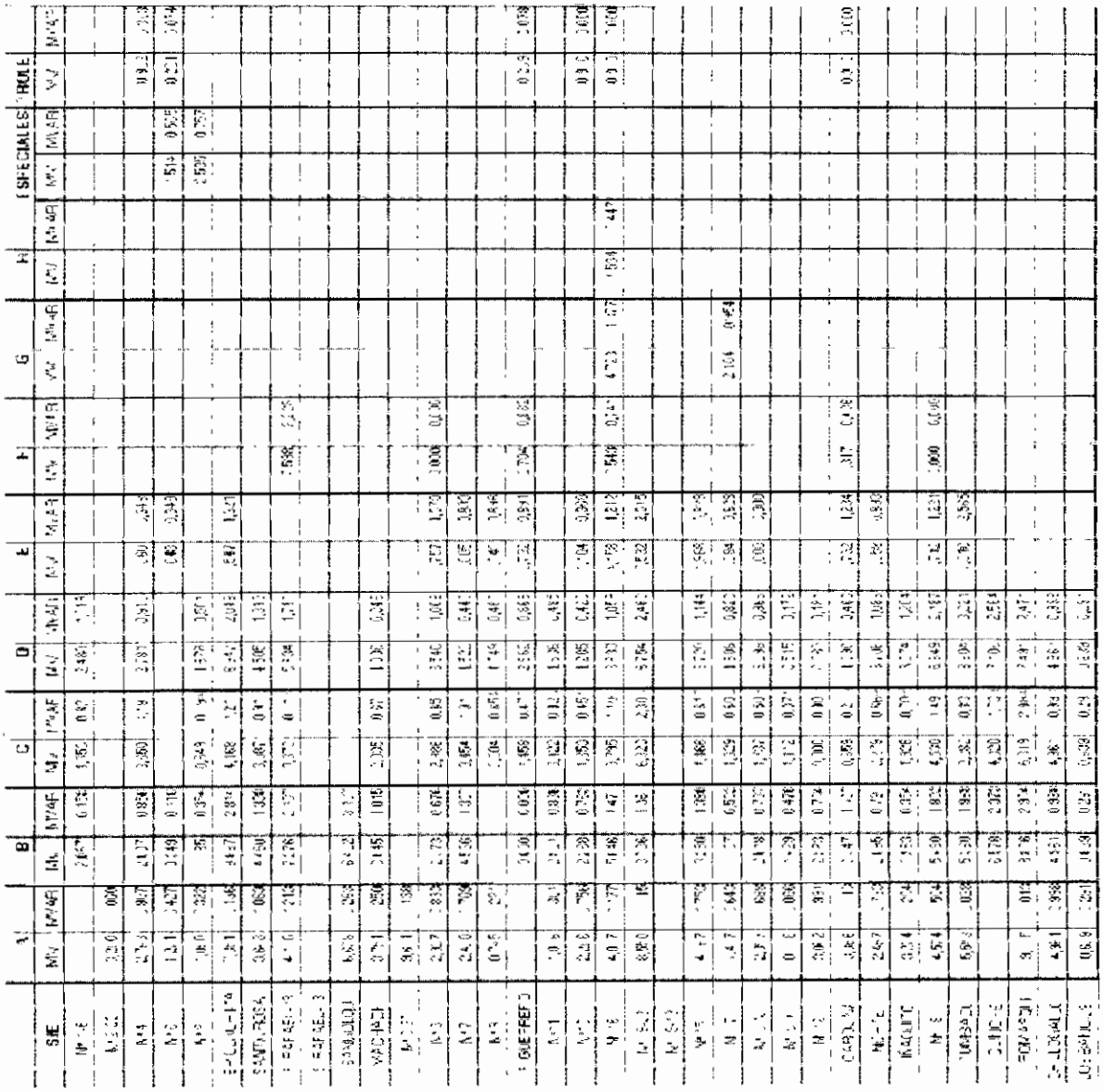


Se puede observar que el porcentaje de pérdidas de potencia activa con respecto a la potencia generada es de 1,99%.

2.3. PLAN DE OBRAS PARA EL AÑO 2.002

2.3.1. SIMULACIÓN PARA EL SISTEMA AÑO 2.001 CON PROYECCIÓN DE CARGA PARA EL AÑO 2.002

Para la simulación de la proyección del año 2.001 considerando el crecimiento de la demanda, se consideran los datos obtenidos al aplicar la metodología para el estudio del crecimiento de la demanda, expuesto en el capítulo IV. A continuación se presenta la proyección de carga para los alimentadores.



Esta barra se encuentra fuera de servicio en la subestación 2 por lo que el bajo voltaje no representa un problema para el funcionamiento del sistema. Las sobrecargas presentadas son las siguientes:

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA
269	19 46	324	19 138	-56.3	1.0	56.27

2.3.2. OBRAS CONSIDERADAS PARA LA EXPANSION AL AÑO 2.002

Debido al ingreso esperado para el año 2.002 de la subestación Pomasqui Transelectric es necesario realizar obras en ciertas subestaciones del Sistema Eléctrico Quito para permitir una mejor condición de operación debido a este nuevo punto de alimentación del sistema.

2.3.2.1. Subestación Selva Alegre

Para aumentar la capacidad de esta subestación se considera la instalación de un nuevo transformador de las mismas características que el presente.

CODIGO	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACION	RELACION (kV)	R% (pu)	X% (pu)
SELVA ALEGRE	60 / 80 / 100	OA/FA/FOA	138 / 46 / 6.3	0.31	14.2

La colocación de un segundo transformador en la subestación Selva Alegre permitirá una mejor transferencia de potencia entre las subestaciones del norte y del sur de la ciudad de Quito.

2.3.2.2. Subestación Pomasqui (Transelectric)

Para poder abastecer la demanda de potencia de la ciudad de Quito, y permitir el ingreso a la ciudad de la potencia y energía proveniente de los nuevos proyectos de generación ubicados al nororiente del país, TRANSELECTRIC planificó la construcción de la subestación Pomasqui. Esta permitirá tener otro punto de alimentación para el Sistema Eléctrico Quito y mejorará las condiciones de

voltajes en las subestaciones de la cola del Sistema Eléctrico Quito, como son las subestaciones número 18 y Pomasqui. La subestación Pomasqui forma parte del plan de expansión de Transelectric pero su ingreso al sistema y su interconexión con el Sistema Eléctrico Quito afectan al funcionamiento y operación del mismo.

2.3.2.2.1. Ubicación

Las instalaciones de la Subestación se encuentran ubicadas a aproximadamente a 3,5 km de la Subestación Pomasqui de la Empresa Eléctrica Quito.

2.3.2.2.2. Transformador

El transformador presenta características similares al instalado en la Subestación Número Santa Rosa de Transelectric.

S/E	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACION	RELACION (kV)	XHL	XHT	XLT
Santa Rosa	225 / 300 / 375	OA/FA/FOA	230 / 138 / 46	4,38	7,74	6,06

2.3.2.2.3. Lineas que interconectan la Subestación con el Sistema Eléctrico Quito

TRAMO	# CIRCUITOS	LONGITUD	Tipo Conductor	R (pu)	X (pu)
Santa Rosa – Pomasqui (SNT)	2 (230 kV)	30 km	1113 MCM ACSR	0,00703	0,04297
Pomasqui (SNT) – Pomasqui (EEQ)	1 (138 kV)	3,5 km	636 MCM ACSR	0,00271	0,00817
Número 19 – Pomasqui (SNT)	1 (138 kV)	13 + 3,5 km	636 MCM ACSR	0,00760	0,03345

2.3.3. SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA

2.3.3.1. Condiciones de las centrales de Generación y el Punto de entrega de Sistema Nacional Interconectado

BARRA NUMERO	NOMBRE	GENERACION		CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS GENERADORES			
		MW	MVAR	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
100	GT.QUIT	19,3	0,0	0,0	34,2	-22,2	0,00
101	GH.PASO	4,0	3,6	0,0	4,5	-3,6	2,4
103	GT.LULU	0,0	0,0	0,0	9,0	6,9	6,9
104	GUAN2 3	8,4	-2,0	0,0	8,5	-5,0	20,5

BARRA NUMERO	NOMBRE	GENERACION		CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS GENERADORES			
		MW	MVAR	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
105	GUAH.6	1,7	1,0	0,0	11,5	-1,0	1,0
109	GH.CUM3	30,0	2,9	0,0	40,0	-4,0	10,0
111	GH.NAY1	30,0	6,0	0,0	30,0	0,2	6,0
220	GT.GUAN	17,1	16,6	0,0	31,2	-2,0	16,6
221	RAFA 23	1,8	2,0	0,0	1,8	-2,0	2,0
295	MACH 46	1,6	3,0	0,0	2,0	-2,0	2,0
300	TUMBAC 2	0,0	0,0	1,4	1,4	-0,7	0,7
322	POMASQUI	2,7	-1,0	0,0	2,7	-1,0	1,3
589	VICEN 13	48,3	8,2	0,0	71,0	-99,0	99,0
2 000	S ROSA	325,9	-31.7	-9999,9	293,0	-9999,0	9999,0

Los elementos se encuentran operando dentro de los límites teóricos definidos.

2.3.3.2. Condiciones de Despacho para Compensación Reactiva

BARRA NUMERO	NOMBRE	BARRA REGULADA	VALOR DE MVAR	VOLTAJE REGULADO
206	4 6.3	206	2.83	0.96
208	9 6.3	208	3.16	0.99
209	11 6.3	209	3.09	1.00
220	GT.GUAN	220	5.65	0.97
221	RAFA 23	221	7 33	0 99
222	19 23	222	8.97	1.00
223	16 6.3	223	7.57	1.00
224	18 23	224	6 76	0 99
225	3-2 6.3	225	3.10	1.00
226	PEREZG 6	226	3.23	1.00
232	OLIMP 6.	232	4.86	1 01
233	SANGOL 2	233	4.59	1 01
239	7 6.3	239	3.68	1.00
240	EPICL 23	240	8.67	1.00
244	15 6.3	244	4.57	1.01
245	17 6.3	245	3.12	1.00
249	QUINCHE	249	4 61	1.00
300	TUMBAC 2	300	4.87	0 99
322	POMASQUI	322	4 91	1.04
421	S.ROSA 2	421	4.56	1.01
552	S.ROSA 1	552	50.95	1.00
1 004	CHILLOG	1.004	4.53	1 00

El equipo proyectado para la compensación reactiva en el año 2.002 permite mantener el sistema operando con voltajes entre 0,99 y 1,01 p.u. Esto da como resultado una condición que no presenta problemas de voltaje en las barras del sistema.

2.3.3.3. Voltajes en todas las Barras del Sistema Eléctrico Quito

Para la simulación del Transformador con terciario que se proyecta se instalará en la subestación Pomasqui TRANSELECTRIC, se ha simulado un elemento ficticio para considerar la barra del terciario. Este elemento ficticio presenta un voltaje menor al rango considerado, de 0,8995 p.u.

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
[illegible]	[illegible]	0,9819	[illegible]	0,2
101	CHPASO	0,9812	[illegible]	9,92
103	STIULU	0,9995	6,30	-10,98
104	GUANG3	1,0000	2,30	8,81
105	GUAH6	0,9933	6,26	9,33
106	GUANG13	1,0024	13,8	2,76
107	SHCUM2	1,0000	4,16	3,51
111	SHNAY1	0,9967	6,28	6,27
202	PASO46	0,9887	45,48	-11,54
204	SHI46	0,9864	45,36	9,96
205	10V 16	1,0028	6,32	5,66
206	4F 3	0,9556	6,02	16,30
208	9 5 3	0,9940	6,26	11,34
209	11 6 3	0,9984	6,29	-11,74
210	CUMB46	0,9870	45,44	6,01
213	NAY 046	0,9889	15,48	-5,84
215	SNR46	0,9745	44,83	-10,98
216	IGT 46	0,9876	0,00	-9,95
217	DERIV6	0,9725	0,00	11,12
218	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
220	IGTGUAN	0,9704	6,40	6,36
221	RAFA 23	0,9886	22,74	-17,87
222	19 J3	0,9982	22,96	24,36
223	16 6 3	1,0012	6,33	15,01
224	18 23	0,9900	22,77	11,60
225	3 2 6 3	1,0000	6,30	-16,11
226	PEREZ06	1,0049	6,33	-10,58
227	DERIV12	0,9417	45,62	5,78
228	DERIVCA	0,9889	15,48	6,42
229	CAROL 6	0,9918	6,25	-10,98
230	13-1 EN	1,0024	6,32	-9,93
231	12 6 3	0,9925	6,25	8,79
232	QUIMP 6	1,0056	6,34	12,83
233	SANJOS 2	1,0007	23,22	17,85
234	10V 2 6	0,9998	6,30	-7,12
235	8 EN 6 3	0,9925	6,25	14,75
236	9 EN 6 3	0,9918	0,00	14,44
[illegible]	[illegible]	1,0076	6,20	15,51
240	EPIC L23	0,9985	22,97	15,53
241	10N 6 3	0,9956	6,27	-9,04
242	INAQU4	0,9812	45,59	6,89
243	INAQ 6	1,0048	6,33	9,87
244	15 6 3	1,0076	6,35	15,85
245	17 6 3	1,0031	6,32	13,41
247	QUINCHE	0,9764	44,64	-8,70
249	QUINCHE	1,0010	23,02	15,99
250	EPIC L46	0,9793	45,08	-10,24

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
251	PEREZ 4	1,0018	46,08	[illegible]
252	3 46	0,9797	45,07	[illegible]
253	7 46	0,9879	45,45	[illegible]
254	9 46	1,0017	46,08	[illegible]
261	11 46	1,0001	46,01	[illegible]
262	15 46	0,9890	45,50	[illegible]
263	1 3	0,9923	45,65	[illegible]
267	17 46	0,9947	45,76	[illegible]
268	DERIV17	0,9950	0,00	[illegible]
269	19 46	0,9980	45,91	[illegible]
271	18 138	0,9993	137,90	[illegible]
277	16 46	0,9925	45,65	[illegible]
281	NORTE 46	0,9894	45,51	[illegible]
282	CAROLINA	0,9875	45,43	[illegible]
284	12 46	0,9913	45,59	[illegible]
285	S.ALGR 4	1,0001	46,00	[illegible]
286	VICENTIN	0,9908	45,66	[illegible]
287	10V 46	0,9902	45,64	[illegible]
288	DERIV10V	0,9903	0,00	[illegible]
291	RAFA 46	0,9818	45,19	[illegible]
292	[illegible] 46	0,9720	0,00	[illegible]
293	4 46	0,9731	44,76	[illegible]
294	S.ROSA 4	0,9946	45,76	[illegible]
295	MACH 46	0,9791	45,04	[illegible]
296	[illegible]	0,9923	45,64	[illegible]
297	8 46	0,9719	44,71	[illegible]
299	TUMBAC 4	0,9805	45,10	[illegible]
300	TUMBAC 2	0,9872	22,70	[illegible]
301	MACHACH	0,9492	22,82	[illegible]
302	POMASQUI	0,9446	24,83	[illegible]
303	POMASQUI	1,0061	138,01	[illegible]
304	19 138	0,9978	137,63	[illegible]
305	S.ALGR 1	0,9966	137,54	[illegible]
421	S.ROSA 2	1,0064	[illegible]	[illegible]
552	S.ROSA 1	1,0005	[illegible]	[illegible]
599	VICEN 13	1,0000	138,00	[illegible]
614	13-1 23	0,9990	[illegible]	[illegible]
901	DERIV 16	0,9907	0,00	[illegible]
1 001	BANCO2	1,0017	[illegible]	[illegible]
1 002	BANCO3	1,0017	13,22	[illegible]
1 003	CHILLOG	0,9981	137,74	[illegible]
1 004	CHILLOG	1,0029	23,07	[illegible]
1 999	SROSFIC	1,0214	0,00	[illegible]
2 000	S.ROSA	0,9600	220,80	[illegible]
2 001	SROSTER	1,0214	14,10	[illegible]
2 009	POMAFIC	0,9020	0,00	[illegible]
2 010	POMSNT	[illegible]	219,03	[illegible]
2 011	POMASTER	0,9020	14,47	[illegible]
2 012	POMSNT	[illegible]	[illegible]	[illegible]

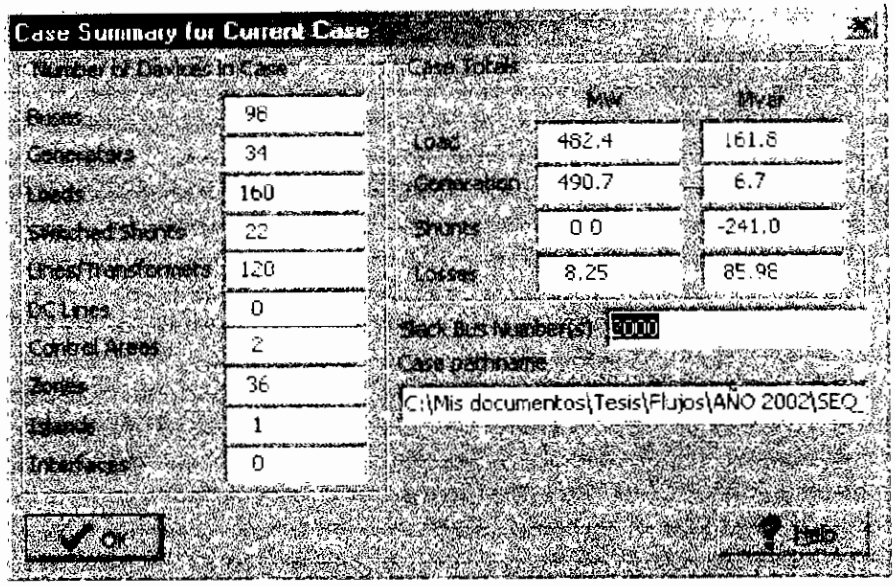
2.3.3.4. Flujos de Potencia a través de Líneas de Transmisión y Transformadores

A pesar de presentarse el problema de bajo voltaje en la barra ficticia de la subestación Pomasqui TRANSELECTRIC, el resultado del flujo simulado para el año 2.002 no presenta ningún elemento del sistema operando bajo condiciones de sobrecarga.

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
106	GUANG 13	100	GT GUIT	-19.3	0.9	48.25	0.04	0.85	99.89%
106	GUANG 13	220	GT GUAN	12.2	12.4	63.27	0.07	1.59	--
106	GUANG 13	580	VICEN 13	7.1	11.8	8.47	0.01	0.43	---
109	GH CUM3	210	CUMB 46	30.0	2.9	80.28	0.24	2.89	
111	GH NAY1	213	NAYO 46	30.0	6.0	92.71	0.46	6.31	
202	PASO 46	101	GH PASO	-4.0	-3.3	91.66	0.03	0.34	---
202	PASO 46	296	SANGOL 4	4.0	3.3	21.64	0.07	0.08	---
204	G H 46	104	GUAN2 3	-8.3	2.2	68.06	0.00	0.18	
204	G H 46	105	GUAH 6	-1.7	-1.0	12.88	0.00	0.03	---
204	G H 46	215	SUR 46	12.1	3.5	24.18	0.08	0.26	---
204	G H 46	216	G T 46	2.1	4.7	9.80	0.00	0.01	---
205	10V 1 6	287	10V 46	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	
208	9 6 3	259	9 46	-8.8	4.1	78.73	0.03	0.52	
209	11 6 3	261	11 46	8.5	3.6	92.29	0.05	0.71	
210	CUMB 46	299	TUMBAC 4	29.3	5.7	57.05	0.14	0.41	--
210	CUMB 46	213	NAYO 46	-10.7	1.2	20.57	0.02	0.07	-
210	CUMB 46	281	NORTE 46	5.6	-3.5	12.53	0.02	0.05	--
210	CUMB 46	281	NORTE 46	5.6	-3.5	12.53	0.02	0.05	--
213	NAYO 46	247	QUINCHE	18.8	0.9	35.94	0.33	1.00	---
215	SUR 46	100	GT GUIT	-0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	--
215	SUR 46	217	DERIv 6	10.8	4.1	21.77	0.01	0.04	---
215	SUR 46	286	VICENTIN	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	---
215	SUR 46	216	G T 46	10.7	3.5	21.14	0.08	0.21	
215	SUR 46	250	EPICL 46	-10.3	-0.8	19.99	0.05	0.14	
215	SUR 46	219	44958 0	6.1	2.5	32.83	0.30	0.32	---
215	SUR 46	293	4 46	12.9	-0.1	25.07	0.02	0.05	---
216	G T 46	220	GT GUAN	-29.1	-11.6	59.69	0.11	2.22	---
216	G T 46	291	RAFA 46	16.2	3.2	31.22	0.07	0.1	
217	DERIV 6	292	6 46	4.1	1.6	8.25	0.00	0.00	--
217	DERIV 6	297	8 46	6.7	2.5	13.48	0.00	0.01	-
218	2 1 6 3	215	SUR 46	3.2	1.0	16.76	0.00	0.00	
226	PEREZG 6	251	PEREZG 4	-7.2	3.9	40.85	0.02	0.41	---
227	DERIV12	228	DERIVCA	18.9	1.3	36.00	0.07	0.21	
227	DERIV12	284	12 46	5.8	2.2	11.80	0.00	0.00	---
227	DERIV12	286	VICENTIN	-24.7	1.0	47.08	0.02	0.07	---
228	DERIVCA	281	NORTE 46	6.6	-6.7	17.74	0.01	0.01	---
228	DERIVCA	282	CAROLINA	12.3	5.2	25.54	0.01	0.03	--
251	12 6 3	284	12 46	5.8	1.9	61.15	0.02	0.35	
295	8 EN 6 3	297	8 46	-6.7	2.0	69.62	0.03	0.48	---
296	8 EN 6 3	292	6 46	4.0	1.3	67.56	0.02	0.27	---
242	INAQU 4	283	13 46	8.0	14.6	31.78	0.01	0.03	-
242	INAQU 4	281	NORTE 46	15.9	11.3	37.13	0.05	0.13	---
243	INAQ 5	242	INAQU 1	7.9	2.9	11.98	0.02	0.18	
247	QUINCHE	249	QUINCHE	16.5	0.1	92.43	0.10	2.55	-
250	EPICL 46	252	3 46	1.7	-0.3	3.41	0.00	0.00	---
250	EPICL 46	294	S ROSA 4	-22.4	0.8	43.07	0.35	0.95	---
250	EPICL 46	294	S ROSA 4	22.4	0.8	43.07	0.35	0.95	
250	EPICL 46	240	EPICL 23	16.3	1.1	31.75	0.07	1.89	---
250	EPICL 46	240	EPICL 23	16.3	-1.1	81.75	0.07	1.99	--
251	PEREZG 4	259	9 46	-7.2	3.5	15.06	0.00	0.01	---
251	PEREZG 4	288	DERIv10V	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	-
252	3 46	253	7 46	15.8	-0.8	30.47	0.10	0.31	---
252	3 46	611	3 1 23	1.9	0.6	26.72	0.00	0.03	
252	3 46	225	3 2 6 3	15.6	-0.1	78.20	0.06	1.58	---
253	7 46	285	S ALGR 4	30.8	0.2	58.92	0.39	1.15	---
253	7 46	239	7 6 3	14.9	-1.3	74.95	0.07	1.66	---
259	9 46	285	S ALGR 4	-14.1	7.1	29.65	0.07	0.20	-

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
[illegible]	[illegible]	[illegible]	S ALGR 4	3.6	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	266	DERIV17	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.05	[illegible]	--
262	15 46	244	15 6.3	13.6	[illegible]	69.04	0.06	1.30	--
263	[illegible]	230	[illegible]	8.2	[illegible]	[illegible]	1.02	[illegible]	--
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible] ALGR [illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
267	17 46	268	DERIV17	-9.2	1.4	17.57	0.01	[illegible]	
267	17 46	245	17 6.3	9.2	-1.4	46.42	0.03	0.58	--
268	DERIV17	269	19 46	-22.9	3.4	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
269	19 46	[illegible]	19 23	19.6	[illegible]	[illegible]	0.09	2.25	
269	19 46	222	19 23	12.0	[illegible]	[illegible]	0.05	1.45	--
269	19 46	1 001	BANCO[illegible]	2.6	[illegible]	13.33	[illegible]	0.10	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	19 138	56.2	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
274	18 13	224	18 23	25.0	[illegible]	[illegible]	0.10	[illegible]	--
274	18 138	[illegible]	POMASQUI	[illegible]	2.4	[illegible]	0.03	0.29	--
[illegible]	[illegible]	281	NORTE 46	[illegible]	[illegible]	0.00	0.00	0.00	
[illegible]	16 46	[illegible]	16 6.3	14.8	[illegible]	74.64	0.07	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	16 6.3	[illegible]	[illegible]	74.64	[illegible]	[illegible]	
277	[illegible]	900	DERIV16	29.6	1.5	[illegible]	0.18	0.44	--
281	NORTE 46	280	VICENTIN	12.0	1.4	[illegible]	0.06	[illegible]	
[illegible]	NORTE 46	[illegible]	OLIMP 6	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	CAROLINA	229	CAROL 6	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.05	[illegible]	
285	S ALGR 4	900	DERIV16	30.0	[illegible]	[illegible]	0.16	[illegible]	
286	VICENTIN	288	DERIV10V	2.0	[illegible]	[illegible]	0.00	0.00	--
286	VICENTIN	241	[illegible] 6.3	[illegible]	[illegible]	47.21	0.03	0.59	
287	10V 46	288	DERIV10V	2.0	0.7	8.71	0.00	0.00	--
287	10V 46	234	10V 2.6	2.0	0.7	33.20	0.00	0.06	--
291	RAFA 46	[illegible]	RAFA [illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.06	[illegible]	--
[illegible]	RAFA 46	296	[illegible]	[illegible]	1.3	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
293	4 46	200	4 6.3	12.9	0.2	14.06	0.06	[illegible]	--
[illegible]	S ROSA 4	[illegible]	S ROSA [illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.07	1.74	--
[illegible]	[illegible]	[illegible]	RAFA [illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	235	MACH 46	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.12	[illegible]	
295	MACH 46	301	MACHACH	9.9	4.2	53.83	0.03	0.94	--
296	SANGOL 4	233	SANGOL [illegible]	13.2	[illegible]	[illegible]	0.05	[illegible]	
299	TUMBAC 4	300	TUMBAC [illegible]	29.2	[illegible]	89.85	[illegible]	[illegible]	--
323	POMASQUI	322	POMASQUI	14.4	1.7	43.86	0.03	0.97	--
323	POMASQUI	[illegible]	S ALGR 1	9.9	[illegible]	5.90	0.01	-1.08	--
323	POMASQUI	[illegible]	POMASQUI	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.03	[illegible]	--
324	[illegible] 138	2 012	POM-SNT	41.5	[illegible]	[illegible]	0.14	0.22	--
[illegible]	18 138	325	S ALGR 1	14.7	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.46	--
[illegible]	S ALGR 1	552	S ROSA 1	47.7	3.4	[illegible]	0.28	[illegible]	
[illegible]	S ALGR 1	235	S ALGR 4	42.1	6.0	42.51	0.06	2.52	--
325	S ALGR 1	[illegible]	CHILLOG	31.4	[illegible]	17.04	0.09	-2.66	--
[illegible]	S ALGR 1	[illegible]	POMASQUI	99,0	[illegible]	6.19	0.01	-1.08	--
[illegible]	S ALGR 1	295	S ALGR 4	42,1	6.0	[illegible]	1.06	[illegible]	99.90%
552	S ROSA 1	294	S ROSA 4	44.9	3.8	[illegible]	1.09	[illegible]	[illegible]
552	[illegible]	[illegible]	S ROSA 4	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
552	S ROSA 1	[illegible]	VICEN 13	17.9	[illegible]	11.60	0.05	[illegible]	--
552	S ROSA 1	1 003	CHILLOG	51.6	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	VICEN 13	286	VICENTIN	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.05	[illegible]	[illegible]
[illegible]	VICEN 13	286	VICENTIN	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.06	[illegible]	[illegible]
1 001	BANCOS	1 002	BANCOS	[illegible]	[illegible]	28.19	0.00	0.06	
1 002	CHILLOG	1 004	CHILLOG	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	--
[illegible]	[illegible]	[illegible]	S ROSA 1	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	S ROSA	2 010	POM SNT	[illegible]	4.3	[illegible]	0.26	[illegible]	--
[illegible]	S ROSA	1 999	SROSEN[illegible]	209.9	-41.3	[illegible]	0.00	[illegible]	--
[illegible]	[illegible]	[illegible]	POM SNT	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	SROSEN[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	--
2 009	POMAFIC	2 012	POM-SNT	115.5	17.0	[illegible]	0.00	[illegible]	
2 010	POM-SNT	2 009	POMAFIC	115.5	21.0	31.30	0.00	3.97	--

A continuación se presenta el cuadro de resumen con los valores de potencias presentados para el año 2.002, así como las pérdidas.

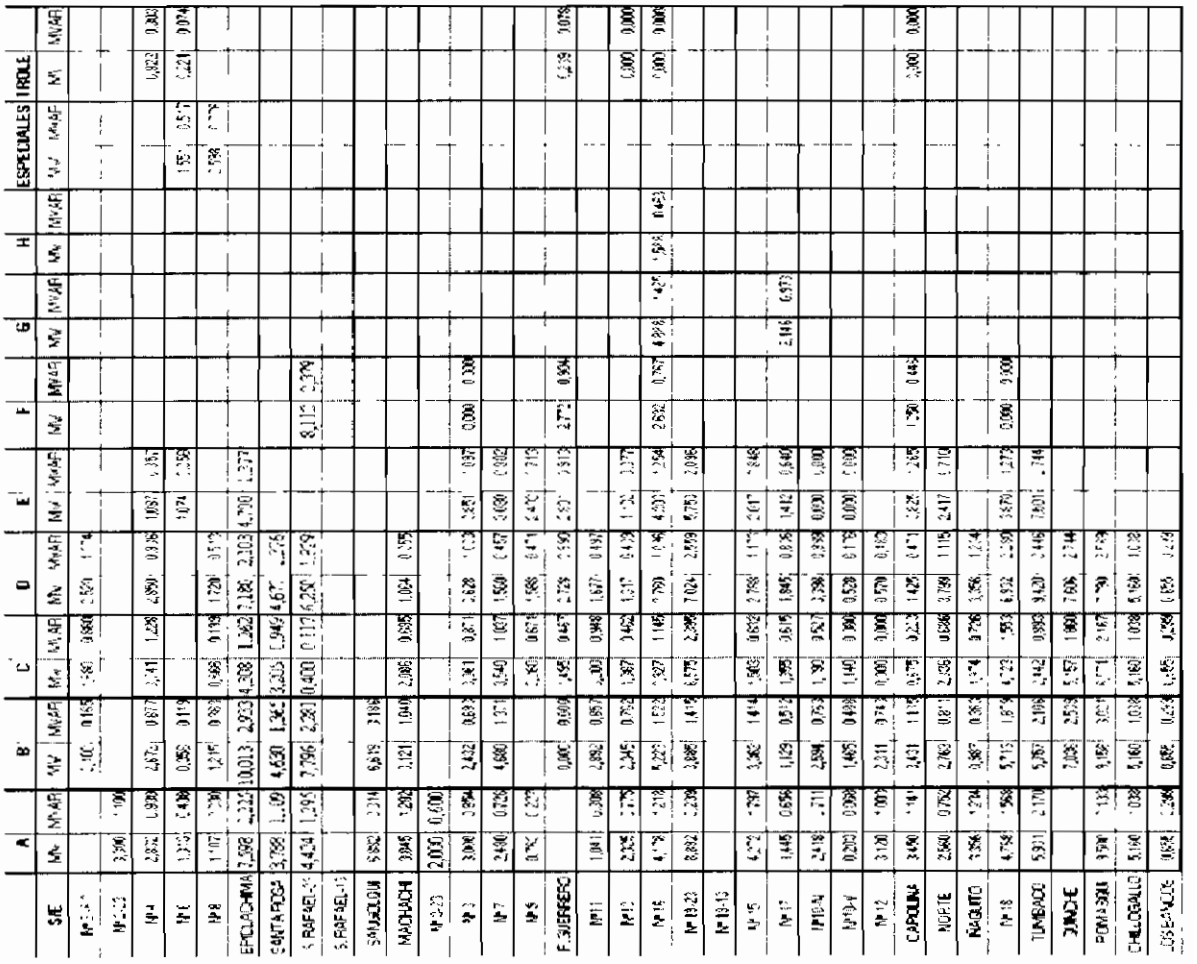


Se puede observar que el porcentaje de pérdidas con respecto a la potencia total generada para el año 2.002 es de 1,68% lo que implica una disminución de las pérdidas en el sistema. Esto se debe a la incorporación de la subestación Pomasqui de Transelectric, la que mejora las condiciones para la zona de la cola del Sistema Eléctrico Quito.

2.4. PLAN DE OBRAS PARA EL AÑO 2.003

2.4.1. SIMULACIÓN PARA EL SISTEMA AÑO 2.002 CON PROYECCIÓN DE CARGA PARA EL AÑO 2.003

Para la simulación de la proyección del año 2.001 considerando el crecimiento de la demanda, se consideran los datos obtenidos al aplicar la metodología para el estudio del crecimiento de la demanda, expuesto en el capítulo IV. A continuación se presenta la carga proyectada para los alimentadores:



Para la simulación se obtiene como resultado que todos los voltajes en las barras se encuentran dentro del rango considerado, excepto en los siguientes casos:

BARRA	NOMBRE	NOMBRE AREA	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
103	GT.LULU	SEQ	0.93958	5.92	-11.6300
2.009	POMAFIC	TRANSELE	0.92421	0.00	-3.3760
2.011	POMASTER	TRANSELE	0.92421	127.54	-3.3760

No se presentan sobrecargas en los elementos del sistema para las condiciones de carga del año 2.003. Aunque no se presentan sobrecargas para la condición de carga para el año 2.003, se observa que en el transformador de la subestación El Quinche se encuentra operando al 100% de su capacidad.

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA
247	QUINCHE	249	QUINCHE	19.8	0.8	99.01

Esta consideración obliga a pensar en un transformador adicional en la subestación debido a que el área de servicio que cubre esta subestación se encuentra con un rápido crecimiento de carga.

2.4.2. OBRAS CONSIDERADAS PARA LA EXPANSION AL AÑO 2.003

2.4.2.1. Subestación Número 6

En la subestación Número 6 se procede a instalar el transformador de reserva ubicado anteriormente en la subestación número 17. Sus características son las siguientes:

CODIGO	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACION	RELACION (kV)	R% (pu)	X% (pu)
No. 17	8 / 10	OA/FA	43.8 / 6.3	5.56	79,48

En este caso el display no sufre alteración, solamente las propiedades del transformador.

2.4.2.2. Subestación El Quinche

Para aumentar la capacidad de potencia, se procederá a instalar un transformador con capacidad 15/20, de iguales características al presente:

CODIGO	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACION	RELACION (kV)	R% (pu)	X% (pu)
EL QUINCHE	15 / 20	OA/FA	46 / 23	3,01	67,25

2.4.3. SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA

2.4.3.1. Condiciones de las centrales de Generación y el Punto de entrega del Sistema Nacional Interconectado

BARRA NUMERO	NOMBRE	GENERACION		CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS GENERADORES			
		MW	MVAR	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
100	GT.QUIT	19,3	0,0	0,0	34,2	-22,2	0.00
101	GH.PASO	4,6	-2,3	0,0	4,5	-3,6	2,4
103	GT.LULU	0,0	0,0	0,0	9,0	6,9	6,9
104	GUAN2 3	8,4	5,8	0 0	8,5	-5,0	20.5
105	GUAH.6	1 7	0,0	0,0	11,5	-1 0	1 0
109	GH CUM3	30,0	4,0	0,0	40,0	-4,0	10,0
111	GH.NAY1	30,0	3,3	0,0	30,0	0,2	6,0
220	GT.GUAN	17,1	10,8	0,0	31,2	-2,0	16,6
221	RAFA 23	1,8	2.0	0,0	1,8	-2,0	2.0
295	MACH 46	1,6	0.0	0,0	2,0	-2.0	2.0
300	TUMBAC 2	0,0	0.0	1.4	1 40	-0 7	0.7
322	POMASQUI	2,7	1,3	0 0	2 70	-1,0	1 3
589	VICEN 13	48,3	-37,5	0,0	71,0	-99,0	99,0
2.000	S.ROSA	345,6	52,8	-9999,9	293,0	-9999,0	9999,0

Al observar la tabla anterior se puede considerar el aumento de entrega de potencia al Sistema Eléctrico Quito por parte del Sistema Nacional Interconectado.

2.4.3.2. Condiciones de Despacho para Compensación Reactiva

BARRA NUMERO	NOMBRE	BARRA REGULADA	VALOR DE MVAR	VOLTAJE REGULADO
206	4 6.3	206	3.04	0.99
208	9 6.3	208	3.26	1.01
209	11 6 3	209	3.10	1 00
220	GT.GUAN	220	6.00	1.00
221	RAFA 23	221	7 30	0 99
222	19 23	222	9 01	1 00
223	16 6.3	223	7 55	1 00
224	18 23	224	6.68	0.98
225	3-2 6.3	225	3.14	1.01
226	PEREZG 6	226	3 23	1 01
232	OLIMP 6.	232	4.83	1 00
233	SANGOL 2	233	4 56	1 01
239	7 6.3	239	3.70	1.00
240	EPICL 23	240	8.63	1.00
244	15 6.3	244	4.48	1.00
245	17 6 3	245	3.10	1.00
249	QUINCHE	249	4 64	1 00
300	TUMBAC 2	300	4 98	1 00
322	POMASQUI	322	4.50	1 00
421	S.ROSA 2	421	4.43	0.99
552	S.ROSA 1	552	52.47	1.03
1.004	CHILLOG	1.004	4 50	1 00

El aporte de reactivos presentado por la central térmica Santa Rosa aumenta en comparación al año anterior.

2.4.3.3. Voltajes en todas las Barras del Sistema Eléctrico Quito

Para la condición de demanda analizada para el año 2.003 se presenta nuevamente el problema de voltaje en la barra ficticia de la subestación Pomasqui TRANSELECTRIC, sin afectar de manera considerable el resultado del flujo de potencia simulado.

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	GHPASO	[illegible]	[illegible]	[illegible]
105	GTG.UIO	0,9416	5.93	-11.5700
104	GUAN. 3	1.0000	2.30	-9.4800
105	GUAN 6	0.9820	6.19	-9.9420
106	GUANG 13	1.0003	13.80	-2.9400
109	GHCUM4	1.0000	4.16	1.0280
121	GHMA13	1.0000	6.90	6.1770
[illegible]	PAS046	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
206	[illegible]	1.0020	6.31	6.0270
208	4 6 3	0.9904	6.24	16.6740
209	[illegible]	1.0080	6.35	-11.8300
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
211	CUMB 46	0.9841	45.27	-6.5370
213	NAYO 46	0.9838	45.26	-5.1740
215	S_P 46	0.9887	45.49	-11.5700
216	S T 46	1.0051	0.00	10.5690
217	DERIV6	0.9868	0.00	11.7180
218	0-1 6 3	0.9810	22.56	12.8440
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
220	GTGUAN	1.0000	6.60	6.9050
221	RAFA_3	0.9867	22.69	18.9660
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
224	18 23	0.9836	22.62	12.1150
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	PEPEZOO	[illegible]	[illegible]	[illegible]
227	DERM12	0.9908	45.58	-6.1580
228	DERIVCA	0.9877	45.43	-6.8480
[illegible]	CAPA 6	[illegible]	[illegible]	[illegible]
230	13-1 EN	1.0019	6.31	10.4310
231	12 6 3	1.0028	6.32	-9.2130
[illegible]	GUMP 6	1.0032	6.32	12.6210
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
234	[illegible]	0.9987	6.29	-7.5240
235	8 EN b 3	0.9842	6.20	15.3370
236	b EN b 3	1.0026	0.00	13.8700
239	7 6 3	1.0008	6.30	15.7930
240	EPICL 23	0.9963	22.91	17.6180
241	10N b 3	0.9940	6.26	9.5170
242	INAQU 4	0.9910	45.50	7.3180
243	INAQ b	1.0039	6.32	10.3770
244	15 b 3	0.9979	6.28	18.5590
245	12 6 3	0.9997	6.30	-14.2780
247	QUINCHE	0.9864	44.41	-9.5070
249	QUINCHE	1.0040	23.09	13.3650
250	EPICL 46	0.9883	45.47	10.9000

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
253	[illegible]	0.9911	45.60	9.1000
259	[illegible]	1.0013	46.15	8.4020
261	11 46	[illegible]	[illegible]	[illegible]
262	15 46	0.9980	45.91	-13.0220
263	13 46	0.9924	45.65	1.3890
267	17 46	[illegible]	[illegible]	[illegible]
268	DERM17	[illegible]	[illegible]	[illegible]
269	16 46	[illegible]	[illegible]	[illegible]
274	18 46	[illegible]	[illegible]	[illegible]
277	16 46	0.9930	45.68	4.6830
281	NAPIE 46	0.9881	45.45	0.3250
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
284	1 46	0.9903	45.56	6.1890
285	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
286	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
287	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
288	DERIV10v	0.9915	0.00	6.0230
291	RAFA 46	0.9922	45.64	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
293	4 46	0.9874	45.42	11.8130
294	S ROSA 4	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
296	SANGOL 4	[illegible]	[illegible]	[illegible]
297	6 46	0.9861	45.36	[illegible]
298	TUMBA 4	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
301	MACHACH	0.9783	22.50	-15.8710
322	POMASQUI	1.0000	23.00	7.9150
323	POMASQUI	[illegible]	[illegible]	[illegible]
324	19 138	0.9889	[illegible]	4.1030
325	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
121	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
553	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
588	JCEN 13	[illegible]	[illegible]	[illegible]
614	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
000	DERM18	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1 001	BANCOS	0.9879	44.48	11.7520
1 002	BANCOS	1.0070	13.29	13.9350
1 003	CHILLOG	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1 004	CHILLOG	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1 999	SPOSFIC	0.9709	0.00	3.5120
2 000	S ROSA	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2 001	SPOSTER	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2 009	POMAFIC	0.9238	0.00	3.3930
2 010	POMSNT	0.9824	225.95	1.6400
2 011	POMASTER	0.9238	12.48	3.3930
2 012	POMSNT	0.9869	12.05	3.1020

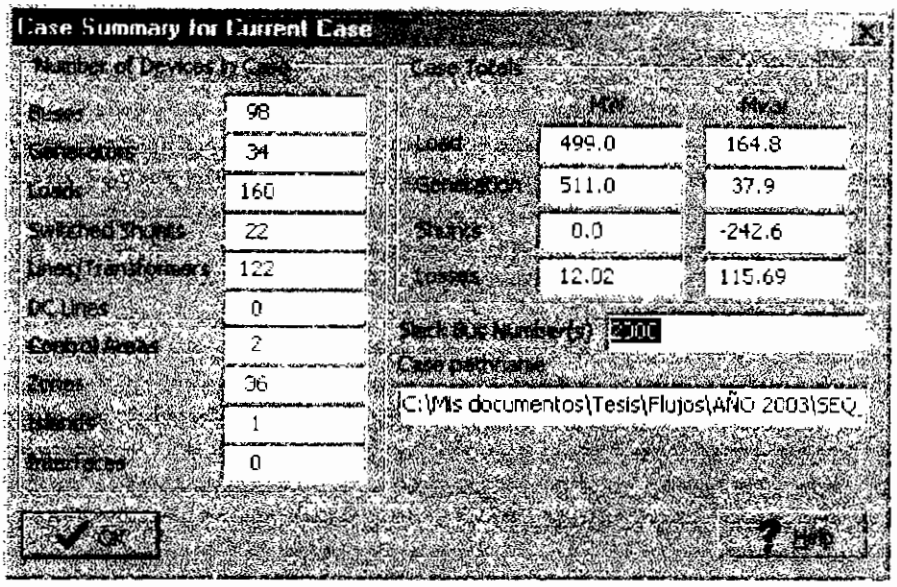
2.4.3.4. Flujos de Potencia a través de Líneas de Transmisión y Transformadores

A partir del análisis de la tabla siguiente se puede observar que los voltajes bajos que se presentan en las barras ficticias de la subestación Pomasqui TRANSELECTRIC, no afectan el flujo de potencia simulado para la condición de operación del año 2.003.

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
196	GUANG 13	220	ST GUAN	65.3	-1.0	55.30	0.04	--	--
196	GUANG 13	599	VICEN 13	4.0	0.2	2.49	0.00	0.0	--
196	GUANG 13	100	GT GUIT	-19.3	0.0	48.25	0.04	0.86	--
199	GHCUMB3	210	CUMB 46	30.0	4.0	80.52	0.24	2.42	--
111	GUNAY1	217	NAYO 46	30.0	3.2	91.46	0.11	0.11	--
202	PASO 46	101	GN PASO	-4.6	2.0	93.89	0.03	0.21	--
202	PASO 46	296	SANGOL4	4.6	-2.6	12.56	0.08	0.08	--
204	GUA 46	104	GUAN22	8.4	-5.6	99.28	0.00	0.25	--
204	GUA 46	105	GUAH 6	1.7	0.0	41.13	0.10	0.10	--
204	GUA 46	215	SUP 46	12.9	6.2	26.85	0.10	0.32	--
204	GUA 46	216	GT 46	2.9	0.7	5.54	0.00	0.00	--
205	GUY 16	287	10Y 46	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	--
209	0 6 3	259	9 46	7.0	4.2	91.87	0.03	0.55	--
209	0 6 3	261	11 46	8.7	5.5	94.06	0.05	0.74	--
210	CUMB 46	299	CUMBAC 4	21.4	6.8	61.57	0.10	0.43	--
210	CUMB 46	213	NAYO 46	9.4	3.6	18.31	0.02	0.06	--
210	CUMB 46	201	NORTE 46	3.9	-4.7	11.64	0.02	0.06	--
210	CUMB 46	281	NORTE 46	3.9	4.7	11.64	0.02	0.06	--
213	NAYO 46	247	QUINCHE	20.1	0.4	38.56	0.16	0.76	--
215	SUP 46	288	VICENTIN	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	--
215	SUP 46	283	4 46	63.2	0.5	25.30	0.02	0.02	--
215	SUP 46	216	GT 46	-11.4	5.2	23.55	0.09	0.29	--
215	SUP 46	219	2-23	8.2	2.8	33.52	0.00	0.35	--
215	SUP 46	250	EPICL 46	9.6	3.6	19.62	0.04	0.13	--
215	SUP 46	103	GT LULU	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	--
215	SUP 46	217	DERIV 6	11.0	4.1	22.24	0.01	0.01	--
216	GT 46	220	GT GUAN	64.2	-1.8	70.10	0.15	0.80	--
216	GT 46	201	PAPA 46	17.0	11.7	40.10	0.11	0.33	--
217	DERIV 6	292	8 46	4.2	1.6	8.38	0.00	0.00	--
217	DERIV 6	297	8 46	6.9	2.5	13.82	0.00	0.01	--
218	1 6 3	215	SUP 46	-0.8	-1.1	17.39	0.00	0.00	--
226	PEREZO 6	251	PEREZO 4	-7.3	3.0	41.52	0.02	0.43	--
227	DERIV12	198	DERMCA	20.4	-1.8	29.00	0.08	1.34	--
227	DERIV12	284	1 46	6.4	-1.8	12.06	0.04	0.19	--
227	DERIV12	288	VICENTIN	26.4	1.1	50.25	0.07	0.07	--
228	DERMCA	281	NORTE 46	7.7	1.2	10.51	0.01	0.01	--
228	DERMCA	282	CAROLINA	12.6	5.3	26.20	0.01	0.03	--
231	1 6 3	284	12 46	5.4	1.1	21.00	0.00	0.00	--
235	6 EN 6 3	297	8 46	-6.8	2.6	71.37	0.03	0.46	--
236	6 EN 6 3	292	8 46	-4.1	1.4	43.68	0.01	0.18	--
242	INAQUI 4	283	13 46	6.4	17.3	35.11	0.01	0.03	--
242	INAQUI 4	201	NORTE 46	14.5	13.8	38.13	0.05	0.14	--
243	INAQUI 6	242	INAQUI 4	-8.1	-3.0	43.03	0.02	0.51	--
247	QUINCHE	244	QUINCHE	9.1	1.2	44.13	0.04	0.20	--
247	QUINCHE	249	QUINCHE	12.0	1.6	58.28	0.04	1.04	--
250	EPICL 46	252	3 46	2.0	0.1	5.54	0.00	0.01	--
250	EPICL 46	294	S ROSA 4	22.7	1.5	43.46	0.36	0.97	--
250	EPICL 46	294	S ROSA 4	22.7	1.5	43.46	0.36	0.97	--
250	EPICL 46	240	EPICL 23	16.9	-0.8	84.40	0.06	2.02	--
250	EPICL 46	240	EPICL 23	16.9	-0.8	84.40	0.09	2.02	--
251	PEREZO 4	259	9 46	-7.4	3.4	15.29	0.00	0.01	--
251	PEREZO 4	288	VICENTIN	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	--
252	3 46	53	7 46	-10.0	1.4	80.73	0.01	0.32	--
252	3 46	104	3 1 23	2.0	0.1	28.00	0.00	0.03	--
252	3 46	295	2 2 6 3	16.0	1.0	80.16	0.06	1.64	--
253	7 46	295	2 AUGR 4	31.4	2.3	89.94	0.40	1.18	--
256	1 46	1 8	17 6 3	15.5	-1.1	5.15	0.01	0.04	--

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	285	ALGR4	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	268	DERIV17	[illegible]	[illegible]	26.60	0.05	0.13	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
265	1346	285	SALGR4	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.06	0.18	
267	1746	268	DERIV17	-49.6	1.0	18.28	0.01	0.02	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
268	DERIV17	269	1946	[illegible]	[illegible]	44.64	0.13	0.36	
269	1946	222	1923	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.09	2.33	
263	1846	222	1923	16.3	[illegible]	66.34	0.07	1.96	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
273	1646	1001	BANCOS	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
274	16136	224	1623	26.1	-1.5	79.27	0.11	3.64	
[illegible]	[illegible]	323	POMASQUI	26.1	1.5	17.01	[illegible]	3.25	
[illegible]	[illegible]	223	1663	16.3	-1.5	76.99	0.08	1.62	
[illegible]	[illegible]	223	1663	16.3	-1.5	76.99	0.08	1.62	
[illegible]	[illegible]	281	NORTE46	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	
[illegible]	[illegible]	300	DERIV16	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	286	VICENTIN	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	232	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	329	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
285	SALGR4	900	DERIV15	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
286	VICENTIN	241	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
286	VICENTIN	288	DERIV10	2.0	0.7	4.05	0.00	0.00	
287	10V46	234	10V26	2.0	0.7	34.04	0.00	0.06	
[illegible]	[illegible]	288	DERIV10	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	286	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
291	PALA46	221	PALA23	[illegible]	[illegible]	76.84	0.10	5.44	
293	1446	206	[illegible]	[illegible]	[illegible]	66.21	0.06	1.12	
[illegible]	[illegible]	281	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	421	SROSA2	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
294	SROSA4	285	MACH46	[illegible]	[illegible]	37.08	0.02	0.07	
295	MACH46	301	MACHACH	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
298	TUMBAC4	300	TUMBAC2	31.4	6.3	98.54	0.18	4.69	
323	POMASQUI	322	POMASQUI	15.0	2.5	46.10	0.03	1.16	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	POMASQUI	322	POMASQUI	15.0	[illegible]	46.10	[illegible]	1.16	
324	1946	1002	POMSNT	8.4	4.3	32.21	0.08	0.45	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	323	POMASQUI	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
325	SALGR4	285	SALGR4	44.1	7.0	44.08	0.06	2.77	99.0%
325	SALGR4	1003	CHILLOG	39.8	-6.3	40.95	0.62	1.23	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	552	SROSA1	56.1	-7.6	52.40	0.35	3.44	
421	SROSA2	285	MACH46	[illegible]	6.3	[illegible]	0.06	0.16	
552	SROSA1	1003	CHILLOG	61.6	6.0	4.10	0.42	1.20	
[illegible]	[illegible]	294	SROSA4	45.4	4.3	61.24	0.04	4.27	
[illegible]	[illegible]	294	SROSA4	[illegible]	4.3	61.24	[illegible]	4.27	
[illegible]	[illegible]	569	VICENTIN	[illegible]	[illegible]	34.60	0.40	0.36	
569	VICENTIN	286	VICENTIN	26.1	2.7	56.42	0.05	1.31	99.0%
569	VICENTIN	286	VICENTIN	24.5	2.4	57.74	0.07	1.25	99.0%
1001	BANCOS	1002	BANCOS	2.6	1.3	28.92	0.00	0.07	
1003	CHILLOG	1004	CHILLOG	20.7	0.3	82.75	0.06	2.20	
1999	SROSA1	552	SROSA1	220.9	155.4	75.94	0.18	3.32	
[illegible]	[illegible]	2010	POMSNT	55.3	61.2	15.26	[illegible]	4.55	
[illegible]	[illegible]	2010	POMSNT	55.3	61.2	15.26	[illegible]	4.55	
2000	SROSA4	1999	SROSA1	0.0	175.8	79.91	0.00	0.45	
2000	SROSA1EP	1999	SROSA1	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	
[illegible]	POMAFIC	[illegible]	POMSNT	100.8	-121.0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
2010	POMSNT	2009	POMAFIC	105.8	-113.8	41.44	0.00	7.18	

A continuación se presenta el cuadro de resumen para las potencias presentadas en el año 2.003, así como las pérdidas.



Para este año, se observa un incremento de las pérdidas a un 2,35% con respecto a la potencia entregada al sistema.

2.5. PLAN DE OBRAS PARA EL AÑO 2.004

2.5.1. SIMULACIÓN PARA EL SISTEMA AÑO 2.003 CON PROYECCIÓN DE CARGA PARA EL AÑO 2.004

Para la simulación de la proyección del año 2.003 considerando el crecimiento de la demanda, se consideran los datos obtenidos al aplicar la metodología para el estudio del crecimiento de la demanda, expuesto en el capítulo IV.

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA
299	TUMBAC 4	300	TUMBAC 2	33.6	7.9	104.56

Debido a que la sobrecarga no es muy grande, se resolverá el problema en el año 2.005 después de considerar el crecimiento de carga. Para el año 2.004 no se considera ninguna obra de expansión para el sistema de potencia. A continuación se presenta la carga proyectada para los alimentadores del sistema.

2.5.2. SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA

2.5.2.1. Condiciones de las centrales de Generación y el Punto de entrega de Sistema Nacional Interconectado

BARRA NUMERO	NOMBRE	GENERACION		CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS GENERADORES			
		MW	MVAR	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
100	GT.QUIT	19,3	-0,5	0,0	34,2	-22,2	0 00
101	GH.PASO	4,0	1,8	0,0	4,5	-3,6	2,4
103	GT.LULU	0,0	0,0	0,0	9,0	6,9	6,9
104	GUAN2 3	8,4	4,4	0,0	8.5	-5,0	20.5
105	GUAH.6	1.7	1 0	0,0	11 5	-1 0	1 0
109	GH.CUM3	30,0	-4,0	0.0	40,0	-4,0	10,0
111	GH.NAY1	30,0	-0,6	0,0	30,0	0,2	6,0
220	GT.GUAN	17.1	5,6	0.0	31,2	-2,0	16,6
221	RAFA 23	1,8	2.0	0,0	1,8	-2,0	2,0
295	MACH 46	1.6	3,0	0.0	2,0	-2,0	2,0
300	TUMBAC 2	0,0	0,0	1 4	1 4	-0 7	0.7
322	POMASQUI	2,7	1,3	0,0	2,7	-1,0	1,3
589	VICEN 13	51,2	43,5	0,0	71,0	-99,0	99,0
2.000	S.ROSA	362,0	-12,0	-9999,9	293,0	-9999,0	9999,0

Para la condición de carga simulada para el año 2.004, nuevamente el déficit de potencia es suplido por la entrega del Sistema Nacional Interconectado.

2.5.2.2. Condiciones de Despacho para Compensación Reactiva

BARRA NUMERO	NOMBRE	BARRA REGULADA	VALOR DE MVAR	VOLTAJE REGULADO
206	4 6 3	206	2 94	0 97
208	9 6.3	208	3.23	1.00
209	11 6.3	209	3.07	1.00
220	GT.GUAN	220	6.00	1.00
221	RAFA 23	221	7 00	0 97
222	19 23	222	8.96	1.00
223	16 6.3	223	7.46	1.00
224	18 23	224	6.88	1 00
225	3-2 6.3	225	3.07	0.99
226	PEREZG 6	226	3.21	1 00
232	OLIMP 6	232	4 79	1 00
233	SANGOL 2	233	4.47	1.00
239	7 6.3	239	3.64	0.99
240	EPICL 23	240	8.55	0 99
244	15 6.3	244	4.42	0.99
245	17 6.3	245	3.07	1.00
249	QUINCHE	249	4.68	1 01
300	TUMBAC 2	300	4 73	0 97
322	POMASQUI	322	4.47	1 00
421	S.ROSA 2	421	4.51	1.00
552	S.ROSA 1	552	48.22	1.00
1.004	CHILLOG	1.004	4.43	0.99

Para la condición de operación simulada para el año 2.004 se puede observar una pequeña disminución por parte de la entrega de reactivos que realiza la central térmica Santa Rosa al sistema. Esta condición no afecta el buen funcionamiento global del sistema.

2.5.2.3. Voltajes en todas las Barras del Sistema Eléctrico Quito

Nuevamente es posible observar voltajes bajos en las barras ficticias de la subestación Pomasqui TRANSELECTRIC, sin afectar el flujo de potencia simulado para la condición de carga del año 2.004.

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
101	GHPASO	1,0000	4.16	-9,7360
103	GTULULO	0.9511	6.99	-12.1100
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
105	GUANO	0.9971	6.98	-10.4990
106	GUANO 13	1,0001	138.01	-9.4000
109	GHCUM3	1.0080	4.19	-0.9860
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
202	PASO 46	0.9761	44.90	-12.3430
204	GHI 46	0.9898	45.53	-11.1230
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
206	4 6 3	0.9739	6.14	-7.4860
208	9 6 3	1.0050	6.33	12.3410
209	11 6 3	0.9957	6.27	12.7710
210	CUMB 46	0.9704	44.64	6.9300
213	NAY 46	0.9863	44.45	6.5500
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
216	SUR 46	0.9749	44.84	12.1130
217	GT 46	0.9901	0.00	-11.0000
218	DLI 13 6	0.9728	0.00	-12.2630
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
219	2 13 3	0.9935	6.26	14.8900
220	GTGUAN	1.0000	6.60	-7.3670
221	RAFA 23	0.9662	22.23	-26.5110
222	13 23	0.9879	22.35	-5.8590
223	16 6 3	0.9971	6.28	16.3970
224	18 23	0.9983	22.96	-12.5220
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
226	PERE23	1.0019	6.31	11.5400
227	DEPN12	0.9961	45.82	-8.6890
228	DEPN12A	0.9865	45.38	-7.3410
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
230	15 13 TN	0.9985	6.29	-10.9640
231	12 6 3	0.9964	6.28	-9.7830
232	CUMB 6	0.9932	6.29	13.2710
233	SANSOL 2	0.9962	22.91	19.4170
234	10M 23	0.9975	6.29	-8.1150
235	9 ENT 6	0.9913	6.25	-16.0810
236	5 ENT 6	1.0014	0.00	-14.5340
239	7 6 3	0.9925	6.25	-16.4800
240	EPRL 23	0.9914	22.80	-18.4050
241	10N 6 3	1.0007	6.30	-10.7810
242	[illegible]	0.9883	45.49	-7.76[illegible]
243	INAQ 6	1.0004	6.30	-16.9180
244	15 6 3	1.9907	6.24	17.1310
245	[illegible]	0.9953	6.27	-14.6550

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
251	PEREZ 4	[illegible]	[illegible]	[illegible]
252	3 46	0.9769	44.98	11.3240
253	7 46	0.9851	45.31	-10.1370
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
261	11 46	0.9989	45.95	9.7510
262	15 46	0.9929	45.67	11.3910
263	14 46	0.9899	45.53	7.6240
267	17 46	0.9916	45.61	11.1220
268	UEPIV17	0.9950	0.00	-10.8140
269	18 46	0.9995	45.98	9.0610
274	13 13 4	[illegible]	[illegible]	[illegible]
277	16 46	0.9891	45.50	13.1450
281	NORTE 46	0.9855	45.33	7.4000
282	CAROLINA	0.9851	45.31	7.4300
284	[illegible]	0.9956	45.80	[illegible]
285	SALGIR 4	0.9997	45.99	7.9020
286	MILENTIN	0.9964	45.83	6.2460
287	10M 46	0.9979	45.90	[illegible]
288	DEPN10M	0.9990	0.00	6.5730
291	RAFA 46	[illegible]	[illegible]	[illegible]
292	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
293	4 46	0.9764	44.90	-12.3010
294	S ROSA 4	0.9997	45.99	8.3750
295	MACH 46	0.9766	44.93	10.1040
296	SANSOL 4	0.9601	44.16	-12.7930
297	9 46	0.9721	44.72	-12.3100
298	TUMBAC 4	0.9614	44.23	-12.7260
299	TUMBAC 2	0.9731	22.36	12.2540
301	MACHACHI	1.0000	23.00	-14.7910
322	POMASQUI	0.9962	[illegible]	[illegible]
323	POMASQUI	[illegible]	[illegible]	[illegible]
324	19 138	0.9772	134.85	4.6640
325	S ALGIR 1	0.9606	132.52	4.1700
421	S ROSA 2	[illegible]	[illegible]	[illegible]
553	S ROSA 1	[illegible]	[illegible]	[illegible]
589	MILEN 13	1.0000	138.00	3.4420
614	14 1 3	0.9955	22.89	12.1920
900	PERIN 46	[illegible]	0.00	9.2140
1.001	BANCOS	0.9613	44.22	11.1360
1.002	BANCOS	1.0006	13.21	12.3670
1.003	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1.004	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
1.999	SROSFIC	1.0074	0.00	-3.2330
2.000	S ROSA	0.9600	220.80	0.0000
2.001	S ROSTER	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2.009	POMAFIC	[illegible]	0.00	-3.2330

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
247	QUINCHE	0.942	43.36	-10,2260
249	QUINCHE	1.0089	23.21	-14.3200
250	EPICL 46	0.9777	44.97	-11.2570

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
2 010	POM-SNT	0.9618	221.21	1,8530
2 011	POMASTER	0.8809	121.57	-3,7700
2 012	POM-SNT	0.9777	134.92	3.4640

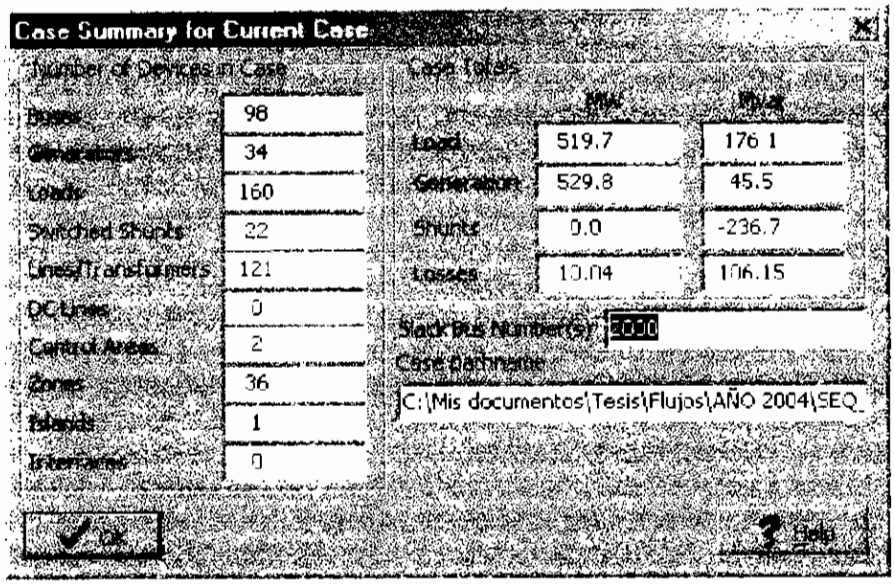
2.5.2.4. Flujos de Potencia a través de Líneas de Transmisión y Transformadores

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
106	GUANG 13	100	GT QUIT	-16.3	1.3	48.32	0.04	0.62	99.77%
106	GUANG 13	220	GT GUAN	15.6	0.1	56.62	0.05	1.06	
106	GUANG 13	589	VICEN 13	3.7	1.2	2.44	0.00	-0.46	-
109	GH CUM3	210	CUMB 46	30.0	-4.0	60.53	0.26	3.16	---
111	GH NAY	213	NAYO 46	30.0	0.6	90.92	0.52	7.10	
202	PASO 46	101	GH PASO	-4.0	-1.6	76.44	0.02	0.22	-
202	PASO 46	296	SANGOL 4	4.0	1.6	18.27	0.06	0.06	---
204	G H 46	216	G T 46	-2.5	-0.4	4.73	0.00	0.00	---
204	G H 46	104	GUANG 3	-8.4	-4.1	74.54	0.00	0.21	
204	G H 46	105	GUAH 6	-1.7	-1.0	12.88	0.00	0.03	
204	G H 46	215	SUR 46	12.5	5.5	26.01	0.18	0.40	
205	10V 1 6	287	10v 46	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	
208	9 6 3	289	9 46	-7.4	-4.1	82.88	0.04	0.57	--
209	11 6 3	261	11 46	9.9	3.4	95.69	0.05	0.77	
210	CUMB 46	281	NORTE 46	1.8	12.9	26.41	0.08	0.22	
210	CUMB 46	213	NAYO 46	7.8	9.4	23.73	0.03	0.09	
210	CUMB 46	281	NORTE 46	1.8	12.9	26.41	0.08	0.22	---
210	CUMB 46	299	TUMBAC 4	33.8	9.3	68.16	0.20	0.59	---
213	NAYO 46	247	QUINCHE	21.7	1.7	42.50	0.47	1.46	---
215	SUR 46	293	4 46	13.6	-0.1	26.25	0.04	0.06	---
215	SUR 46	216	G T 46	-11.0	-4.5	22.41	0.09	0.27	--
215	SUR 46	103	GT LUIS	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	
215	SUR 46	286	VICENTIN	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	
215	SUR 46	219	2 23	6.4	2.1	34.63	0.00	0.36	
215	SUR 46	250	EPICL 4b	11.1	1.6	21.78	0.05	0.16	
215	SUR 46	217	DERIV 6	11.3	4.3	22.80	0.01	0.04	
216	G T 46	220	GT GUAN	-32.5	13.8	67.21	0.13	2.67	--
216	G T 46	291	RAFA 4b	18.9	8.6	39.26	0.11	0.32	--
217	DERIV 6	292	8 46	4.2	1.6	8.56	0.00	0.00	-
217	DERIV 6	287	8 46	7.0	2.6	14.18	0.00	0.01	---
218	2-1 6 3	215	SUR 46	-3.3	-1.1	17.39	0.00	0.03	--
226	PEREZG 6	251	PEREZG 4	7.5	3.8	42.06	0.02	0.44	---
227	DERIV12	228	DERIVCA	22.7	9.8	46.61	0.11	0.95	
227	DERIV12	284	12 46	6.0	2.3	12.24	0.00	0.00	
227	DERIV12	286	VICENTIN	28.7	11.9	58.85	0.03	0.10	
228	DERIVCA	282	CAROLINA	13.0	5.5	26.90	0.01	0.03	
228	DERIVCA	281	NORTE 46	9.6	3.7	19.66	0.01	0.01	-
231	12 6 3	284	12 46	6.0	1.9	63.16	0.02	0.37	--
235	6 EN 6 3	287	6 46	7.0	2.1	73.14	0.03	0.53	---
236	6 EN 6 3	292	6 46	-4.2	-1.4	44.61	0.01	0.19	---
242	INIAQU 4	281	NORTE 46	13.2	13.3	35.70	0.04	0.12	--
242	INIAQU 4	263	13 4b	4.9	-16.9	33.50	0.01	0.09	-
243	INIAQ 6	242	INIAQU 4	8.3	3.0	44.11	0.02	0.54	-
247	QUINCHE	249	QUINCHE	11.3	6.1	64.11	0.04	1.02	---
247	QUINCHE	249	QUINCHE	9.9	5.7	57.33	0.04	0.96	---
250	EPICL 46	284	S ROSA 4	-23.9	0.8	46.25	0.41	1.11	-
250	EPICL 46	240	EPICL 23	17.8	-0.3	87.84	0.08	2.20	---
250	EPICL 46	240	EPICL 23	17.6	0.3	87.84	0.08	2.20	---
250	EPICL 46	252	3 46	1.8	0.3	3.10	0.00	0.00	---
250	EPICL 46	284	S ROSA 4	-23.9	0.8	46.25	0.41	1.11	---
251	PEREZG 4	259	9 46	-7.5	3.3	15.56	0.00	0.01	---
251	PEREZG 4	288	DERIV10	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	---
252	3 46	253	7 46	-16.9	-0.8	32.61	0.12	0.38	---
252	3 46	614	3-1 23	2.0	0.7	28.44	0.00	0.04	
252	3 46	225	3-2 6 3	16.4	0.4	82.20	0.06	1.76	--
253	7 46	285	S ALGR 4	-32.7	-0.3	62.60	0.43	1.30	
253	7 46	239	7 6 3	15.7	-0.9	78.57	0.08	1.74	---
259	9 46	285	S ALGR 4	-14.8	8.9	30.73	0.08	0.22	
261	11 46	285	S ALGR 4	9.0	2.6	17.70	0.02	0.05	

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
267	15 46	268	DERV17	11.3	1.4	27.18	0.05	0.11	
[illegible]	15 46	244	15 6.3	14.3	1.4	72.64	0.06	0.46	
[illegible]	17 46	285	S ALGR 4	3.7	-20.[illegible]	49.79	0.06	0.14	
[illegible]	17 46	230	13 CEN	0.6	-3.4	40.07	0.03	0.54	
[illegible]	17 46	266	DERV17	5.6	1.1	18.[illegible]	[illegible]	0.5[illegible]	
267	17 46	245	17 6.3	9.6	[illegible]	49.29	0.03	0.6[illegible]	
268	DERV 17	269	13 46	24.0	2.3	45.46	0.13	0.36	
269	19 46	222	19 23	20.7	5.0	64.64	0.09	2.2[illegible]	
269	19 46	222	19 23	[illegible]	2.9	83.80	0.25	[illegible]	
[illegible]	19 46	224	19 138	[illegible]	[illegible]	66.[illegible]	0.1[illegible]	5.7[illegible]	99.8[illegible]
[illegible]	13 46	[illegible]	BANCO	[illegible]	1.4	14.05	0.08	0.11	
[illegible]	18 138	224	18 23	27.3	[illegible]	52.80	[illegible]	4.06	
[illegible]	18 138	323	POMASQUI	-27.3	[illegible]	[illegible]	0.04	-5.[illegible]	
[illegible]	[illegible]	223	16 6.3	15.3	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	16 46	281	NORTE 46	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	
277	16 46	223	16 6.3	15.9	1.1	79.57	0.08	1.75	
277	16 46	900	DERV 16	[illegible]	2.2	60.[illegible]	[illegible]	0.51	
[illegible]	NORTE 46	286	VICENTIN	14.4	-5.9	29.78	[illegible]	[illegible]	
281	NORTE 46	232	OLIMP 6	14.3	-3.5	73.60	0.07	1.58	
282	CAROLINA	229	CAROL 6	13.0	4.5	70.17	0.06	1.24	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
286	VICENTIN	288	DERV 10V	2.1	0.8	4.15	0.00	0.00	
286	VICENTIN	241	10N 6.3	9.3	3.3	49.56	0.03	0.65	---
[illegible]	10V 46	288	DERV 10V	2.1	0.8	9.16	0.00	[illegible]	---
[illegible]	10V 46	234	10V 2.6	2.1	0.8	34.91	0.00	0.06	---
291	RAFA 46	221	RAFA 23	27.3	3.7	83.51	[illegible]	4.17	---
291	RAFA 46	296	SANGOL 4	10.1	2.6	44.33	0.15	0.22	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	13.5	[illegible]	67.71	0.59	[illegible]	
294	S ROSA 4	295	MACH 46	[illegible]	2.0	29.69	[illegible]	0.42	
294	S ROSA 4	291	RAFA 46	18.9	-0.8	36.41	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	S ROSA 4	[illegible]	S ROSA [illegible]	[illegible]	-2.1	64.[illegible]	[illegible]	[illegible]	
295	MACH 46	[illegible]	MACHACH	16.4	4.5	56.59	0.03	**1.00**	
296	SANGOL 4	233	SANGOL [illegible]	13.5	[illegible]	72.0[illegible]	0.06	[illegible]	
299	**TUMBAC 4**	**300**	**TUMBAC 2**	**33.6**	**8.7**	**105.18**	**0.22**	**5.75**	**---**
323	POMASQUI	[illegible]	POMASQUI	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	POMASQUI	325	S ALGR 1	8.8	[illegible]	[illegible]	0.02	[illegible]	---
[illegible]	POMASQUI	322	POMASQUI	15.7	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
324	19 138	325	S ALGR 1	17.3	-11.[illegible]	[illegible]	0.02	0.19	
324	19 138	2 012	POM SNT	42.9	[illegible]	[illegible]	0.15	[illegible]	
[illegible]	S ALGR	265	S ALGR 4	40.5	[illegible]	47.[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	S ALGR	1 003	CHILLOG	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.17	[illegible]	
325	S ALGR 1	323	POMASQUI	8.8	8.4	6.80	0.02	-1.01	---
325	S ALGR	552	S ROSA 1	55.5	26.1	33.64	0.45	0.49	---
[illegible]	S ALGR [illegible]	265	S ALGR 4	40.5	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
552	S ROSA 1	589	VICEN 13	27.0	5.0	47.22	0.11	-0.80	
552	S ROSA 1	294	S ROSA 4	48.4	5.0	64.88	[illegible]	4.86	99.47%
552	S ROSA 1	294	S ROSA 4	48.4	5.1	64.88		4.86	99.4[illegible]
552	S ROSA 1	1 003	CHILLOG	[illegible]	[illegible]	34.[illegible]	0.23	0.43	
589	VICEN 13	286	VICENTIN	28.3	13.6	85.52	0.08	1.80	90.13%
589	VICEN 13	286	VICENTIN	26.4	[illegible]	57.60	0.08	1.74	90.64%
[illegible]	BANCO	[illegible]	BANCO	[illegible]	1.3	29.72	[illegible]	[illegible]	---
1 003	CHILLOG	1 004	CHILLOG	[illegible]	[illegible]	65.95	0.07	2.43	--
1 999	SROSFIC	552	S ROSA 1	241.9	7.5	64.53	0.00	-2.56	99.95%
[illegible]	S ROSA	2 012	POM SNT	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	---
2 000	S ROSA	2 010	POM SNT	60.1	16.6	[illegible]	0.29	[illegible]	-
2 000	S ROSA	1 999	SROSFIC	241.9	21.2	64.75	0.00	13.70	-
2 001	SROSTEP	1 999	SROSFIC	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	
2 009	POMAFIC	2 012	POM SNT	[illegible]	-29.6	[illegible]	0.00	[illegible]	--
2 011	POM SNT	2 009	POMAFIC	118.6	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	

Para el flujo simulado bajo condiciones de operación en al año 2.004 existe una sobrecarga de 5,18 % en el transformador de potencia de la subestación Tumbaco. Este valor se encuentra dentro del límite considerado de 20%. Es necesario considerar la condición de operación que se presentará para el año 2.005.

A continuación se presenta el cuadro de resumen de potencias para el año 2.004, así como las pérdidas.



Se puede observar que el porcentaje de pérdidas con respecto a la potencia generada, es de 1,89% lo que implica una disminución con respecto al año 2.003.

2.6. PLAN DE OBRAS PARA EL AÑO 2.005

2.6.1. SIMULACIÓN PARA EL SISTEMA AÑO 2.004 CON PROYECCIÓN DE CARGA PARA EL AÑO 2.005

Para la simulación de la proyección del año 2.004 considerando el crecimiento de la demanda, se consideran los datos obtenidos al aplicar la metodología para el estudio del crecimiento de la demanda, expuesto en el capítulo IV. Se ha considerado un sistema de enfriamiento tipo FOA para los transformadores y condiciones de demanda máxima a las 19h30.

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR
299	TUMBAC 4	300	TUMBAC 2	36.1	9.2	112.95	0.24	6.13
552	S.ROSA 1	294	S.ROSA 4	56.4	51.3	101.64	0.22	9.92

A continuación se presentan las cargas proyectadas para los alimentadores del sistema para el año 2.005

	A		B		C		D		E		F		G		H		ESPECIALES		TROLE	
SIE	Mw	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	Mw	MVAR	Mw	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	Mw	MVAR	Mw	MVAR
Nº 2-83			2,233	0,173	1,787	0,838	2,580	1,229												
Nº 2-22	3,400	1,100																		
Nº 4	3,975	1,977	2,807	0,921	2,530	1,250	2,994	0,469	1,142	0,276									0,922	0,303
Nº 6	1,375	0,460	0,072	0,125					1,128	0,276							1,530	0,530	0,221	0,074
Nº 8	1,165	0,347	1,277	0,381	0,598	0,209	1,907	0,589									2,653	0,795		
EPICLACHIMA	5,226	2,405	10,945	3,175	4,665	1,364	7,775	2,273	5,059	1,468										
SANTA RUSA	4,090	1,179	4,389	1,461	3,160	1,009	6,080	1,162												
S.RAFAE..23	5,113	1,491	9,005	2,625	8,462	0,135	7,220	2,107			9,044	2,740								
S.RAFAE..13																				
SANJACINTO	7,188	2,467	6,912	3,333																
MACHACHI	4,009	1,346	3,273	1,093	2,191	0,730	1,118	0,373												
Nº 3-23	2,100	0,730																		
Nº 3	3,152	1,897	2,585	0,926	3,216	0,916	3,512	1,385	4,046	1,152	5,007	1,010								
Nº 7	2,605	0,763	4,917	1,440	3,719	1,069	1,539	0,490	3,216	0,548										
Nº 9	0,302	0,238			2,374	0,705	1,668	0,195	2,564	0,439										
PIGUERRERO			0,000	0,000	1,570	0,512	2,006	0,305	2,942	0,959	2,912	0,950							0,239	0,078
Nº11	1,094	0,324	3,038	0,900	3,362	0,986	1,762	0,522												
Nº13	2,442	0,814	2,464	0,821	1,457	0,486	1,383	0,461	1,139	0,236									0,000	0,000
Nº 16	1,472	1,305	5,595	1,821	4,207	1,226	4,029	1,174	4,610	1,144	2,841	0,842	5,225	1,525	1,701	0,496			0,000	0,000
Nº 19-23	3,710	1,507	4,243	1,545	7,101	2,616	7,670	2,794	6,253	2,288										
Nº 19-13																				
Nº 15	1,485	1,888	3,522	1,486	1,579	0,664	3,530	1,232	3,119	0,951										
Nº 17	1,515	1,889	1,186	0,503	1,424	0,646	1,988	0,679	1,483	0,578										
Nº10-A	2,507	2,735	2,721	0,795	1,879	0,544	3,504	1,333	0,000	0,000										
Nº10-B	1,213	0,071	1,539	0,513	1,198	0,399	0,554	0,185	0,000	0,000										
Nº 12	1,247	1,044	2,405	0,773	0,000	0,000	0,593	0,191												
CAPELINA	1,824	1,159	1,605	1,192	0,709	0,255	1,497	0,496	4,018	1,429	1,415	0,459							0,000	0,000
NORTE	2,683	2,730	2,902	0,852	2,454	0,721	3,397	1,172	2,540	0,746										
INAGUITO	1,526	1,297	1,007	0,381	2,074	0,763	3,526	1,367												
Nº 18	5,220	1,717	6,254	2,057	5,170	1,700	7,588	2,496	4,216	1,333	0,000	0,000								
TUMBACO	2,864	2,608	6,806	2,434	2,922	1,033	10,386	3,683	8,668	3,111										
QUITO-E			0,104	2,934	5,360	2,150	8,790	3,171												
POMASQUI	1,424	2,438	10,049	3,314	7,510	2,378	8,748	2,519												
CHILLOGALLO	5,648	1,136	5,648	1,136	5,648	1,136	5,648	1,136												
LOS BANCOS	0,892	1,316	0,892	0,316	0,892	0,316	0,892	0,316												

2.6.2. OBRAS CONSIDERADAS PARA LA EXPANSION AL AÑO 2.005

Para el año 2.005 se considera que entrará en operación la central hidroeléctrica Quijos. Esto implica adecuaciones en el sistema de potencia para poder aprovechar la potencia y energía que representará esta nueva central. También se puede observar que la sobrecarga en la subestación Tumbaco aumenta lo que implica una adecuación en esta instalación.

2.6.2.1. Central Hidroeléctrica Quijos

El aporte de la potencia de este proyecto, en un principio de 40 MW (70 MW a futuro) será a través de la barra de la central térmica de Guangopolo. Para esto es necesario realizar lo siguiente:

1) El transformador de 138 / 13,8 kV de Guangopolo para a la reserva.
2) Se instala un nuevo transformador de 138 / 46 kV.
3) El transformador de Vicentina se conecta en Guangopolo y tiene las siguientes características:

CODIGO	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACION	RELACION (kV)	R% (pu)	X% (pu)
VICENTINA (2)	37 / 48	OA/FA	138 / 46 / 13.8	1.14	32,58

4) En la Subestación Vicentina se coloca en reserva el transformador con características:

CODIGO	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACION	RELACION (kV)	R% (pu)	X% (pu)
VICENTINA (1)	33 / 43	OA/FA	138 / 46 / 13.8	0,80	22,78

5) En la Subestación Vicentina se conecta un transformador de características similares al de la Subestación Selva Alegre:

CODIGO	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACION	RELACION (kV)	R% (pu)	X% (pu)
SELVA ALEGRE	60 / 80 / 100	OA/FA/FOA	138 / 46 / 6.3	0,31	14,2

2.6.2.2. Subestación Tumbaco

Para aumentar la capacidad de la Subestación se procede a instalar un nuevo transformador de 15 / 20 MVA, similar al de la Subestación El Quinche.

CODIGO	CAPACIDAD MVA	REFRIGERACION	RELACION (kV)	R% (pu)	X% (pu)
EL QUINCHE	15 / 20	OA/FA	46 / 23	3.01	67.25

2.6.3. SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA

2.6.3.1. Condiciones de las centrales de Generación y el Punto de entrega del Sistema Nacional Interconectado

BARRA NUMERO	NOMBRE	GENERACION		CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS GENERADORES			
		MW	MVAR	Min MW	Max MW	Min Mvar	Max Mvar
100	GT.QUIT	19,3	-0,9	0,0	34,2	-22,2	0.00
101	GH.PASO	4,0	3,6	0,0	4,5	-3,6	2,4
103	GT.LULU	0,0	0,0	0,0	9,0	6,9	6,9
104	GUAN2.3	8,4	1,8	0,0	8,5	-5,0	20,5
105	GUAH.6	1,7	0,5	0,0	11,5	-1,0	1,0
106	GUANG 13	40,0	-1,0	0,0	70,0	-1,0	10,0
109	GH.CUM3	30,0	10,0	0,0	40,0	-4,0	10,0
111	GH.NAY1	30,0	3,8	0,0	30,0	0,2	6,0
220	GT.GUAN	17,1	12,3	0,0	31,2	-2,0	16,6
221	RAFA 23	1,8	2,0	0,0	1,8	-2,0	2,0
295	MACH 46	1,6	3,0	0,0	2,0	-2,0	2,0
300	TUMBAC 2	0,0	0,0	1,4	1,4	-0,7	0,7
322	POMASQUI	2,7	0,9	0,0	2,7	-1,0	1,3
589	VICEN 13	52,0	38,8	0,0	71,0	-99,0	99,0
2.000	S.ROSA	341,6	-26,5	-9999,9	293,0	-9999,0	9999,0

Debido al inicio de operaciones de la Central Quijos, el aporte de potencia del Sistema Nacional Interconectado sufre un descenso para la condición operativa del año 2.005.

2.6.3.2. Condiciones de Despacho para Compensación Reactiva

BARRA NUMERO	NOMBRE	BARRA REGULADA	VALOR DE MVAR	VOLTAJE REGULADO
206	4 6.3	206	3.08	1.00
208	9 6.3	208	3.19	1.00
209	11 6.3	209	3.12	1 00
220	GT.GUAN	220	6.00	1 00
221	RAFA 23	221	7 34	0.99
222	19 23	222	8 95	1.00
223	16 6.3	223	7.66	1.01
224	18 23	224	6.93	1.00
225	3-2 6.3	225	3.04	0.99
226	PEREZG 6	226	3.18	1.00
232	OLIMP 6	232	4.78	1 00
233	SANGOL 2	233	4.55	1.01
239	7 6.3	239	3.71	1 00
240	EPICL 23	240	8.86	1.01
244	15 6.3	244	4.56	1.01
245	17 6.3	245	3.13	1.00
249	QUINCHE	249	4.55	1.01
300	TUMBAC 2	300	5.01	1.00
322	POMASQUI	322	4 50	1 00
421	S.ROSA 2	421	4.46	1.00
552	S.ROSA 1	552	47.72	1.00
1.004	CHILLOG	1.004	4.57	1.01

Para el caso del aporte de reactivos del generador de la central Santa Rosa se presenta también una disminución de entrega de potencia reactiva al sistema debido a la presencia de la central Quijos.

2.6.3.3. Voltajes en todas las Barras del Sistema Eléctrico Quito

El ingreso de la central Quijos mejora la condición de voltaje en las barras ficticias de la subestación Pomasqui TRANSELECTRIC.

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
100	GT.QUIT	1,0000	13 80	0,0650
101	GH.PASO	0,9375	4 11	-7,3730
103	GT.LULU	0,9784	6 16	-9,6270
104	GUANG 3	1,0000	2 30	-6,7640
105	GUAH 6	1,0000	6 30	-7,2910
106	GUANG 13	1,0010	138 14	-2,3800
109	GH.CUMB	[illegible]	[illegible]	[illegible]
111	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
202	PASO 46	0,9893	45 51	9,9900
204	G.H. 46	0,9965	45 82	-7,9180
205	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
206	4 6.3	0,9967	6 28	14,8950
208	9 6.3	0,9992	6 29	12,6460
209	[illegible]	1,0034	6 32	13,0960
210	OLIMP 46	0,9821	45 18	8,3530

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
251	PEREZG 4	0,9957	45 80	0,0530
252	3 46	0,9748	44 84	10,3410
253	7 46	0,9819	45 17	-9,7570
259	9 46	0,9956	45 80	8,8900
261	11 46	0,9945	45 75	8,1260
262	15 46	0,9963	45 83	11,3710
263	[illegible]	[illegible]	45 44	8,4115
267	[illegible]	[illegible]	45 93	10,3940
268	DERIV17	0,9990	0 00	-10,7080
269	19 46	1,0030	46 14	9,8170
274	[illegible]	[illegible]	105 55	[illegible]
277	16 46	0,9841	45 27	-10,4050
281	NORTE 46	0,9859	45 35	8,4180
282	CAROLINA	0,9844	45 28	[illegible]
284	12 46	[illegible]	45 57	[illegible]

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
215	NAYO 46	0,9805	45,09	8,9780
216	SUR 46	0,9784	45,00	-9,5070
216	G.T. 46	0,9976	0,00	-7,7810
217	DERIV 6	0,9763	0,00	9,7700
218	2-1 6.3	0,9938	22,86	-10,9620
219	2-23	0,9972	6,28	-14,4700
220	GT GUAN	1,0000	6,60	5,8020
221	RAFA 23	0,9894	22,76	17,9570
222	19 23	0,9974	22,94	18,0850
223	16 6.3	1,0107	6,37	-16,7060
224	18 2	1,0018	23,04	-12,6240
225	3 2 6.3	0,9909	6,24	-10,6570
226	PEREZ 6.3	0,9965	6,29	-11,8190
[illegible]	SEL [illegible]	[illegible]	45,[illegible]	[illegible]
228	DERIV A	0,9858	45,35	9,3810
229	CAROL 6	1,0066	6,34	13,1380
230	13-1 EN	0,9958	6,27	-11,64[illegible]
231	12 F	1,0022	6,31	11,5[illegible]
232	OLIMP 6	0,9984	6,29	14,4090
233	SANGOL 2	1,0051	23,12	16,7040
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
235	8 EN 6.3	0,9945	6,27	-13,0320
236	6 EN 6.3	0,9978	0,00	12,0670
[illegible]	[illegible]	1,00[illegible]	6,[illegible]	15,1[illegible]
[illegible]	EP[illegible]	1,099[illegible]	2[illegible]	-17,04[illegible]
241	10N 6.3	1,0075	6,35	-11,2980
242	INIAQUI 4	0,9869	45,40	8,4430
243	INIA 2 6	0,999[illegible]	6,3[illegible]	-11,59[illegible]
244	15 6.3	1,0069	6,34	-17,0710
245	17 6.3	1,0047	6,33	-14,6460
247	QUINCHE	0,9528	43,83	-11,8910
249	QUINCHE	1,0059	23,14	16,2990
250	EPICL 46	0,9766	44,92	9,8600

BARRA	NOMBRE	VOLTAJE (p.u.)	VOLTAJE (kV)	ANGULO (°)
285	S ALGR 4	0,9945	45,75	8,0630
286	VICENTIN	0,9907	45,57	7,70[illegible]
287	10V 46	0,9922	45,64	7,7350
288	DERIV10V	0,992[illegible]	0,00	7,7310
291	RAFA 46	0,9846	45,29	9,01[illegible]
292	6 46	0,9758	0,00	9,8120
293	4 46	0,9769	44,94	9,8600
294	S ROSA 4	0,9909	45,58	7,2520
295	MACH 46	0,9725	44,73	8,9510
296	SANGOL 4	0,9689	44,57	10,1450
297	[illegible]	0,9756	44,88	9,0260
299	TUMBAC 4	0,9731	44,76	9,2070
301	TUMBAC 2	1,001[illegible]	23,03	14,0655
[illegible]	MACHACH[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
32[illegible]	POMASQUI	1,0000	23,00	8,4680
323	POMASQUI	0,9835	135,72	3,6549
324	19 138	0,9819	135,5	4,1[illegible]
325	S ALGR 1	0,992[illegible]	13[illegible]	3,9050
421	S ROSA 2	0,9953	22,89	14,8970
552	S ROSA 1	0,9960	137,45	2,2760
599	VICEN 13	[illegible]	[illegible]	[illegible]
614	3-1 23	1,0061	23,14	11,2350
900	DERIV16	0,9897	0,00	9,4330
1 001	SANGOL	0,96[illegible]	44,3[illegible]	11,[illegible]
1 002	SANGOL	1,0029	13,24	12,3790
1 003	CHILLOG	0,9901	136,64	3,1160
1 004	CHILLOG	1,0081	23,19	9,6010
1 999	SROSA[illegible]	1,015[illegible]	0,55	[illegible]
2 000	S ROSA	0,9600	220,80	0,0000
2 001	SROSTER	1,0159	14,02	-2,7950
2 009	POMAFIC	0,9857	0,00	-1,5740
2 010	POM SNT	0,9560	219,89	1,7580
2 011	POMASTER	0,9857	136,03	3,5740
2 012	POM-SNT	0,9856	136,01	3,2470

2.6.3.4. Flujos de Potencia a través de Líneas de Transmisión y Transformadores

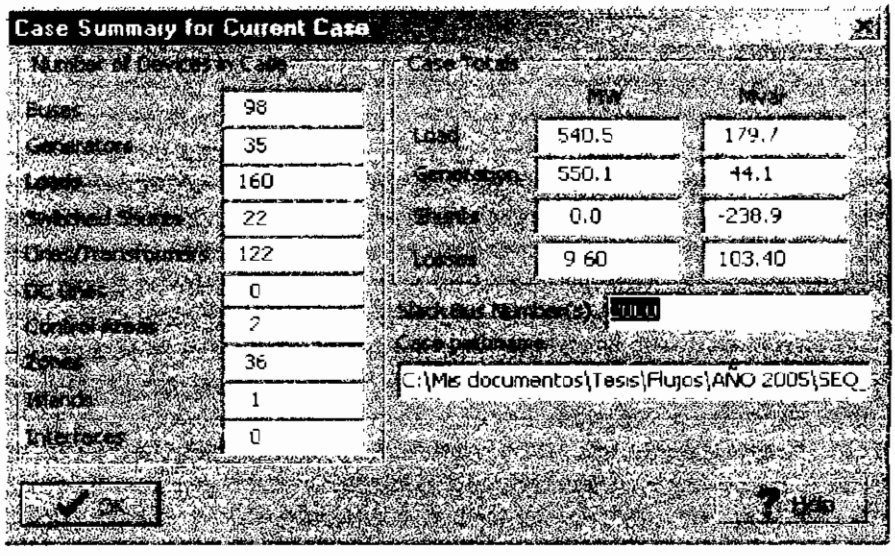
Debido al cambio en la configuración de la subestación Vicentina, en donde se ha considerado la opción de trasladar uno de los transformadores de potencia para que opere en la subestación que permite la entrega de potencia por parte de la central Quijos, se presenta una pequeña sobrecarga del 0,45% en el transformador que se mantiene operando en esta instalación. Este valor se encuentra dentro de los límites considerados, y también evita una inversión a la Empresa Eléctrica Quito o a la empresa que se encargará de la operación de la central Quijos.

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
106	**GUANG 13**	**216**	**G.T. 46**	**43.1**	**-3,2**	**100.45**	**0.22**	**4.09**	**99.73%**
106	GUANG 13	599	VICEN 13	16,2	0,5	10,12	0,01	0,42	
106	GUANG 13	100	GT QUIT	19,3	1,8	48,41	0,04	0,83	
109	GH CUMB	216	CUMB 46	30,0	10,0	63,25	0,15	3,08	
111	GH NAYO	213	NAYO 46	30,0	3,8	91,07	0,47	6,47	
202	PASO 46	101	GH PASO	4,0	-3,3	91,69	0,03	0,34	
20[illegible]	PASO 46	296	SANGOL 4	4,1	[illegible]	[illegible]		[illegible]	
204	G H 46	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
[illegible]	[illegible]	133	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	215	SUR 46	20.3	5.0	39.55	[illegible]	[illegible]	
204	[illegible] 46	216	[illegible] T 46	10.3	-2.9	20.11	0.03	0.03	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible] 46	3.3	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
209	9 6.3	259	9 46	7.4	4.0	83.85	0.04	0.59	
204	[illegible] 3	261	[illegible] 46	-9.2	3.4	[illegible] 89	0.06	[illegible]	
[illegible]	[illegible]UMB 46	299	[illegible]UMBA[illegible]	36.2	7.6	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
210	CUMB 46	213	NA[illegible]O 46	6.2	5.3	15.71	0.01	0.04	
[illegible]	CUMB 46	281	NORTE 46	-0.2	3.2	[illegible] 85	[illegible]	[illegible]	
210	[illegible]	281	NORTE 46	[illegible]	3.1	[illegible] 85	0.00	[illegible]	
213	NA[illegible]O 46	247	QUINCHE	23.3	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
215	SUR 46	286	VICENTIN	[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.00	[illegible]	
215	SUR 46	295	4 46	13.9	0.3	26.77	0.02	0.06	
[illegible]	SUR 46	[illegible]	[illegible] T 46	18.[illegible]	-4.[illegible]	26.01	[illegible]	[illegible]	
215	SUR 46	219	[illegible] 23	6.6	[illegible]	35.57	[illegible]	[illegible]	
215	SUR 46	250	EPICL 46	3.4	0.2	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	SUR 46	103	[illegible]	[illegible]	-0.0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	217	OLPIV[illegible]	11.5	4.3	23.16	0.01	0.09	
216	[illegible] T 46	220	GT GUAN	17.0	-22.6	53.81	0.09	[illegible] 77	
[illegible]	[illegible]	291	RAFA 46	[illegible]	7.6	59.70	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	292	6 46	4.3	[illegible]	[illegible] 69	0.00	0.00	
[illegible]	DERIV 8	297	8 46	[illegible]	[illegible]	14.42	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	215	SUR 46	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	PEREZG[illegible]	251	PEREZG 4	7.7	3.6	42.62	0.02	0.45	
227	DERIV12	228	DERIVCA	[illegible] 5	3.7	34.11	0.05	[illegible] 18	
227	DERIV12	284	12 46	6.2	2.4	12.56	0.00	0.00	
[illegible]	DERIV12	286	VICENTIN	23.7	-6.1	46.55	0.02	0.06	
[illegible]	DERIVCA	281	NORTE 46	3.2	-2.1	8.99	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	DERIVCA	282	CAROLINA	13.3	[illegible]	27.63	[illegible]	0.03	
231	[illegible]	284	12 46	6.[illegible]	-2.0	64.42	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	74.[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	6 a M 6.3	292	6 46	4.3	-1.4	45.27	0.01	0.20	
242	INIAQUI 4	263	[illegible] 46	8.3	-6.6	[illegible]	0.00	[illegible]	
242	INIAQUI 4	281	NORTE 46	0.2	[illegible]	[illegible] 63	0.00	0.00	
243	INIAQ E	242	INIAQUI 4	8.5	-3.[illegible]	45.21	0.02	[illegible]	
247	QUINCHE	249	QUINCHE	11.9	4.9	64.61	[illegible] 05	1.06	
[illegible]	QUINCHE	249	QUINCHE	10.9	3.8	57.69	0.04	[illegible]	
250	EPICL 46	252	[illegible] 46	9.9	[illegible]	19.34	[illegible]	[illegible]	
250	EPICL 46	294	S ROSA 4	21.5	1.0	41.66	[illegible] 33	[illegible]	
250	EPICL 46	294	S ROSA 4	21.5	1.0	41.66	0.33	[illegible]	
[illegible]	EPICL 46	240	EPICL [illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	EPICL 46	240	EPICL 23	[illegible] 3	-6.3	[illegible] 33	0.09	[illegible]	
251	PEREZG 4	259	9 46	7.7	3.2	15.64	0.00	0.01	
[illegible]	PEREZG 4	288	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
252	3 46	253	7 46	9.0	-2.7	18.28	0.04	0.11	
252	3 46	614	3-1 23	2.1	0.7	29.71	0.00	0.04	
[illegible]	[illegible] 46	225	[illegible] 6.3	16.8	3.6	94.31	0.07	1.85	
253	7 46	285	S ALEGR 4	25.2	-2.0	48.51	0.26	0.70	
253	7 46	239	7 6.3	18.1	-0.9	90.52	0.09	1.90	
[illegible]	8 46	285	S ALEGR 4	1[illegible]	[illegible]	[illegible]	0.08	[illegible]	
[illegible]	11 46	285	S ALEGR 4	9.2	2.1	19.18	[illegible]	[illegible]	
262	15 46	266	DERIV17	14.7	1.5	27.88	0.05	[illegible]	
262	15 46	244	15 6.3	14.7	-1.5	73.87	0.07	1.46	
263	[illegible] 46	230	[illegible]	8.8	3.5	47.26	0.13	[illegible]	
[illegible]	12 46	285	S ALEGR 4	1[illegible]	10.[illegible]	38.01	0.06	[illegible] 18	
[illegible]	17 46	268	DERIV17	9.8	1.1	18.66	0.01	[illegible]	
[illegible]	[illegible]	246	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible] 46	[illegible]	[illegible]	
[illegible]	DERIV17	269	19 46	[illegible]	2.4	46.62	0.14	[illegible]	
269	19 46	222	19 23	22.3	-0.5	87.50	0.09	[illegible]	
[illegible]	[illegible] 46	222	[illegible]	12.4	-1.[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]	
269	19 46	324	[illegible]	6[illegible].3	[illegible]	[illegible] 30	0.11	[illegible] 15	[illegible]
269	19 46	1001	BANCOS	7.8	1.5	14.44	0.08	[illegible]	
[illegible]	18 138	224	18 23	[illegible]	-0.7	66.07	[illegible]	[illegible]	
274	18 138	323	TOMASQUI	20.6	0.7	[illegible]	0.04	0.25	
277	16 46	223	16 6.3	16.4	-1.1	[illegible] 29	0.09	1.82	
[illegible]	16 46	223	16 6.3	16.4	-1.1	[illegible] 29	[illegible]	1.82	
277	16 46	281	NORTE 46	0.0	0.0	[illegible]	0.00	0.00	
[illegible]	16 46	901	DERIV[illegible]	-22.9	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible] 55	
281	NORTE 46	286	VICENTIN	11.0	-1.9	21.34	0.05	0.15	
281	NORTE 46	232	OLIMPIC	14.6	3.3	75.13	0.07	1.64	
282	CAROLINA	229	CARO[illegible]	[illegible]	5.[illegible]	[illegible] 08	[illegible]	1.28	
285	S ALEGR 4	900	DERIV16	33.3	-0.8	62.78	0.20	0.79	
[illegible]	VICENTIN	241	10N 6.3	9.[illegible]	3.4	51.03	0.03	0.67	

BARRA DESDE	NOMBRE (DESDE)	BARRA HASTA	NOMBRE (HASTA)	FLUJO MW DESDE	FLUJO MVAR DESDE	% CARGA	PERDIDAS MW	PERDIDAS MVAR	fp
286	VICENTIN	288	DERIVIM	2.1	0.9	4.25	0.00	0.00	-
287	DERIVIM	286	VICENTIN	-2.1	-0.9	9.39	0.00	0.00	
287	DERIVIM	288	DERIVIM	-2.1	-0.8	9.39	0.00	0.00	
29	RAFA46	286	SANGOLI	10.1	1.3	44.25	0.15	0.00	
291	RAFA46	221	RAFA33	28.5	4.4	90.32	0.13	4.03	
293	4 46	208	4 6 3	13.9	0.3	69.30	0.06	1.21	-
294	S ROSA 4	291	RAFA 46	9.5	-1.2	18.27	0.09	0.28	---
294	S ROSA 4	421	S ROSA 2	17.5	-1.7	87.70	0.08	2.22	
294	S ROSA 4	295	MACH 46	12.4	3.1	24.39	0.14	0.44	-
295	MACHACH	301	MACHACH	10.3	4.1	98.08	0.14	1.96	
296	SALDAO	293	SALDAO	4.2	4.1	55	0.00	0.00	-
299	TUMBAC 4	300	TUMBAC 2	21.0	4.1	84.19	0.08	1.52	
299	TUMBAC 4	300	TUMBAC 2	18.9	2.8	75.94	0.07	1.52	
323	POMASQUI	325	S ALGR 1	10.8	3.1	6.12	0.01	1.04	96,12%
323	POMASQUI	322	POMASQUI	16.6	2.1	50.80	0.04	1.41	98,97%
324	POMASQUI	322	POMASQUI	16.6	2.4	50.80	0.04	1.41	
324	34 138	401	POM-SNT	-46.2	-0.2	25.52	0.1	0.06	---
325	S ALGR 1	326	S ALGR 1	16.7	2.8	9.08	0.01	0.44	
325	S ALGR 1	1 003	CHILLOS	-9.9	-7.8	21.25	0.14	1.47	---
325	S ALGR 1	322	POMASQUI	-10.7	2.4	6.98	0.01	1.04	-
325	S ALGR 1	209	S ALGR 4	56.2	5.1	56.52	0.17	2.5	---
325	S ALGR 1	421	S ROSA 2	-37.7	10.2	1.69	0.11	1.7	
325	S ALGR 1	295	S ALGR 4	50.2	5.3	56.52	0.08	3.01	---
552	S ROSA 1	294	S ROSA 4	41.7	3.6	55.75	0.08	3.63	
552	S ROSA 1	289	VICEN 13	6.3	-10.5	7.69	0.02	1.10	
552	S ROSA 1	294	S ROSA 4	41.7	3.6	55.75	0.08	3.63	
552	S ROSA 1	1 003	CHILLOS	61.1	10.3	83.45	0.2	3.64	-
589	**VICEN 13**	**286**	**VICENTIN**	**46.7**	**17.1**	**103.55**	**0.19**	**4.69**	**93.90%**
589	VICEN 13	290	VICENTIN	9.6	9.6	0.36	0.01	0.1	
1 001	BANCOS	1 003	BANCOS	1.6	1.6	0.61	0.02	0.02	-
1 003	CHILLOS	1 004	CHILLOS	22.7	1.5	93.12	0.01	2.04	-
1 999	SPOSTER	552	S ROSA 1	211.0	-29.0	56.75	0.10	3.95	---
2 000	S ROSA	2 010	POM SNT	85.3	4.5	15.50	0.33	5.38	---
2 000	S ROSA	1 999	SPOSTER	211.0	-17.0	56.45	0.08	1.62	98,65%
2 000	S ROSA	2 010	POM SNT	85.3	4.5	15.50	0.33	5.38	
2 000	SPOSTER	1 999	SPOSTER	-0.0	0.0	0.00	0.01	0.1	
2 008	POMAFIC	2 012	POM-SNT	125.9	-2.9	34.66	0.01	0.1	
2 010	POM SNT	2 009	POMAFIC	125.9	1.7	34.66	0.1	0.1	
2 011	POMASTER	2 009	POMAFIC	-0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	
2 012	POM SNT	3 1	POMASQUI	83.5	2.9	52.99	0.13	0.40	

A continuación se presenta el cuadro de resumen de potencias para el año 2.005, así como las pérdidas, en donde se puede observar que el porcentaje de pérdidas con respecto a la generación es de 1,74% con lo que se observa nuevamente una disminución.



3. ESTIMACIÓN DE RECURSOS PARA LA EXPANSION DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO. PERIODO 2.000 – 2.005

3.1. INTRODUCCIÓN

La determinación de costos que representa el plan de obras propuesto para el periodo 2.000 – 2.005 para la expansión del sistema de subtransmisión considera los siguientes factores:

- Las obras ha realizarse son las definidas en el capítulo V del presente estudio y se encuentran previstas a según el siguiente cronograma:

  - ***Obras consideradas para el año 2.000***

  1. Cambio de transformador en la Subestación Número 2 con el de la Subestación Número 3
  2. Cambio de transformador en la Subestación San Rafael y eliminación de alimentadores en 13,8 kV
  3. Cambio de transformador en la Subestación Sangolquí con el transformador que salió de la Subestación San Rafael
  4. Cambio de transformador en la Subestación Número 3 con el transformador que salió de la Subestación Sangolquí
  5. Trabajos en el transformador en la Subestación Número 10 Vieja (no requiere de inversión extra, solamente se consideran factores operativos)
  6. Construcción de la Subestación Chillogallo

  - ***Obras consideradas para el año 2.001***

  1. Cambio de transformador en la Subestación Número 19 y eliminación de alimentadores en 13,2 kV

2. Entrada en servicio de un transformador adicional en la Subestación Pomasqui
3. Entrada en servicio de un transformador adicional en la Subestación Santa Rosa
4. Construcción de la Subestación los Bancos

- ***Obras consideradas para el año 2.002***

1. Entrada en servicio de un transformador adicional en la Subestación Selva Alegre
2. Adecuación de instalaciones para la interconexión con la Subestación Pomasqui (Transelectric)

- ***Obras consideradas para el año 2.003***

1. Cambio de transformador en la Subestación Número 6
2. Entrada en servicio de un transformador adicional en la Subestación El Quinche

- ***Obras consideradas para el año 2.005***

1. Generación prevista a través del aporte de la Central Hidroeléctrica Quijos
2. Entrada en servicio de un transformador adicional en la Subestación Tumbaco

- La construcción de la Subestación Pomasqui (Transelectric) y de la Central Hidroeléctrica Quijos no son parte de los proyectos considerados por la Empresa Eléctrica Quito, pero debido a su influencia dentro del Sistema Eléctrico Quito, se ha considerado parte del plan de obras de la Empresa. No se consideran los costos que estas obras representan en la posterior estimación de recursos.

- La Empresa Eléctrica Quito ha definido los siguientes costos unitarios para determinar los valores que representan las obras de infraestructura, considerando los valores de los elementos y equipos para el año 1.999

DESCRIPCIÓN	VALOR UNITARIO EN USD
L/T 46 KV, 477 MCM, 1c	48.000,00
L/T 138 KV, 477 MCM, 1c	60 000,00
L/T 138 KV, 477 MCM, 2c	80.000,00
L/T 138 KV. 636 MCM, 2c	95.000,00
Posic. Disyuntor 138 KV	400 000,00
Posic. Disyuntor 46 KV	252.000,00
100 MVA, 138/46 KV	1.780.000,00
33 MVA, 138/23 KV	1.112.000,00
33 MVA, 46/23 KV	1 034.650,00
20 MVA, 46/6,3 KV	410.000,00
20 MVA, 46/23 KV	450.000,00

Los valores unitarios definidos para las diferentes configuraciones de líneas definidas en la tabla anterior consideran factores como:

1. El vano promedio, el cual depende del lugar de tendido de las líneas, siendo generalmente para el caso de líneas en 138 kV, la periferia de la ciudad de Quito, mientras que para las líneas en 46 kV se considera que se encuentran dentro de la zona urbana.
2. El tipo de estructuras, siendo utilizadas estructuras de hormigón en la zona urbana y estructuras de acero en la periferia, de acuerdo al diseño de la línea.

En el Anexo V se pueden observar dos ejemplos para líneas en 46 kV. La primera es una línea adicional entre la Subestación El Quinche y la Subestación de la Central Nayón con una longitud de 16 km y un costo unitario de 47.792,2 USD/km, siendo esta de tipo rural. La segunda línea

en 46 kV es la línea entre la Subestación 15 y las Subestaciones 17 y 19, con una longitud de 2,3 km y un costo unitario de 44.613,5 USD/km.

- Se puede observar en la tabla que se han definido valores unitarios por kilómetro de línea de transmisión, de acuerdo al conductor utilizado y al voltaje de la línea. También se ha definido un valor unitario para el costo de la instalación de transformadores de acuerdo a su capacidad FOA, considerándose dentro de estos valores el costo del terreno, de las obras civiles, del transformador, de los tableros de control, de los equipos de medición y de todos los elementos necesarios para la puesta en servicio de la subestación, sin considerar el valor de los disyuntores.

- Los costos unitarios definidos en la tabla anterior serán utilizados para los cálculos del presupuesto que se presenta para la estimación de recursos necesarios para cumplir con el plan de obras propuesto para el periodo 2.000 – 2.005.

3.2. ESTIMACIÓN DE RECURSOS PARA EL PLAN DE OBRAS DEL SISTEMA DE POTENCIA PERIODO 2.000 - 2.005

Luego de haber definido los parámetros necesarios para el cálculo del presupuesto de acuerdo a las consideraciones que hace la Empresa Eléctrica Quito se procederá a presentar el respectivo resultado.

Para las obras planificadas en el periodo 2.000 – 2.005 solamente se considera la construcción de dos nuevas subestaciones bajo la administración de la Empresa Eléctrica Quito, y son la Subestación Chillogallo que entre en operación en el año 2.000 y la Subestación Los Bancos, la que se considera entrará en operación en el año 2.001. La planificación del Sistema Nacional de Transmisión realizada por Transelectric considera la entrada en operación de la Subestación Pomasqui (Transelectric) para el año 2.002; esta obra permitirá al Sistema Eléctrico Quito

tener otro punto de entrega de potencia y energía, similar a Santa Rosa. Esto no se encuentra dentro del análisis financiero de la Empresa Eléctrica Quito, pero requiere de obras complementarias para acoplar al sistema con la subestación.

La siguiente tabla describe todas las obras a realizarse en el periodo 2.000 – 2.005.

TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

- S/E Pomasqui 138/23 KV (instal. 2do. Trafo)
- S/E Los Bancos 46/13.2 Kv,8/10 MVA
- S/E 19 46 KV. 1 posición disyuntor
- L/T 46 KV, S/E San Rafael - S/E Sangolquí
- L/T 46 KV, S/E 19 - S/E Los Bancos
- L/T 138 KV. S/E 19 - S/E Pomasqui 2do circuito
- S/E 2 obra civil para trafo y cabinas
- S/E Sangolquí (obras civiles y montaje electromecánicas)
- S/E Santa Rosa 138/46 KV (instal. 2do. Trafo)
- S/E Selva Alegre 138/46 KV (instal. 2do. Trafo)
- S/E 19 138 KV. 1 posición disyuntor
- S/E Pomasqui(Calderón) 138 KV. 1 posici. disyuntor
- S/E Vicentina 138 KV. 1 posición disyuntor
- L/T 138 KV. S/E 18 - S/E Vicentina, 17.5 Km
- L/T 138 KV. S/E Calderón - S/E Secc.Pomas.,3.5 Km
- S/E Quinche 46/23 KV, 15/20 MVA adicional
- S/E S.Rafael 138/23 KV, 2x20/27/33 MVA, nueva
- S/E 6 (obras civiles y montaje electromecánicas)
- S/E Tumbaco 138/23 KV, 2x20/27/33 MVA, nueva
- S/E 3 46/6.3 KV, 15/20 MVA adicional
- S/E 19 46/23 KV, 20/27/33 MVA sustitución
- S/E Chillogallo 138/23 KV, 20/27/33 MVA, adicional

En la tabla siguiente, de acuerdo a los valores unitarios definidos, y al costo total de cada una de las obras planificadas para el periodo 2.000 – 2.005, se presentan los costos de inversión para la Empresa Eléctrica Quito para cumplir con la expansión del sistema de subtransmisión. Este estudio no contempla las fuentes de financiamiento necesarias para cumplir con la planificación, y tampoco contempla los costos administrativos. Únicamente hace referencia a los costos necesarios para cumplir con las adecuaciones y equipamientos requeridos para mantener al Sistema Eléctrico Quito funcionando dentro de los parámetros de calidad y seguridad requeridos por la regulación de calidad de servicio de la distribución y otros parámetros requeridos por el Reglamento de Suministro y las regulaciones

correspondientes, amparadas por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y las Regulaciones Correspondientes (Ref. 11 y Ref. 13), factores descritos en la Introducción General.

El análisis realizado servirá como referencia para la aplicación de los trabajos requeridos para cumplir con el plan de obras recomendado en el presente estudio, y que mantiene los lineamientos definidos por el plan de obras sugerido por el Departamento de Planificación de SEP de la Empresa Eléctrica Quito.

Descripción	Año	MVA	KM de L/T	Disy. 46 KV	Disy. 138 KV	Presup. USD
S/E S. Alegre 138-46 KV	2001	100				1.760.000
S/E Epiclachima 46/23 KV	2001	33				1.034.650
S/E Pomasqui Secundario 138 KV	2001				3	3.600.000
S/E Pomasqui (Calderón) 138 KV	2001				1	400.000
S/E Vicentina 138 KV	2001				1	400.000
S/E 18 138/23 KV	2002	33				1.112.000
S/E Quinche 46/23	2002	30				
S/E 11 46/6.3 KV	2003	20				410.000
S/E Tumbaco	2004	75				
S/E Vicentina 138-46 KV	2005	100				1.780.000
S/E Guangopolo 138/46 KV	2005	48		1	1	552.000
S/E Chiriyacu 138/23	2005	33				1.112.000
S/E S Rafael 138/23 KV	2005	56			2	3.024.000
S/E Sangolquí 46/23 KV	2005	30				450.000
S/E 138 KV	2005				2	800.000
L/T 138 KV, Vicentina - 18	2001		17.5			1.050.000
L/T 138 KV, Pomasqui - Calderon	2001		3.5			280.000
L/T 46 KV, S Rosa - Sangolquí	2005		3.0			144.000
L/T 138 KV, S Rafael - Guangopolo	2005		3.5			210.000
L/T 138 KV, S Rosa - S Rafael	2005		13.5			810.000
TOTALES		**405**	**41.0**			**15.448.650**

CAPITULO VII
Análisis de Contingencias Simples para las obras Planificadas en el Período 2.000 - 2.005

1. INTRODUCCIÓN

Dentro de los estudios de planeamiento es necesario considerar comportamiento del sistema bajo condiciones de contingencia debido a que los sistemas no siempre operan bajo condiciones en estado normal. Las perturbaciones pueden ser divididas en tres categorías:

- ***Transitorios Electromagnéticos:*** Estos son originados por descargas atmosféricas o maniobras de apertura, siendo su periodo de influencia gobernado por las constantes de tiempo de las líneas de transmisión o los equipos asociados. Su duración esta en el orden de microsegundos a ciclos.

- ***Transitorios Electromecánicos:*** Generalmente siguen a los transitorios electromagnéticos (por ejemplo un corto circuito debido a un sobrevoltaje). Su duración esta asociada con las constantes de tiempo electromecánicas de las máquinas sincrónicas, y su periodo de simulación usualmente se considera dentro del rango de 1 a 5 segundos para estabilidad transitoria.

- ***Perturbaciones de Régimen Permanente:*** En este caso se considera la pérdida de una línea o equipamiento por un periodo de tiempo suficiente como para que el sistema alcance una nueva condición de operación.

El análisis de contingencias permite conocer la redistribución del flujo de potencia a través de los elementos que se mantienen en funcionamiento luego de presentado el evento. Los voltajes y frecuencia del sistema se verán alterados por variaciones de carga considerables o salidas de generación importantes. Para el caso de las unidades de generación, los análisis de contingencia pueden ser divididos en dos casos, el primero para el caso estático y el segundo para el caso dinámico. Luego de que se ha tomado la decisión de implementar una nueva unidad de generación, las contingencias para el caso dinámico deben ser consideradas desde el punto de vista operativo. Para el caso estático, al momento de realizar la planificación, se

debe considerar que el porcentaje de reserva del sistema sea lo suficientemente grande como para abastecer la salida de cualquier unidad de generación. Esto permitirá mantener el sistema funcionado adecuadamente. En el caso del Sistema Eléctrico Quito, la reserva de generación se obtiene a través del aporte del Sistema Nacional Interconectado, notándose una marcada dependencia del S.E.Q. con las obras planificadas de generación a escala nacional.

Los sistemas de potencia en general presentan para cambios ΔQi en las potencias reactivas de las barras, una variación esencialmente en las magnitudes de los voltajes nodales y por lo tanto al flujo de potencia reactiva por las líneas de transmisión, manteniéndose los ángulos de los voltajes nodales prácticamente inalterados. Esta propiedad se aplican únicamente cuando el sistema de potencia se encuentra en condiciones estables, es decir estos cambios son pequeños y el sistema se acomoda a un nuevo estado estable. El sistema encuentra un nuevo estado estable cuando para los cambios ΔPi o ΔQi existe una respuesta de los elementos controlables del sistema que fundamentalmente son los generadores de la red. El pasar de un estado estable a otro requiere necesariamente de una respuesta de tipo dinámica. Un objeto básico y primario en operación de sistemas de potencia es el mantener el balance entre generación y el consumo total, la velocidad del sistema (f) o más específicamente un cambio en ella es un indicativo rápido de que el balance no está siendo satisfecho. Lo anterior constituye la operación normal de un SEP. Cuando ocurren variaciones grandes en el equilibrio como producto de una perturbación mayor, las desviaciones de frecuencia así como su desaceleración o aceleración son grandes, en estas circunstancias el sistema se encuentra en estado dinámico, y si bien los reguladores actúan, en muchas circunstancias su acción no es suficiente para mantener o encontrar un nuevo estado estable, el sistema requiere de otros medios de control muy rápidos que constituyen los relés de protección.

Es necesario considerar los valores presentas en las regulaciones y reglamentos que regulan el Mercado Eléctrico Ecuatoriano, con respecto a los valores de potencia de reserva que deben mantener las unidades de generación. Para esto es necesario definir las siguientes magnitudes (Ref. 18):

- **Regulación Primaria De Frecuencia (RPF):** Es la regulación rápida, con un tiempo de respuesta menor de 30 segundos, destinada a equilibrar las desviaciones respecto del despacho previsto, principalmente por los requerimientos variables de la demanda, cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal.
- **Regulación Secundaria De Frecuencia (RSF):** Su tiempo de respuesta es del orden de varios minutos para, de ser posible de acuerdo a la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia. Una vez que ha actuado la regulación primaria, que es la primera línea de defensa que contrarresta los efectos de un disturbio que causa una variación de la frecuencia, debe intervenir la regulación secundaria de frecuencia a partir de los 20-30 segundos después de haberse producido la contingencia.
- **Reserva en frío:** Es la parte de la reserva no rodante constituida por aquellas máquinas térmicas de punta que puedan entrar en servicio y alcanzar su potencia disponible en un tiempo no mayor de 15 minutos, que han sido ofrecidas por los Generadores y aceptadas por el CENACE dentro de una lista de mérito, para cubrir el déficit de reserva de generación ocasionado por diversas contingencias que se produjeren en el sistema.

Los valores de Reserva Primaria, Reserva Secundaria y Reserva Fría para las unidades de generación definidas en el Sector Eléctrico Ecuatoriano utilizan los siguientes valores:

	Periodo Seco	Periodo Lluvioso
RPF	3%	4%
RSF	3,2%	3,2%
Reserva Fría	Unidad más grande en operación	

Esto permite considerar las variaciones de frecuencia que se presentarán luego de que exista la salida de una subestación y los generadores deban actuar para compensar dicha contingencia.

El estudio que se presenta a continuación esta enfocado a perturbaciones de régimen permanente. En los sistemas de potencia es necesario conocer los efectos

que se presentarán a largo plazo considerando la entrada de nuevas unidades de generación, el crecimiento de carga, y la incorporación de nuevas líneas. Para realizar el análisis de contingencias en estudios de planeamiento y para la operación, se debe aplicar la regla "n-1", la que sostiene que el sistema debe operar en un estado estable y de manera segura para la pérdida de cualquier componente del sistema de potencia.

Al definir las contingencias que serán analizadas, es necesario considerar los siguientes puntos:

- Rango de variación de parámetros e identificación de violaciones.
- Magnitudes de Voltaje y condiciones de carga de equipos de pre-contingencia.
- Magnitudes de Voltaje y condiciones de carga de equipos de post-contingencia
- Es necesario considerar las variaciones térmicas que se presentan para la resistencia y la reactancia de las Líneas de Transmisión, y definir como se presentan las magnitudes, ya sea la identificación de cargas excesivas termales en términos de corriente (amperios) o en términos de la potencia que fluye a través de ellas. Las violaciones en términos de corriente normalmente son preferidas porque el mecanismo físico para la limitación realmente es la capacidad calorífica del conductor a flujo actual, mientras que los límites en MVA derivan de los límites de corriente asumiendo un nivel de voltaje particular que no necesariamente refleje la realidad.

En la Regulación del CONELEC 011-99, Procedimientos de despacho (Ref. 19), se enuncia lo siguiente en cuanto a las normas que regulan los Parámetros de Calidad y Seguridad en el Sistema Nacional Interconectado, siendo factible tomar esto como referencia para el Sistema Eléctrico Quito.

"El SNI se debe planificar de tal forma que en la operación se garanticen los siguientes aspectos:

- En las barras principales del sistema de transmisión la tensión transitoria no debe estar por debajo de 0.8 (p.u.) durante más de 500 mseg.

- La generación o absorción de potencia reactiva de las unidades de generación podrá transitoriamente exceder los límites de capacidad de régimen permanente, pero después de 10 segundos de ocurrida la contingencia, esta no deberá exceder el 10% de la capacidad. En el nuevo punto de equilibrio durante la simulación de la contingencia, la potencia reactiva de los generadores deberá estar dentro de la capacidad de régimen permanente.
- Durante la etapa de planificación no se permitirán sobrecargas en los transformadores de potencia 230/138 kV en el nuevo punto de equilibrio que se alcanzaría después de la simulación de la contingencia. La capacidad de los transformadores se determina por la capacidad nominal en MVA.
- En la simulación de contingencias se permitirán sobrecargas en líneas de 230 kV o 138 kV hasta del 10% cuando se alcance el nuevo punto de equilibrio del sistema. Una sobrecarga en líneas del 10% debe ser eliminada en el siguiente periodo de generación mediante el redespacho económico del CENACE. La capacidad de la línea se determina entre el menor valor del límite térmico del conductor, capacidad de los transformadores de corriente o capacidad de corriente de las trampas de onda.
- Después de la contingencia en el nuevo punto de equilibrio, los voltajes en las barras de 230 kV y 138 kV no deben ser inferiores a 0.9 p.u."

2. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS SIMPLES PARA LAS OBRAS PLANIFICADAS EN EL SISTEMA DE POTENCIA PERIODO 2.000 - 2.005

2.1. CONTINGENCIAS PARA OBRAS DEL AÑO 2.000

Para el año 2.000 se han considerado únicamente obras que permiten aumentar la capacidad en algunas de las subestaciones ya existentes en el Sistema Eléctrico Quito y la nueva subestación Chillogallo. La magnitud de carga que sale debido a contingencias presentadas en cualquiera de los casos definidos para el año 2.000 no afecta en mayor grado al sistema, presentándose únicamente variaciones de voltaje. Para cada elemento se han considerado diferentes casos analizados por separado para mantener la condición de la regla "n-1".

Subestación Número 2: **a)** Apertura del transformador ubicado entre las barras 215 (46 kV) y 214 (6,3 kV). **b)** Apertura del transformador ubicado entre las barras 218 (23 kV) y 215 (46 kV). **c)** Apertura del transformador ubicado entre las barras 215 (46 kV) y 219 (6,3 kV).

Subestación San Rafael: **a)** Apertura del transformador ubicado entre las barras 291 (46 kV) y 221 (23 kV).

Subestación Sangolquí: **a)** Apertura del transformador ubicado entre las barras 296 (46 kV) y 233 (23 kV). **b)** Apertura del disyuntor del Banco Capacitivo de 4.5 MVAR.

Subestación Número 3: **a)** Apertura del transformador ubicado entre las barras 252 (46 kV) y 614 (23 kV). **b)** Apertura del transformador ubicado entre las barras 252 (46 kV) y 225 (6,3 kV).

Subestación Número 10 Vieja: **a)** Apertura del transformador ubicado entre las barras 287 (46 kV) y 205 (6,3 kV). **b)** Apertura del transformador ubicado entre las barras 287 (46 kV) y 234 (6,3 kV).

Subestación Chillogallo: a) Apertura del transformador ubicado entre las barras 1003 (138 kV) y 1004 (23 kV).

- El análisis de las contingencias planteadas en los puntos anteriores producen resultados que se encuentran enmarcados dentro de los rangos definidos para los voltajes en las barras del sistema (0,95 – 1,05 p.u.). También se pudo observar que no se presentarían sobrecargas tanto en líneas de transmisión como en transformadores bajo estas condiciones.

2.1.1. CONTINGENCIAS EN PUNTOS DEBILES DEL SISTEMA AÑO PARA EL AÑO 2.000

2.1.1.1. Santa Rosa

1. *Para una contingencia en el transformador de 45 / 60 / 75 MVA*

TIPO DE CONTINGENCIA	ELEMENTO	VALOR	LIMITE	PORCENTAJE CARGA
Branch MVA	FROM GUANG 13 (106) TO GT.GUAN (220) CKT 1	28.43	27.50	103 39
Branch MVA	FROM G.T. 46 (216) TO GT.GUAN (220) CKT 1	54.21	52.50	103.25
Branch Amp	FROM 7 46 (253) TO S.ALGR 4 (285) CKT 1	801.36	665.21	120.47
Branch MVA	FROM S.ROSA 1 (552) TO MOVIL 46 (660) CKT 1	38.47	32.00	120.23
Bus Low Volts	BUS S.ROSA 46 (294)	0.95	0.95	
Bus Low Volts	BUS MACH 46 (295)	0.93	0.95	

La línea entre la Subestación 7 y la Subestación Selva Alegre presentaría una carga de 120,47%. Esta magnitud de sobrecarga en una línea de transmisión sobrepasa su límite térmico lo que produciría la salida fuera de servicio del elemento. Generalmente las líneas de transmisión trabajan con cargas en el orden de no más de un 50% en condiciones normales, hecho que se puede observar en el capítulo V en el análisis de los flujos de potencias.

2. *Salida de la Línea en 138 kV entre la Subestación Santa Rosa y la Subestación Vicentina.*

Esta contingencia no presentaría problemas para el sistema.

3. *Salida del primer circuito de la línea entre la Subestación Santa Rosa y Selva Alegre.*

Esta contingencia no presentaría problemas para el sistema.

2.1.1.2. Selva Alegre

1. *Salida del Transformador de la Subestación Selva Alegre.*

TIPO DE CONTINGENCIA	ELEMENTO	VALOR	LIMITE	PORCENTAJE CARGA
Branch Amp	FROM DERIV12 (227) TO VICENTIN (286)CKT 1	685.78	665.21	103.09
Branch Amp	FROM INIAQU 4 (242) TO 13 46 (263) CKT 1	827.04	665.21	124.33
Branch Amp	FROM INIAQU 4 (242) TO NORTE 46 (281) CKT 1	917.64	665.21	137.95
Branch Amp	FROM 13 46 (263) TO S.ALGR 4 (285) CKT 1	735.56	665.21	110.58
Branch MVA	FROM VICEN 13 (589) TO VICENTIN 286) CKT 1	48.12	43.00	111.90
Branch MVA	FROM VICEN 13 (589) TO VICENTIN (286) CKT 2	51.91	48.00	108.15
Branch MVA	FROM S.ROSA 1 (552) TO S.ROSA 4 (294) CKT 1	77.87	75.00	103.83

Existiría una carga de la línea entre la Subestación Selva Alegre y la Subestación 13 con una valor de 111,9%. Existiría una carga en la línea entre la Subestación 13 y la Subestación Iñaquito con un valor de 124,33%.

2.1.1.3. Subestación Vicentina

1. *Salida de uno de los transformadores de la Subestación Vicentina.*

TIPO DE CONTINGENCIA	ELEMENTO	VALOR	LIMITE	PORCENTAJE CARGA
Branch MVA	FROM VICEN 13 (589) TO VICENTIN (286) CKT 2	48.14	48.00	100.29

Esta contingencia no presentaría problemas debido a la capacidad firme que presenta la subestación Vicentina.

2.1.1.4. Central Hidroeléctrica Nayón y Central Cumbayá

Tanto para el caso de la contingencia en la Central Nayón, como en la Central Cumbayá, considerando la salida de todas las unidades, es decir, abriendo el transformador de elevación, no se presentarían problemas en el sistema. Se

consideran estas centrales de generación debido a su aporte para mantener buenas condiciones operativas en las subestaciones de la cola del Sistema Eléctrico Quito.

2.2. CONTINGENCIAS PARA OBRAS DEL AÑO 2.001

Para el año 2.001 se han considerado únicamente obras que permiten aumentar la capacidad en algunas de las subestaciones ya existentes en el Sistema Eléctrico Quito y la nueva subestación Los Bancos. La magnitud de carga que sale debido a contingencias presentadas en cualquiera de los casos definidos para el año 2.001 no afecta en mayor grado al sistema, presentándose únicamente variaciones de voltaje. Para cada elemento se han considerado diferentes casos analizados por separado para mantener la condición de la regla "n-1".

Subestación Número 19: **a)** Apertura del transformador ubicado entre las barras 269 (46 kV) y 222 (23 kV).

Subestación Pomasqui: **a)** Apertura del transformador ubicado entre las barras 323 (138 kV) y 322 (23 kV).

Subestación Los Bancos: **a)** Apertura del transformador ubicado entre las barras 1001 (46 kV) y 1002 (13,2 kV). b) Apertura de la línea de transmisión entre la subestación número 19 (barra número 269) y la barra de entrada de la subestación Los Bancos (barra número 1001).

- El análisis de las contingencias planteadas en los puntos anteriores producen resultados que se encuentran enmarcados dentro de los rangos definidos para los voltajes en las barras del sistema (0,95 – 1,05 p.u.). También se pudo observar que no se presentarían sobrecargas tanto en líneas de transmisión como en transformadores bajo estas condiciones. Tanto en el caso de la subestación 19 como de la subestación Pomasqui se puede observar el efecto de la capacidad firme de la subestación lo que no produce sobrecargas de tipo operativo.

2.2.1. CONTINGENCIAS EN PUNTOS DEBILES DEL SISTEMA PARA EL AÑO 2.001

2.2.1.1. Santa Rosa

1. *Para una contingencia en el transformador adicional de 45 / 60 / 75 MVA de la subestación Santa Rosa.*

En este caso se cuenta con el transformador de respaldo en la Subestación Santa Rosa según lo definido en el plan de obras para el año 2.001, lo que produciría una carga manejable en el primer transformador debido a la capacidad firme de la subestación.

TIPO DE CONTINGENCIA	ELEMENTO	VALOR	LIMITE	PORCENTAJE CARGA
Branch MVA	FROM S.ROSA 1 (552) TO S.ROSA 4 (294) CKT 2	75.96	75.00	101.28

2. *Salida de la Línea en 138 kV entre la Subestación Santa Rosa y la Subestación Vicentina.*

Esta contingencia no presentaría problemas para el sistema.

3. *Salida del primer circuito de la línea entre la Subestación Santa Rosa y Selva Alegre.*

Esta contingencia no presentaría problemas para el sistema.

2.2.1.2. Selva Alegre

1. *Salida del Transformador de la Subestación Selva Alegre.*

TIPO DE CONTINGENCIA	ELEMENTO	VALOR	LIMITE	PORCENTAJE CARGA
Branch Amp	FROM DERIV12 (227) TO VICENTIN (286) CKT 1	697.89	665.21	104.91
Branch Amp	FROM INIAQU 4 (242) TO 13 46 (263) CKT 1	791.17	665.21	118.94
Branch Amp	FROM INIAQU 4 (242) TO NORTE 46 (218) CKT 1	886.96	665.21	133.34

TIPO DE CONTINGENCIA	ELEMENTO	VALOR	LIMITE	PORCENTAJE CARGA
Branch Amp	FROM 13 46 (263) TO S.ALGR 4 (285) CKT 1	695.63	665.21	104.57
Branch MVA	FROM VICEN 13 (589) TO VICENTIN (286) CKT 1	49.12	43 00	114.24
Branch MVA	FROM VICEN 13 (589) TO VICENTIN (286)CKT 2	53.00	48 00	110.41

Al analizar esta contingencia, se observaría una carga en la línea entre la subestación Selva Alegre y la Subestación 13 de 104,57%. Una carga en la línea entre la Subestación 13 y la Subestación Iñaquito de 118,94%. Una carga en la línea entre la Subestación Vicentina y la Subestación 12 con un 104,91%.

2.2.1.3. Subestación Vicentina

1. Salida de uno de los transformadores de la Subestación Vicentina.

TIPO DE CONTINGENCIA	ELEMENTO	VALOR	LIMITE	PORCENTAJE CARGA
Branch MVA	FROM VICEN 13 (589) TO VICENTIN (286) CKT 2	51.88	48.00	108.09

Para la salida de uno de los transformadores de la Subestación se observa una sobrecarga del 8,09% lo no afectaría al sistema debido a la capacidad firma que tiene la subestación en estudio.

2.2.1.4. Central Hidroeléctrica Nayón y Central Cumbayá

Para el análisis de contingencias en estas dos centrales ubicadas en el extremo del sistema no se presentarían problemas.

2.3. CONTINGENCIAS PARA OBRAS DEL AÑO 2.002

Debido a la importancia que tendrá la Subestación Pomasqui de TRANSELECTRIC como un nuevo punto de entrega de potencia al Sistema Eléctrico Quito por parte del Sistema Nacional Interconectado, se ha considerado apropiado presentar los resultados obtenidos al analizar las contingencias que se podrían presentar en las instalaciones de potencia relacionadas con esta subestación. Los casos estudiados son los siguientes:

1. *Apertura de la línea de transmisión entre la Santa Rosa TRANSELECTRIC (barra número 2.000) y la barra de la subestación Pomasqui TRANSELECTRIC (barra número 2.010), tanto el primer como el segundo circuito.*
2. *Apertura del transformador trifásico ubicado entre las barras 2.010 (230 kV) y 2.012 (138 kV)*
3. *Apertura de la línea de transmisión entre la número 19 (barra número 324) y la barra de la subestación Pomasqui TRANSELECTRIC (barra número 2.012)*
4. *Apertura de la línea de transmisión entre la número 18 (barra número 323) y la barra de la subestación Pomasqui TRANSELECTRIC (barra número 2.012)*

Todos estos elementos se encuentran dentro de las obras realizadas para la entrada en servicio de la subestación. El análisis de la contingencia aplicada permite observar que no existirían problemas en el sistema. El sistema permanecería funcionando debido a la subestación Santa Rosa la que proveería toda la potencia al sistema si falta el aporte del transformador de la Subestación Pomasqui.

2.3.1. CONTINGENCIAS EN PUNTOS DEBILES DEL SISTEMA PARA EL AÑO 2.002

2.3.1.1. Santa Rosa

1. *Para una contingencia en el segundo transformador de 45 / 60 / 75 MVA de la subestación Santa Rosa.*

TIPO DE CONTINGENCIA	ELEMENTO	VALOR	LIMITE	PORCENTAJE CARGA
Branch MVA	FROM S.ROSA 1 (552) TO S ROSA 4 (294) CKT 2	79.47	75.00	105.96
Bus Low Volts	BUS 4 6.3	0.95	0.95	

Se presentaría una sobrecarga pequeña en el transformador de respaldo de la subestación Santa Rosa lo que no afecta al sistema debido a la capacidad firme que tiene esta subestación. El voltaje en la subestación 4 se encontraría justo en el límite inferior considerado para este análisis, lo que permitiría considerar bajos voltajes en los extremos de los alimentadores.

2. *Salida de la Línea en 138 kV entre la Subestación Santa Rosa y la Subestación Vicentina.*

Esta contingencia no presentaría problemas para el sistema.

3. *Salida del primer circuito de la línea entre la Subestación Santa Rosa y Selva Alegre.*

Esta contingencia no presentaría problemas para el sistema.

2.3.1.2. Selva Alegre

1. *Apertura del transformador ubicado entre las barras 325 (138 kV) y 285 (46 kV)*

Esta contingencia no presentaría problemas al sistema debido a la capacidad firme que presenta esta Subestación.

2.3.1.3. Subestación Vicentina

1. *Salida de uno de los transformadores de la Subestación Vicentina.*

TIPO DE CONTINGENCIA	ELEMENTO	VALOR	LIMITE	PORCENTAJE CARGA
Branch MVA	FROM VICEN 13 (589) TO VICENTIN (286) CKT 2	51.02	48.00	106.30

Para la salida de uno de los transformadores de la Subestación se observaría una sobrecarga en el transformador de respaldo lo que no afecta al sistema debido a la capacidad firme de la subestación.

2.3.1.4. Central Hidroeléctrica Nayón y Central Cumbayá

Para el análisis de contingencias en estas dos centrales ubicadas en el extremo del sistema no se presentarían problemas.

2.4. CONTINGENCIAS PARA OBRAS DEL AÑO 2.003

Para el año 2.003 se han considerado únicamente obras que permiten aumentar la capacidad en algunas de las subestaciones ya existentes en el Sistema Eléctrico Quito. La magnitud de carga que sale debido a contingencias presentadas en cualquiera de los casos definidos para el año 2.003 no afecta en mayor grado al sistema, presentándose únicamente variaciones de voltaje.

Subestación Número 6: a) *Apertura del transformador ubicado entre las barras 236 (6,3 kV) y 292 (46 kV).*

Subestación El Quinche: a) Apertura del transformador ubicado entre las barras 247 (46 kV) y 249 (23 kV)

2.4.1. CONTINGENCIAS EN PUNTOS DEBILES DEL SISTEMA PARA EL AÑO 2.003

2.4.1.1. Santa Rosa

1. *Para una contingencia en el segundo transformador de 45 / 60 / 75 MVA de la subestación Santa Rosa.*

TIPO DE CONTINGENCIA	ELEMENTO	VALOR	LIMITE	PORCENTAJE CARGA
Branch MVA	FROM S.ROSA 1 (552) TO S.ROSA 4 (294) CKT 2	75.22	75.00	100.29

Se produciría una sobrecarga en el transformador de respaldo de la subestación Santa Rosa.

2. *Salida de la Línea en 138 kV entre la Subestación Santa Rosa y la Subestación Vicentina.*

Esta contingencia no presentaría problemas en el sistema.

3. *Salida del primer circuito de la línea entre la Subestación Santa Rosa y Selva Alegre.*

TIPO DE CONTINGENCIA	ELEMENTO	VALOR	LIMITE
Bus Low Volts	BUS 18 138	0.94	0.95
Bus Low Volts	BUS 19 138	0.95	0.95

La salida de la línea produciría bajos voltajes en las subestaciones 18 y 19. Estos voltajes no son lo suficientemente bajos como para producir una salida de carga considerable en las subestaciones, pero los voltajes en los extremos de los alimentadores serían bajos.

2.4.1.2. Selva Alegre

1. *Salida del Transformador de la Subestación Selva Alegre.*

Esta contingencia no presentaría problemas para el sistema. La capacidad firme de la subestación permite abastecer la demanda.

2.4.1.3. Subestación Vicentina

1. *Salida de uno de los transformadores de la Subestación Vicentina.*

Esta contingencia no presentaría problemas para el sistema.

2.4.1.4. Central Hidroeléctrica Nayón y Central Cumbayá

Tanto para el caso de la contingencia en la Central Nayón, como en la Central Cumbayá, considerando la salida de todas las unidades, es decir, abriendo el transformador de elevación, no se presentarían problemas en el sistema.

2.5. CONTINGENCIAS PARA OBRAS DEL AÑO 2.004

2.5.1. CONTINGENCIAS EN PUNTOS DEBILES DEL SISTEMA PARA EL AÑO 2.004

2.5.1.1. Santa Rosa

1. *Para una contingencia en el segundo transformador de 45 / 60 / 75 MVA de la subestación Santa Rosa.*

TIPO DE CONTINGENCIA	ELEMENTO	VALOR	LIMITE	PORCENTAJE CARGA
Branch MVA	FROM S.ROSA 1 (552) TO S.ROSA 4 (294) CKT 2	79 88	75.00	106 51

Se produciria una sobrecarga en el transformador de respaldo de la subestación Santa Rosa.

2. *Salida de la Línea en 138 kV entre la Subestación Santa Rosa y la Subestación Vicentina.*

Esta contingencia no presentaría problemas en el sistema.

3. *Salida del primer circuito de la línea entre la Subestación Santa Rosa y Selva Alegre.*

Esta contingencia no presentaría problemas en el sistema.

2.5.1.2. Selva Alegre

1. *Salida del Transformador de la Subestación Selva Alegre.*

Esta contingencia no presentaría problemas para el sistema. El transformador de respaldo cubre la demanda.

2.5.1.3. Subestación Vicentina

1. Salida de uno de los transformadores de la Subestación Vicentina.

Esta contingencia no presentaría problemas para el sistema.

2.5.1.4. Central Hidroeléctrica Nayón

Esta contingencia no presentaría problemas para el sistema.

2.5.1.5. Central Cumbayá

TIPO DE CONTINGENCIA	ELEMENTO	VALOR	LIMITE
Bus Low Volts	BUS QUINCHE	0.94	0.95

Para una contingencia en la Subestación de la Central Cumbayá, o en su equivalente la salida de las unidades de generación, se presentaría un bajo voltaje en la barra de la Subestación El Quinche.

2.6. CONTINGENCIAS PARA OBRAS DEL AÑO 2.005

Para el año 2.005 se han considerado únicamente obras que permiten aumentar la capacidad en la subestación Tumbaco y la incorporación de la Central Hidroeléctrica Quijos. La magnitud de carga que sale debido a la contingencia presentada en la Subestación Tumbaco no afecta en mayor grado al sistema presentándose únicamente variaciones de voltaje. En el caso de la Central Quijos se presentará el análisis completo de contingencias debido a que se trata de una nueva unidad de generación.

2.6.1. CENTRAL HIDROELÉCTRICA QUIJOS

Para la Central Hidroeléctrica Quijos se han definido las siguientes contingencias que involucran el sistema de generación y los transformadores que permiten el servicio de la central. Los análisis serán realizados analizadas independientemente

1. *Apertura del transformador ubicado entre las barras 106 (138 kV) y 216 (46 kV)*

El análisis de la contingencia no produciría problemas en el sistema. La generación que aporta la central Quijos entra al sistema a través de la línea entre la Barra 106 y la Subestación Vicentina.

2. *Apertura de la unidad de generación ubicada en la barra 106*

Antes de la salida del generador de Quijos, los valores de entrega del Sistema Nacional Interconectado al Sistema Eléctrico Quito es: 342 MW y –31 MVAR. Luego de la salida son: 382 MW y –34 MVAR. La salida de la Central no produciría problemas en el sistema.

Debido a que para la incorporación de la Central de Generación Quijos se planifica colocar uno de los transformadores de la Subestación Vicentina, el otro transformador presentaría una sobrecarga pequeña para la condición de operación. Esto no se vería cubierto por la capacidad firme de la subestación por que se considera que el transformador de respaldo de la subestación Vicentina se instalaría en la subestación que permitiría la incorporación dela Central Quijos al sistema.

BARRA 1	NOMBRE	BARRA 2	NOMBRE	# CIRCUITO	LIMITE	FLUJO BARRA 1	% CARGA
589	VICEN 13	286	VICENTIN	2	48.0	54.3	113.2

Subestación Tumbaco: a) *Apertura del transformador ubicado entre las barras 299 (46 kV) y 300 (23 kV).*

El análisis de la contingencia produciría una sobrecarga de 13,03% en el transformador de respaldo. Los alimentadores servidos por esta subestación no salen de servicio si la sobrecarga se mantiene por un periodo corto de tiempo.

TIPO DE CONTINGENCIA	ELEMENTO	VALOR	LIMITE	PORCENTAJE SOBRECARGA
Branch MVA	FROM TUMBAC 4 (299) TO TUMBAC 2 (300) CKT 1	37.30	33.00	113.03

2.6.2. CONTINGENCIAS EN PUNTOS DEBILES DEL SISTEMA PARA EL AÑO 2.005

2.6.2.1. Santa Rosa

1. *Para una contingencia en el segundo transformador de 45 / 60 / 75 MVA de la subestación Santa Rosa.*

Esta contingencia no presentaría problemas para el sistema.

2. *Salida de la Línea en 138 kV entre la Subestación Santa Rosa y la Subestación Vicentina.*

Esta contingencia no presentaría problemas en el sistema.

3. *Salida del primer circuito de la línea entre la Subestación Santa Rosa y Selva Alegre.*

Esta contingencia no presentaría problemas en el sistema.

2.6.2.2. Selva Alegre

1. Salida del Transformador de la Subestación Selva Alegre.

Esta contingencia no presentaría problemas para el sistema. El transformador de respaldo cubre la demanda.

2.6.2.3. Subestación Vicentina

1. *Salida de los dos transformadores de la Subestación Vicentina (Debido a que el primer transformador de la Subestación Vicentina se considera será trasladado para permitir el aporte de potencia por parte de la Central Quijos).*

TIPO DE CONTINGENCIA	ELEMENTO	VALOR	LIMITE	PORCENTAJE CARGA
Branch Amp	FROM INIAQU 4 (242) TO 13 46 (263) CKT 1	742.66	665 21	111 64
Branch Amp	FROM 13 46 (263) TO S.ALGR 4 (285) CKT 1	862.87	665.21	129.71
Bus Low Volts	BUS QUINCHE	0.94	0.95	

Se produciría una carga en la línea entre la Subestación 13 y la Subestación Selva Alegre de un 129,71%. Existiría una carga en la línea entre la Subestación 13 y la Subestación Iñaquito de un 111,64%. Se presenta un bajo voltaje en la barra de la Subestación El Quinche.

2.6.2.4. Central Hidroeléctrica Nayón

TIPO DE CONTINGENCIA	ELEMENTO	VALOR	LIMITE
Bus Low Volts	BUS QUINCHE	0.95	0.95

El voltaje en la barra de la Subestación El Quinche se encontraría en el límite inferior al rango considerado para este estudio. Esto permitiría considerar que el voltaje en los extremos de los alimentadores será bajo.

2.6.2.5. Central Cumbayá

TIPO DE CONTINGENCIA	ELEMENTO	VALOR	LIMITE
Bus Low Volts	BUS QUINCHE	0 94	0.95

Para una contingencia en la Subestación de la Central Cumbayá, o en su equivalente la salida de las unidades de generación, se presentaría un bajo voltaje en la barra de la Subestación El Quinche.

CAPITULO VII

Conclusiones y Recomendaciones

1. CONCLUSIONES

- La interfaz gráfica del programa PowerWorld 6.0 permite una mejor comprensión de la configuración de las diferentes instalaciones, ya sean subestaciones o centrales de generación, que conforman un sistema de potencia. La forma en que se presentan los diferentes displays en el presente estudio permite llegar a un nivel de detalle en la simulación que hace posible analizar flujos en el Sistema de Subtransmisión considerando incluso la salida de un alimentador servido por una subestación, sin tener que considerar la salida de toda la carga.

- La distribución realizada tanto para las cargas en cada uno de los alimentadores, así como el comportamiento horario de la carga, son factores que permiten observar el comportamiento del Sistema Eléctrico Quito para todo un día típico de operación, lo que permite definir nuevas estrategias para operar el sistema de manera más adecuada.

- El voltaje en la barra oscilante del Sistema Eléctrico Quito (Barra en 230 kV de la Subestación Santa Rosa) se considera igual a 0,96 p.u. debido a que este es el valor real medido por parte de la Empresa Eléctrica Quito para el año 1.999 el día 9 de diciembre, día pico del año. Esto no cumple con las normas legales vigentes bajo la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y sus correspondientes regulaciones, pero ya que es un dato real, se ha utilizado este valor, esperando que en el futuro, el Sistema Nacional de Transmisión mejore dicha condición de voltaje, la que afecta principalmente a las subestaciones de la cola, como son la Subestación 18 y Pomasqui, las que presentan problemas de voltaje hasta el año 2.002 en el que entra la nueva Subestación Pomasqui de Transelectric.

- En el caso de las centrales de generación, se considera el número de unidades instaladas, así como los parámetros de cada unidad. Para las condiciones de demanda pico, se han fijado los valores que entregan las unidades en conjunto, dividiendo la potencia entregada a la barra de salida entre todas las unidades, sin considerar el valor que cada una de estas realmente aportó el día de

demanda máxima del sistema. Estos valores se desprenden de los datos obtenidos a partir de la Ref. 14. lo que permite observar el comportamiento de las unidades de generación de acuerdo a datos reales medidos en el sistema de potencia, en lo que se refiere a potencia activa, mientras que para la potencia reactiva, se ha dejado al programa de simulación ajustar estos valores para así obtener resultados acordes a la estructura modelada.

- La definición de las zonas de carga permite aplicar un esquema de carga diferente para cada una de las barras de carga del Sistema modelado, considerando su respectiva curva de carga característica. Los valores que se presentan como carga para cada una de las zonas definidas, corresponden a la sumatoria de las cargas por alimentadores, considerando el día de máxima demanda para el año correspondiente a la simulación. La definición de las zonas de carga es una herramienta utilizada para el presente estudio y no se encuentran definidas dentro de los estudios que realiza la Empresa Eléctrica Quito.

- A partir de los datos obtenidos para las tasas de crecimiento para todos los grupos de subestaciones definidos para el Sistema Eléctrico Quito, se puede observar que la tasa aproximada de crecimiento aplicable en estudios de proyección de la demanda esta alrededor del 5%. Esta tasa no corresponde a la tasa real aplicada para los crecimientos de potencia total del sistema para el periodo 2.000 – 2.005 debido a que se puede observar que para el periodo 1.995 – 1.999 se presenta una tasa menor (alrededor de 3%) e inclusive para algunos años ha existido un decrecimiento de la demanda. En este periodo se reflejan muchas condiciones ajenas al comportamiento real de la demanda, en su mayoría factores económicos que han desestabilizado al país y en consecuencia han cambiado el comportamiento de los usuarios. Por esto es necesario definir parámetros para el estudio de crecimiento de la demanda que dependan más del comportamiento directo del consumidor y más no que se encuentren ligados completamente a la incertidumbre de factores socio – económicos.

- Las tasas corresponden al dato ajustado es comparado con el dato de otros años lo que permite considerar una tasa de crecimiento anual para la subestación. Esta tasa considera factores como la incorporación de nueva carga y la factibilidad de nuevos servicios como urbanizaciones, edificios, fábricas, etc. Se puede observar que las tasas aplicadas para realizar el cálculo de la proyección del crecimiento de la demanda corresponden a valores ponderados de acuerdo al área de cobertura de las diferentes subestaciones del Sistema Eléctrico Quito; estos valores dependen de una familiarización, por parte del encargado del estudio de crecimiento, de las condiciones presentadas a lo largo del tiempo para las subestaciones del sistema, siendo importante determinar una mejor forma para la determinación de dichas tasas. Es necesario entonces implementar un estudio que permita recabar datos para mejorar la metodología de proyección, estos valores permitirían tener una mejor base de datos para el cálculo del crecimiento de demanda y son: a) Las densidades de carga; b) Análisis de cobertura para las subestaciones; ó c) Sectorización por micro áreas.

- Al comparar las tasas que se obtienen para cada par de años en el periodo 2.000 – 2.005 se puede observar lo siguiente: a) Para el periodo 2.000 – 2.001 existe un crecimiento del 3,13% para la demanda del sistema en MVA. b) Para el periodo 2.001 – 2.002 existe un crecimiento del 3,72% para la demanda del sistema en MVA. c) Para el periodo 2.002 – 2.003 existe un crecimiento del 3,64% para la demanda del sistema en MVA. d) Para el periodo 2.003 – 2.004 existe un crecimiento del 3,87% para la demanda del sistema en MVA. e) Para el periodo 2.004 – 2.005 existe un crecimiento del 4,02% para la demanda del sistema en MVA. Esto implica que se prevé una recuperación económica para el país que llevará al consumo energético a valores típicos históricos al cabo de un lapso de cinco o seis años.

- Al realizar los análisis de contingencias simples no se han considerado fallas en el transformador de 225 / 300 / 375 MVA de la Subestación Santa Rosa ubicado entre las barras de 230 y 138 kV. Este tipo de falla produce un colapso total del Sistema Eléctrico Quito debido a que es el único punto de entrega hasta la

construcción de la Subestación Pomasqui Transelectric. Esto permite considerar el alto grado de dependencia y vulnerabilidad actual del Sistema con respecto al Sistema Nacional Interconectado y cualquier eventualidad que en este se presente.

2. RECOMENDACIONES

- La metodología para el estudio de crecimiento de la demanda se basa en la división por grupos en los cuales se hallan todas las subestaciones del Sistema Eléctrico Quito. Dicha división por grupos de subestaciones vecinas ó de subestaciones que son alimentadas a partir de una misma subestación que opera en 138 kV permite lograr obtener tasas de crecimiento de demanda no distorsionadas por la transferencia de carga entre alimentadores. Esto no es en realidad lo que se observa ya que existe una ponderación de las tasas que se aplican para cada subestación, valores que responden a factores socio-económicos y el comportamiento de la serie histórica, pero que sin duda son el producto del conocimiento del sistema por parte del departamento que se encarga de realizar dichos estudios. Es necesario plantear una metodología que permita una mejor comprensión del mecanismo que permite determinar las tasas, por lo que se propone que la Empresa Eléctrica Quito debería realizar un estudio que lleve a obtener ya sea los datos de las densidades de carga por alimentadores de las diferentes subestaciones, o en su lugar, plantear una metodología que parta de la definición de micro áreas para la zona de cobertura de la Empresa.

- Al momento de analizar los resultados de los flujos de potencia para los diferentes años que se encuentran dentro del plan de obras, es necesario considerar que a pesar de que el programa PowerWorld 6.0 permite ingresar los tres tipos de enfriamiento (OA, FA y FOA) que puede presentar un transformador, para la simulación solamente es posible aplicar solo un tipo de condición para todos los transformadores, siendo esta una limitación propia del programa. Debido a esto se realizaron simulaciones de flujos para la condición de límite OA (A) y FA (B) y en ambos casos se presentaron sobrecargas en

algunos de los transformadores de potencia del sistema, siendo entonces considerar que a pesar de que para la condición de operación real no todos los transformadores trabajan en condición de enfriamiento FOA (C), se debe asumir esto para evitar que se presentaran sobrecargas en algunos de los transformadores del sistema.

- Es necesario definir nuevas obras de generación dentro del área de cobertura de la Empresa Eléctrica Quito con la finalidad de mejorar las condiciones de voltaje y disminuir la dependencia del sistema con respecto a la potencia entregada a través de la Subestación Santa Rosa y posteriormente a través de la Subestación Pomasqui Transelectric, por parte del Sistema Nacional Interconectado. En un futuro, se podría pensar en aprovechar de mejor manera los intercambios comerciales con Colombia para lograr un suministro de energía por parte de este país, principalmente en la época de estiaje en la cuenca del río Paute.

- Es necesario estudiar la posible utilización de la Central Térmica Luluncoto como un generador sincrónico el cual permita mejorar las condiciones de voltaje para las subestaciones número 2, 4 y 8. Esto debe estar enmarcado en la Regulación CONELEC 009-99, Transacciones de Potencia Reactiva (Ref. 21) para que de esta manera genere reactivos y a la vez recursos para mantenerse en operación.

- Se deben considerar obras de infraestructura para los cantones más alejados dentro del área de cobertura, con la finalidad de evitar que se llegue a casos como el alimentador que parte desde la Subestación Número 19 hacia la zona noroccidental de la provincia, el cual ya presenta problemas de voltaje en sus extremos.

- En la configuración de la red del Sistema Eléctrico Quito se puede observar que existen ciertas líneas de subtransmisión (línea en 46 kV entre la subestación 2 y la subestación Vicentina; línea en 46 kV entre la subestación Norte y la Subestación 16; línea en 46 kV entre la subestación Carolina y la subestación

Norte) para las que se realizaron simulaciones de prueba con dichos elementos operando, y se pudo observar que las condiciones de carga y voltaje de los elementos dentro del área de influencia, mejoraron. En la práctica se presentan menores dificultades al operar sistemas radiales que sistemas en anillo, pero se deberían realizar estudios que permitan considerar alternativas de cierre de anillos en el sistema para así incrementar la confiabilidad y disminuir los problemas que se presentaron debidos a las contingencias simuladas en las líneas entre las subestaciones 13 e Iñaquito.

- Es necesario construir una base de datos dentro de la Empresa Eléctrica Quito, la cual permita obtener datos fiables y actualizados de los elementos tanto que conforman el sistema de potencia de la Empresa, así como de las redes de distribución en medio y bajo voltaje. Esto se debe al hecho de que los datos obtenidos para la simulación provienen de los valores previamente introducidos para la simulación en el Departamento de Planificación de SEP de la Empresa, en el programa PSS, no encontrándose en la mayoría de los casos todos los valores tabulados en cuadros específicos. En mi caso, conté con todo el apoyo de las personas encargadas del Departamento lo que permitió agilidad para depurar y ordenar los datos.

- Es necesario optimizar la operación de los bancos de capacitores instalados en las diferentes subestaciones del Sistema Eléctrico Quito debido a que se puede observar que inclusive para demanda máxima, en el año base así como en los años planificados dentro del estudio de crecimiento de la demanda, existe una absorción de reactivos en la barra oscilante del sistema. Se realizaron pruebas que permiten ver la necesidad de que estos bancos se encuentren conectados para mantener buenas condiciones de voltaje, pero esto también aumenta las pérdidas de potencia activa en el sistema, distanciando aun más a la Empresa Eléctrica Quito de llegar a las metas previstas en esta materia.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFÍCAS

1. EMPRESA ELECTRICA QUITO, Diagrama Unifilar Año 1.999, 1.999

2. EMPRESA ELECTRICA QUITO, Descripción del Sistema de Distribución Eléctrica, Departamento de Planificación SEP, 1.999

3. EMPRESA ELECTRICA QUITO, Cálculo de Demanda, Departamento de Planificación SEP, 1.999

4. EMPRESA ELECTRICA QUITO, Datos Transformadores SEQ, Departamento de Planificación SEP, 1.999

5. EMPRESA ELECTRICA QUITO, Despacho de Carga, Listado de Bancos de Condensadores Instalados en el SEQ.

6. ARGUELLO G. R., Análisis y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia, E.P.N., 1988.

7. DEGARMO, Paúl, SULLIVAN, William, BONTADELLI, James y WICKS, Elin, Ingeniería Económica, Prentice-Hall, 10ª edición, México, 1997.

8. EMPRESA ELECTRICA QUITO, LECTURAS1999SE, Departamento de Operación, 1.999.

9. EMPRESA ELECTRICA QUITO, Parámetros de las Líneas de Transmisión y Subtransmisión hasta el año 2.010, Departamento de Planificación de SEP, 1.999.

10. PowerWorld CORPORATION, User's Guide. PowerWorld Simulator Version 6.0, 1.999

11. CONELEC, Propuesta de Regulación de la Calidad de Distribución, 2.000

12. EMPRESA ELECTRICA QUITO, Demandas Periodo 93-99, Departamento de Planificación de SEP, 1.999

13. CONELEC, Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad, 1.999

14. EMPRESA ELECTRICA QUITO, Base de Datos de Operación de la Empresa Eléctrica Quito, 1.999

15. EMPRESA ELECTRICA QUITO, Balance de Energía del Sistema, Departamento de Planificación de SEP, 2.000

16. BILLINTON, Roy, Power System Reliability Evaluation, Gordon & Breach Science Publishers, New York, 1.970.

17. SOARES RAMOS, Dorel y MÁRIO DIAS, Eduardo, Sistemas Eléctricos de Potência, Regime Permanente, Volumen 2, Guanabara Dois, Sao Paulo, 1.983.

18. CONELEC. Regulación CONELEC 010-99. PROCEDIMIENTOS DEL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA, , 1.999.

19. CONELEC. Regulación CONELEC 011-99. PROCEDIMIENTOS DE DESPACHO, 1.999.

20. CONELEC. Reglamento de Tarifas, 1.999.

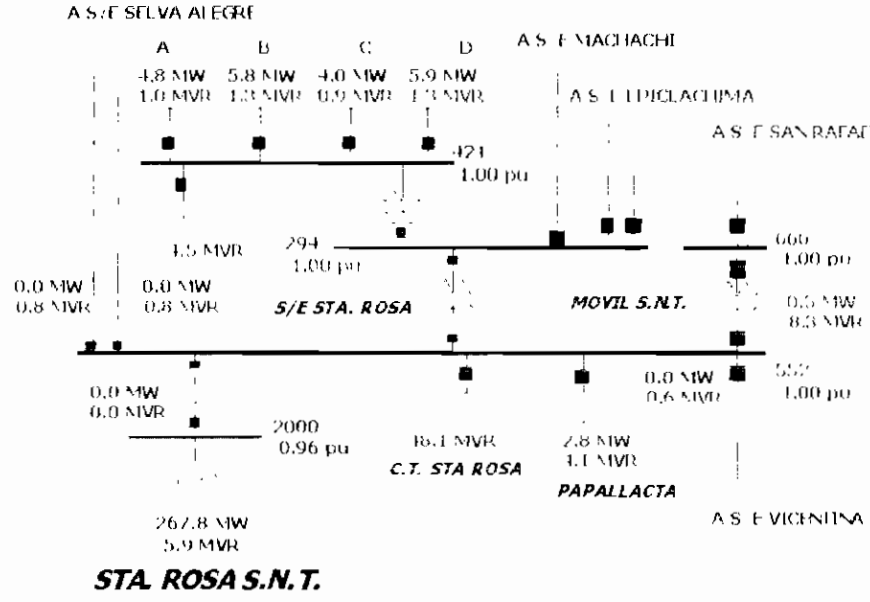
21. CONELEC, Regulación CONELEC 009-99. Transacciones de Potencia Reactiva, 1.999.

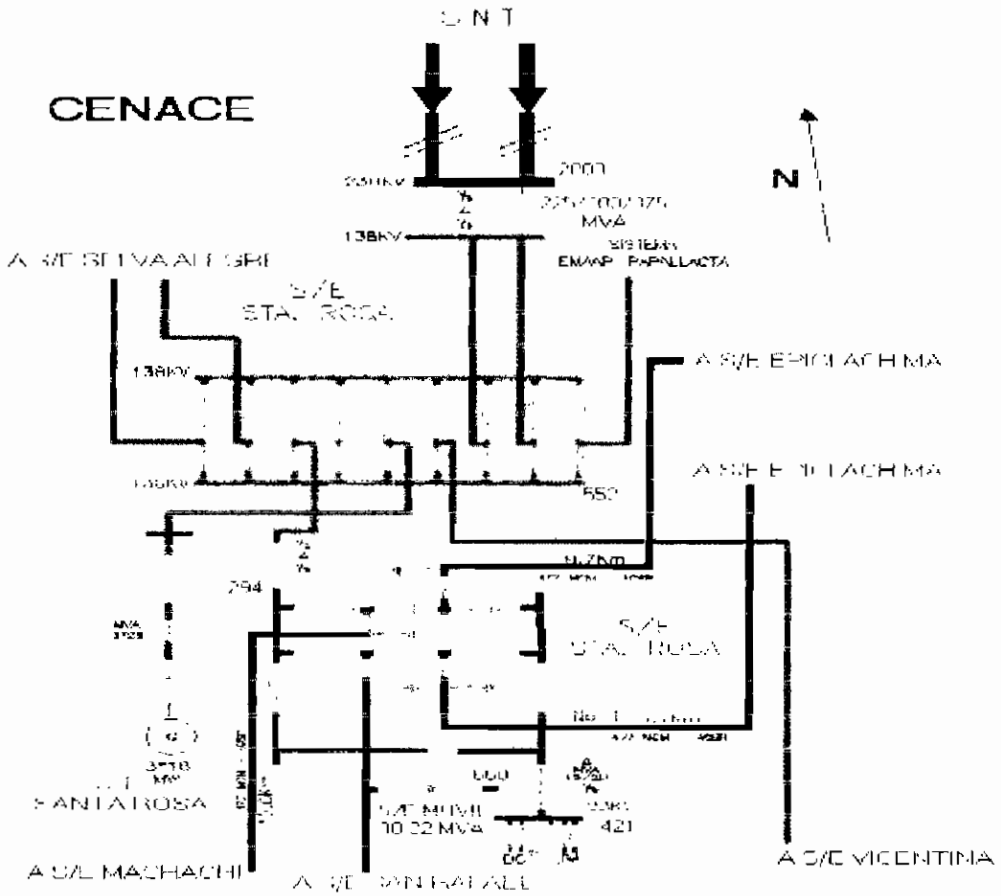
ANEXO I
Diagrama Completo de Simulación del Sistema Eléctrico Quito

ANEXO II

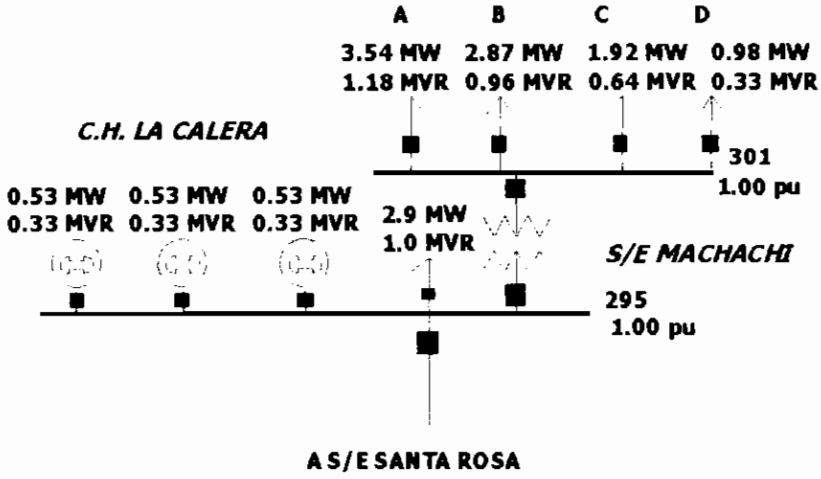
Displays de Simulación

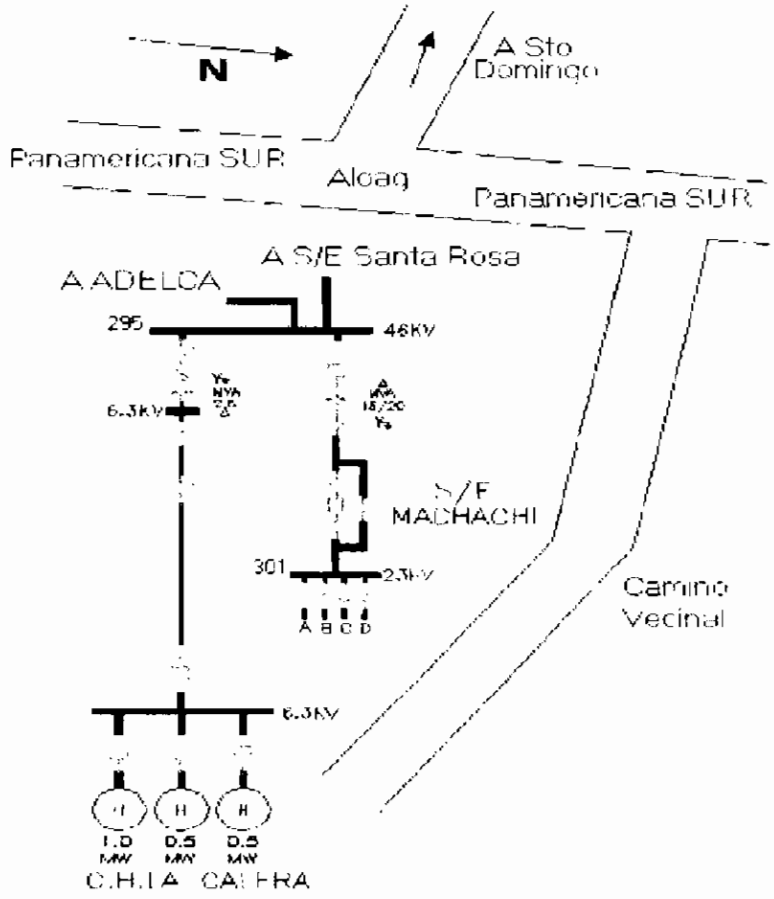
1. Subestación Santa Rosa (EEQSA) y Subestación Santa Rosa (Transelectric)



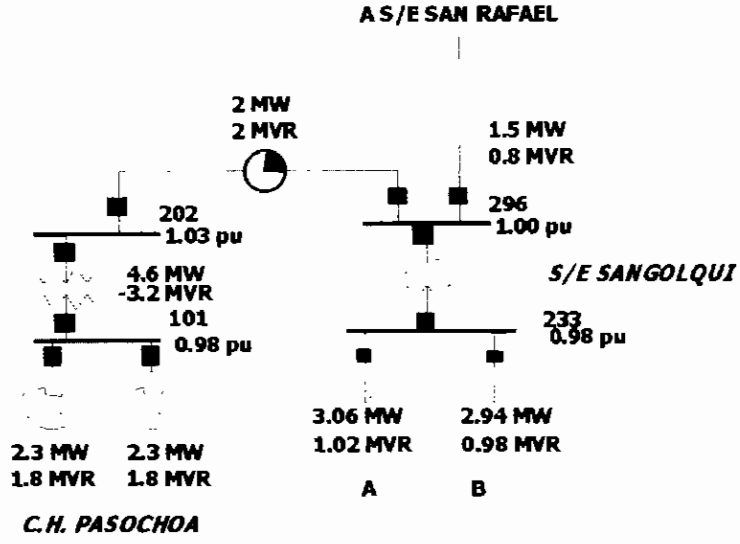


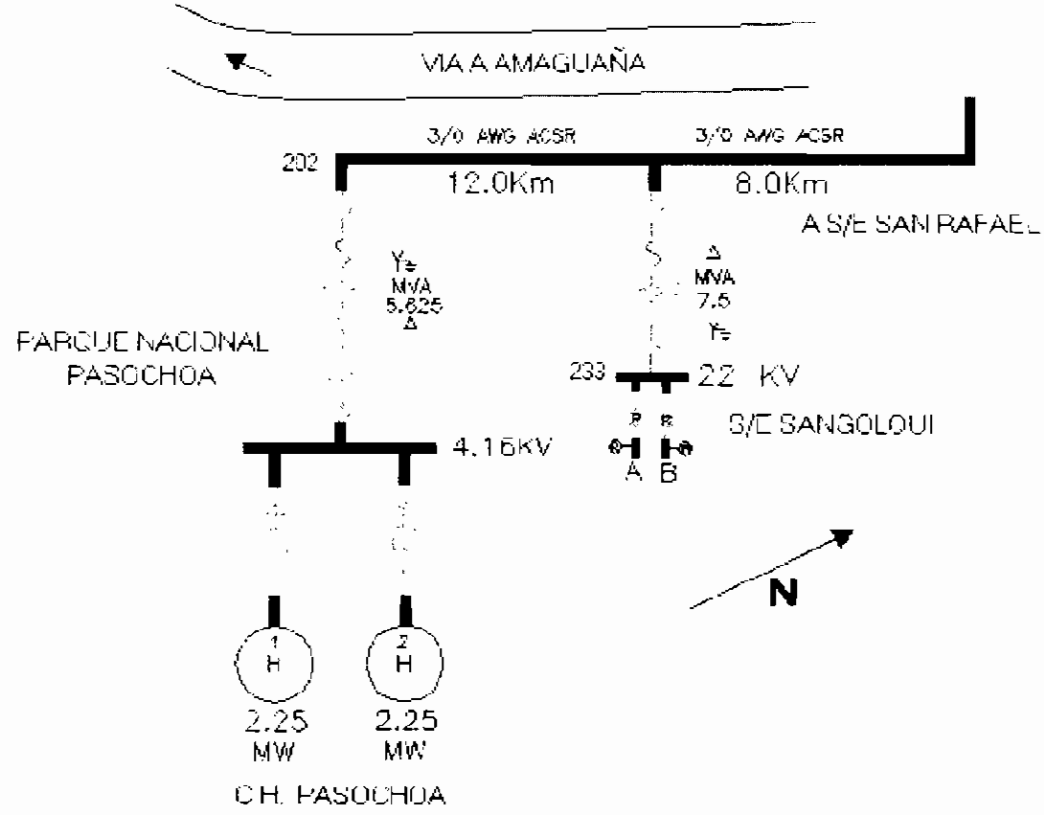
2. Subestación Machachi y Central Hidráulica La Calera



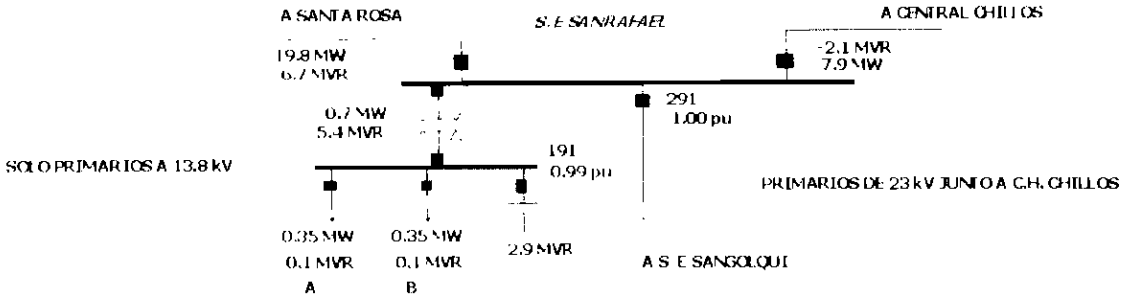


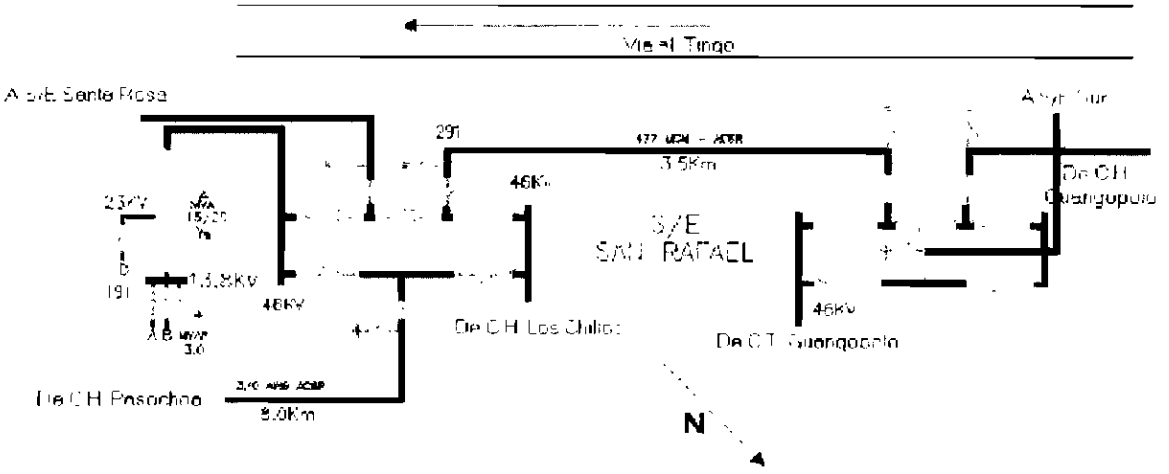
3. Subestación Sangolquí y Central Hidráulica Pasochoa



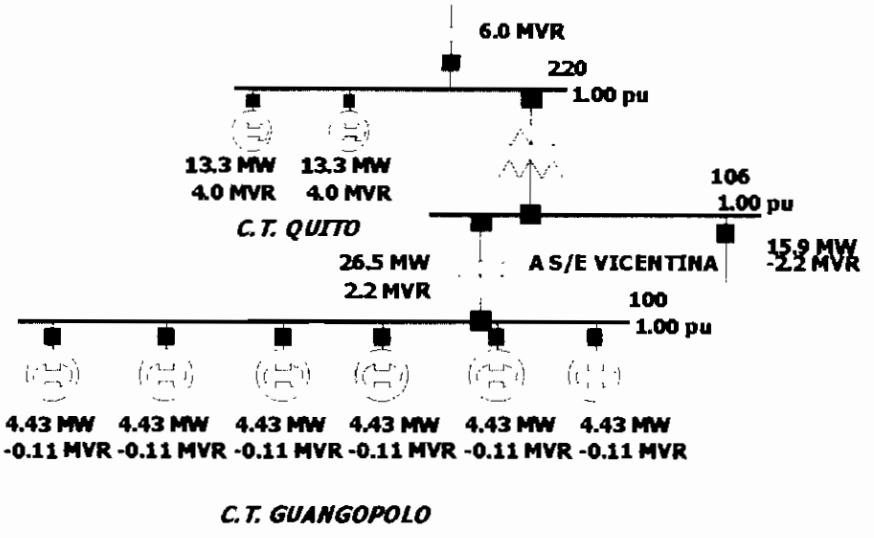


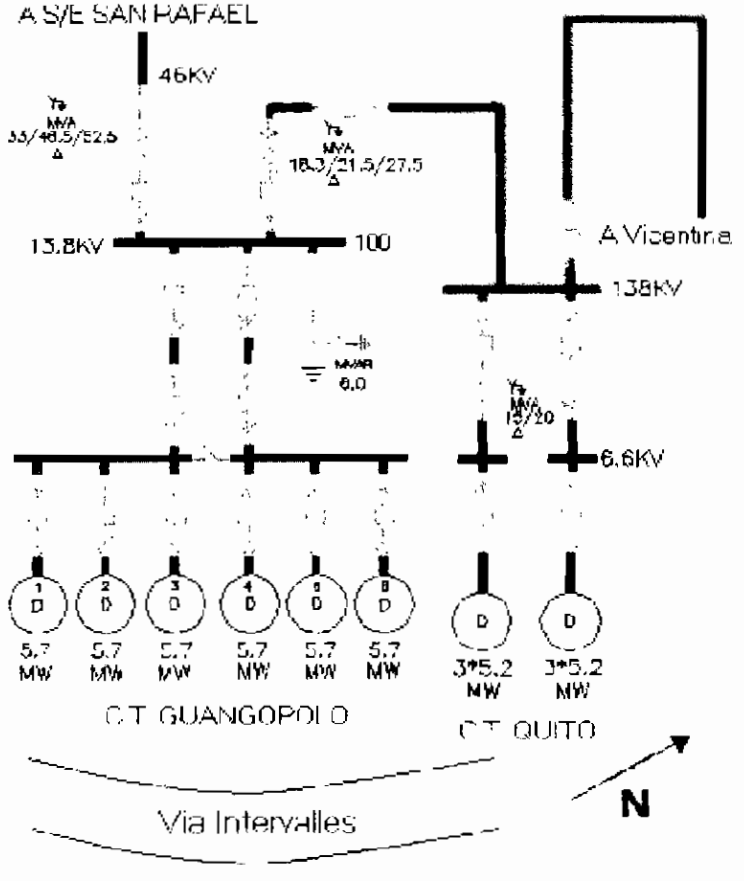
4. Subestación San Rafael (13.8 kV)



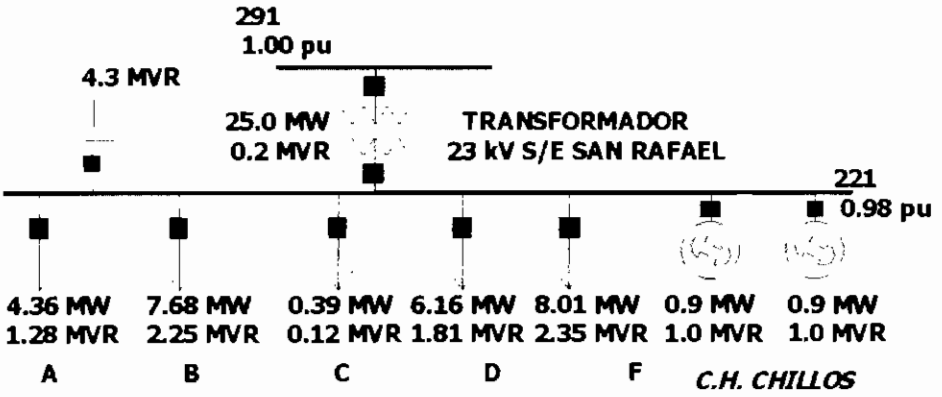


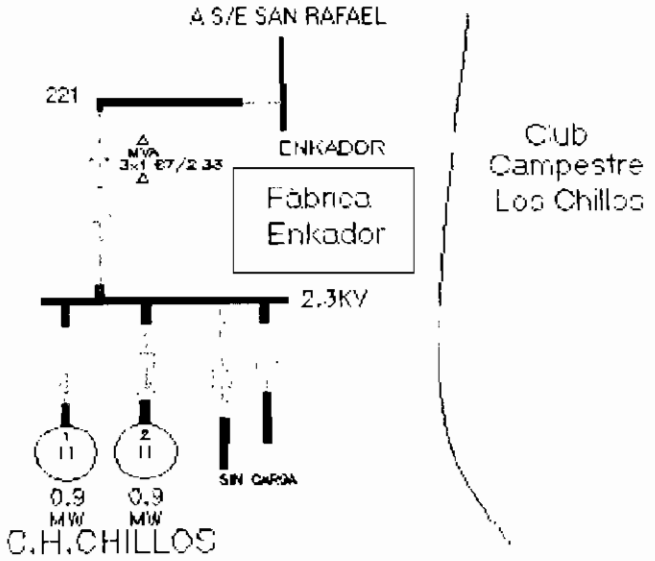
5. Central Térmica Guangopolo y Central Térmica Quito



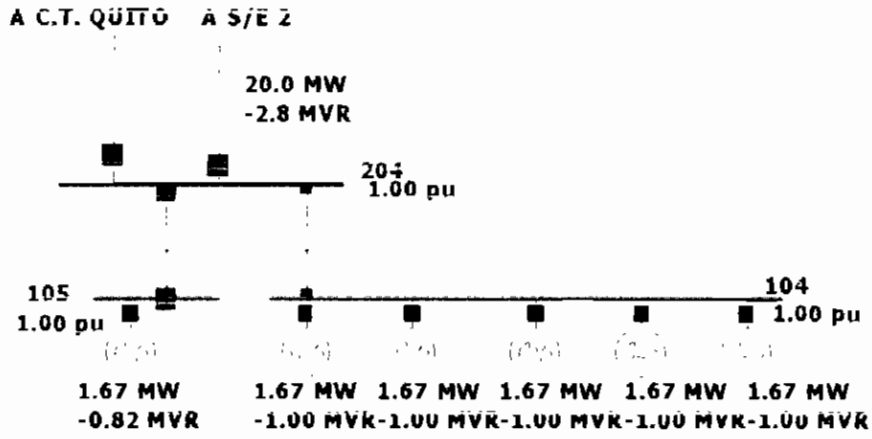


6. Subestación San Rafael (23 kV) y Central Hidráulica Los Chillos

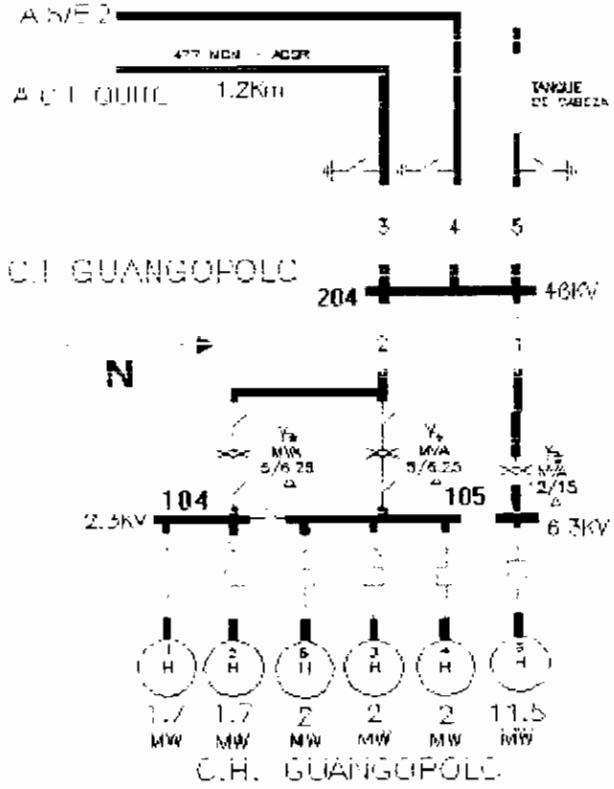




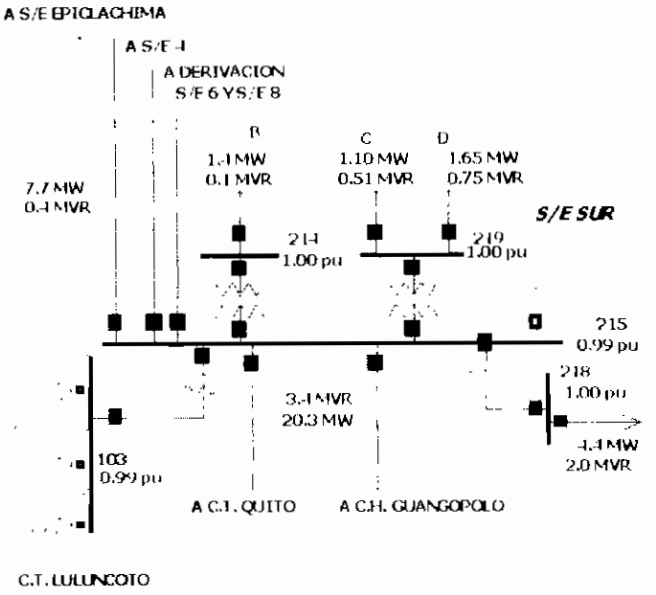
7. Central Hidráulica Guangopolo

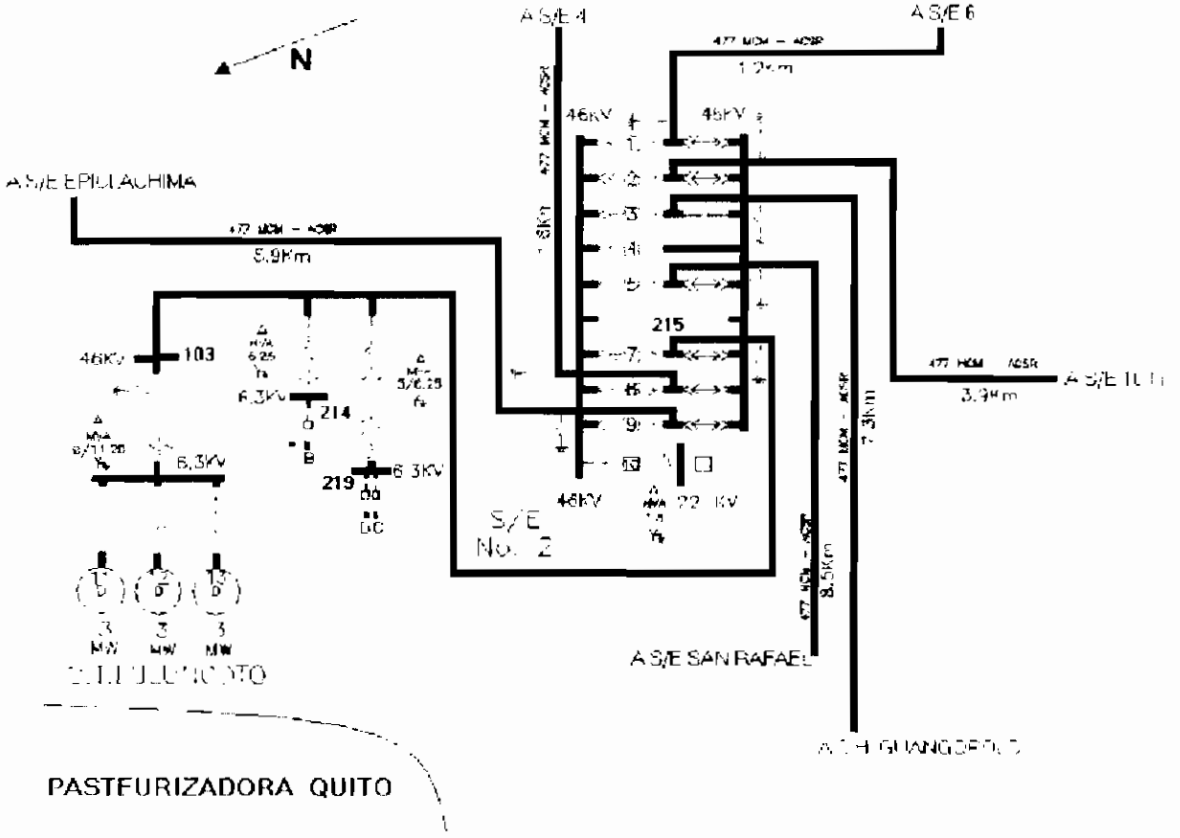


C.H. GUANGOPOLO

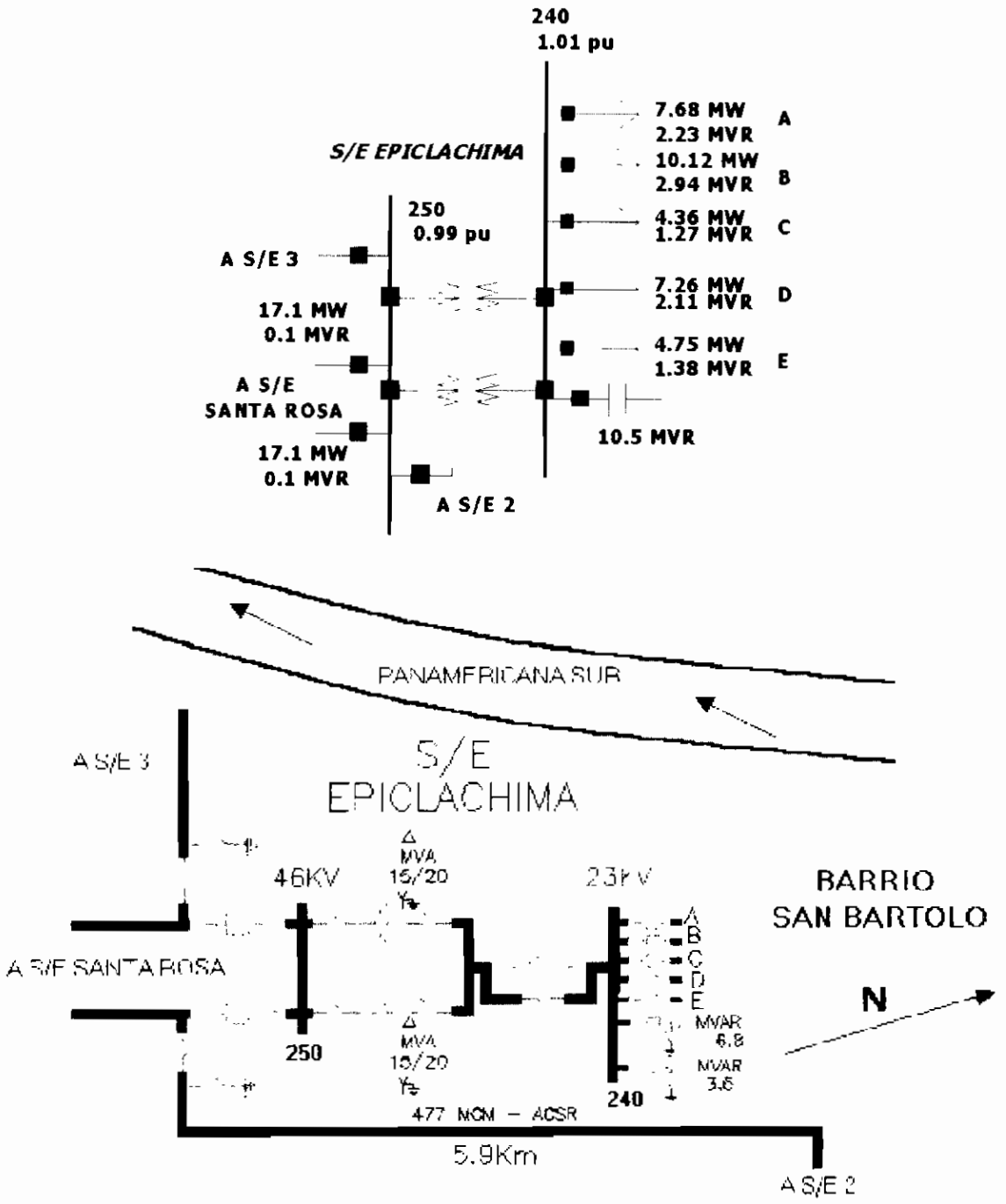


8. Subestación Número 2(SUR) y Central Térmica Luluncoto

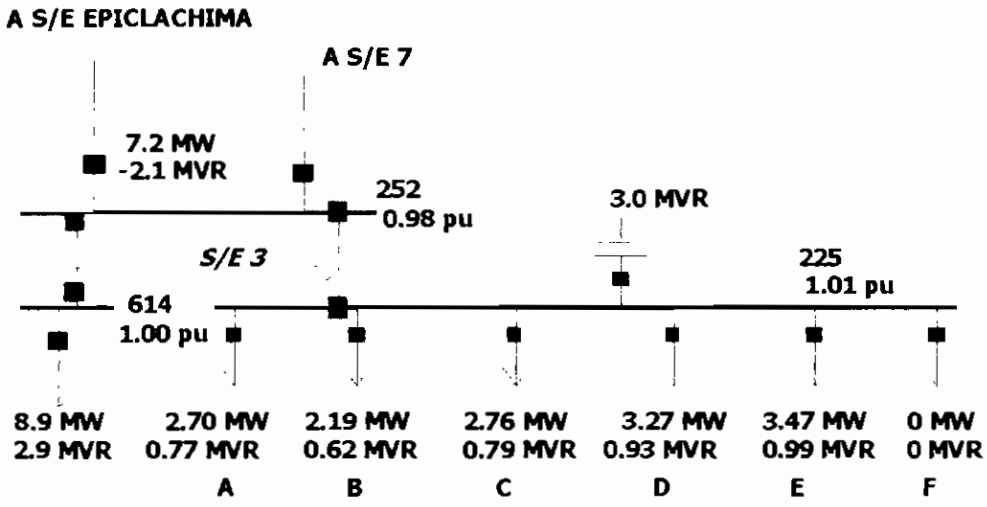


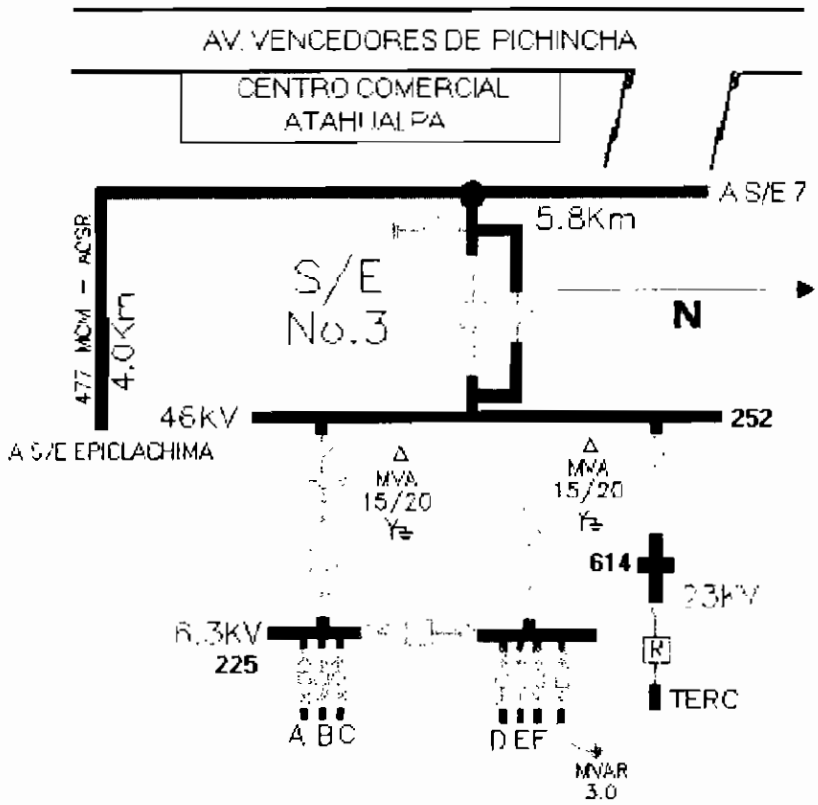


9. Subestación Epiclachima

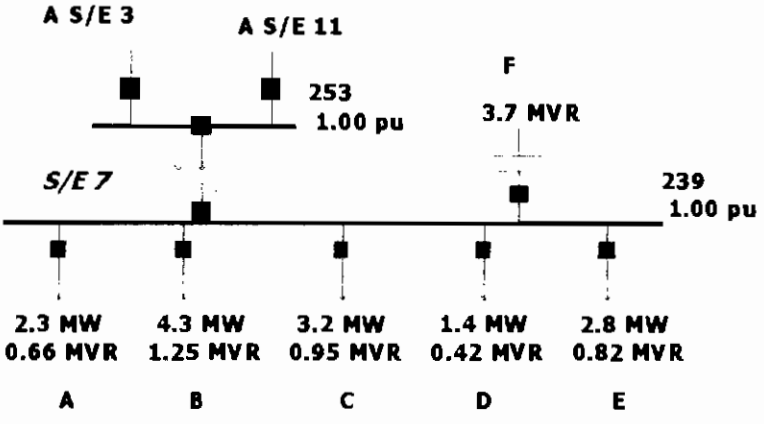


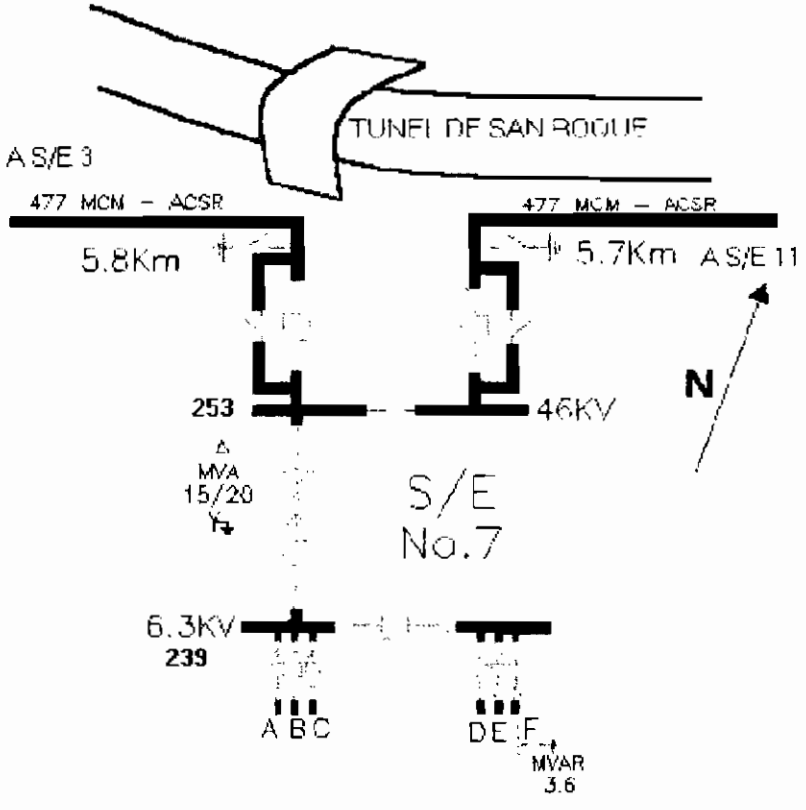
10. Subestación Número 3



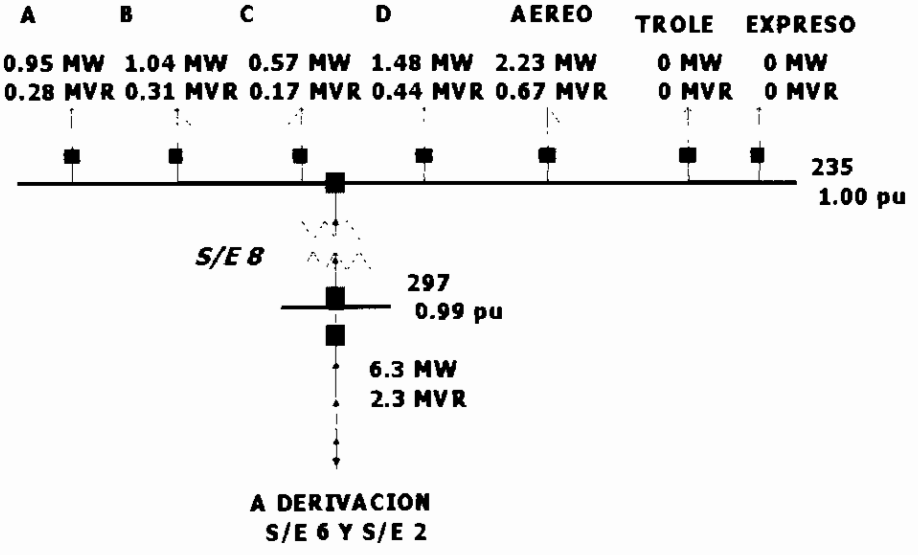


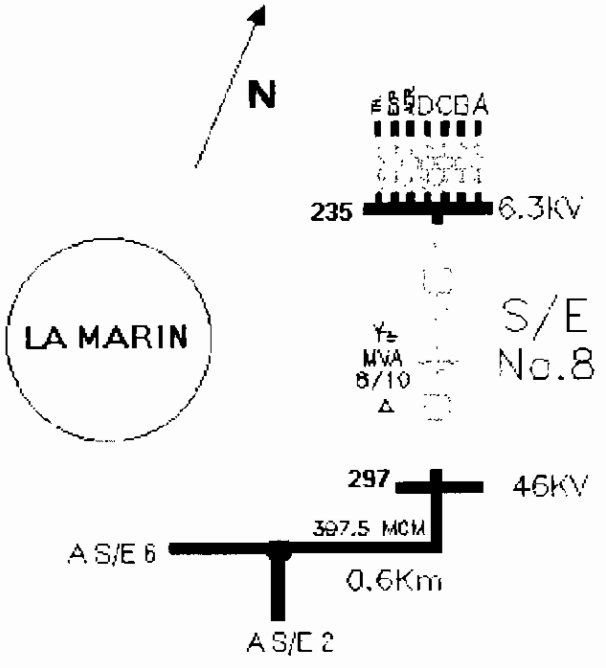
11. Subestación Número 7



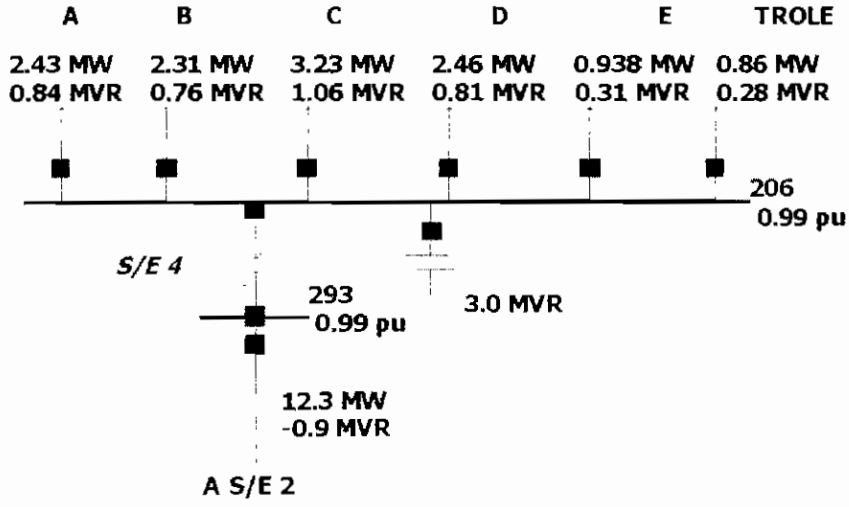


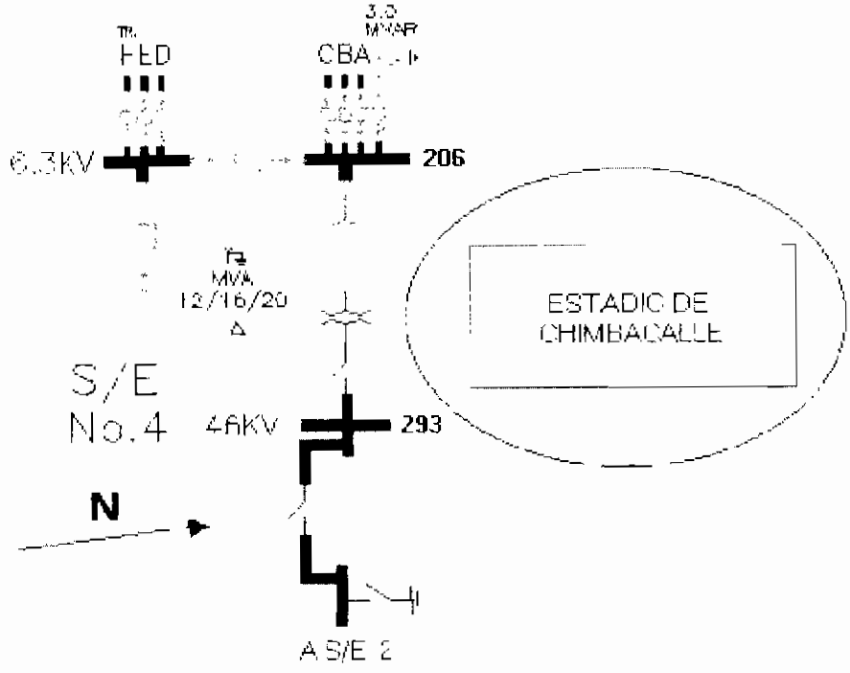
12. Subestación Número 8



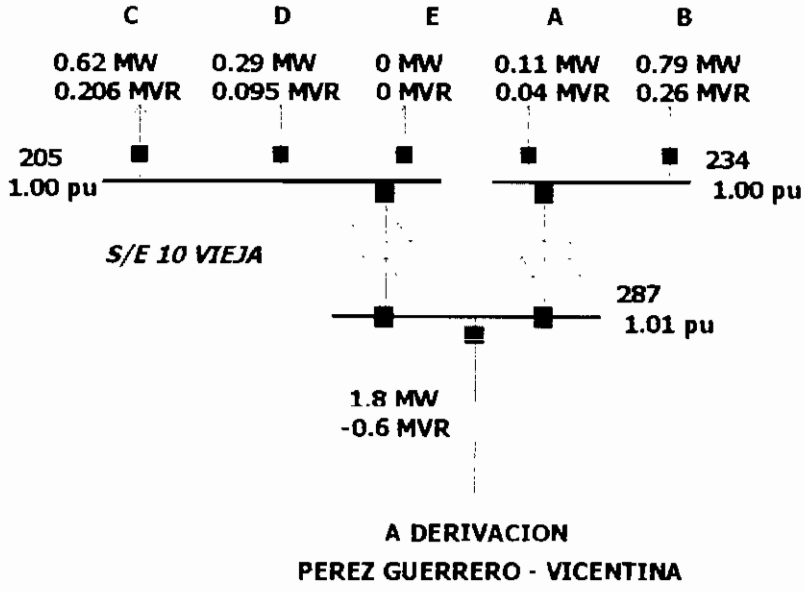


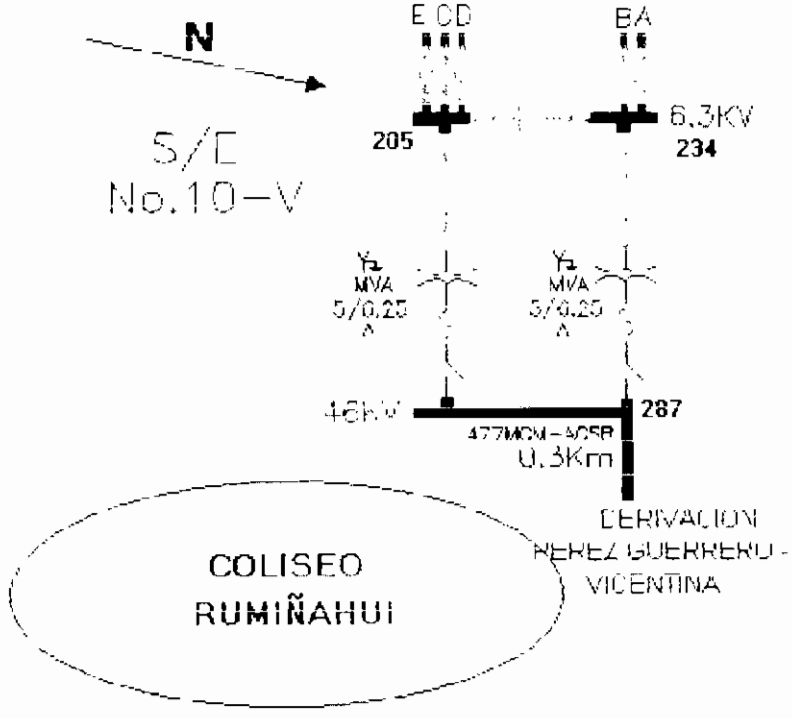
13. Subestación Número 4



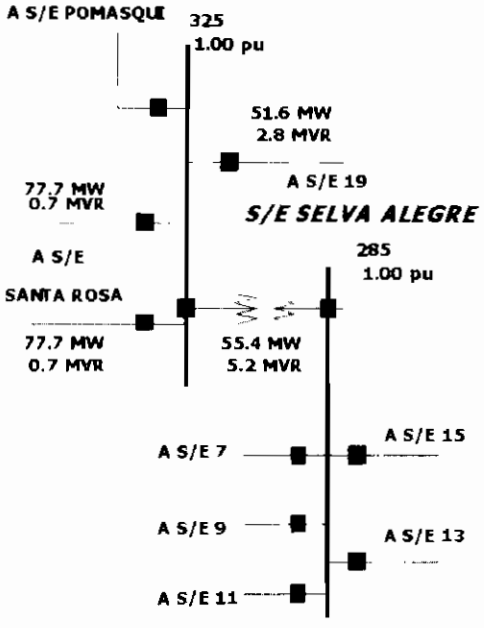


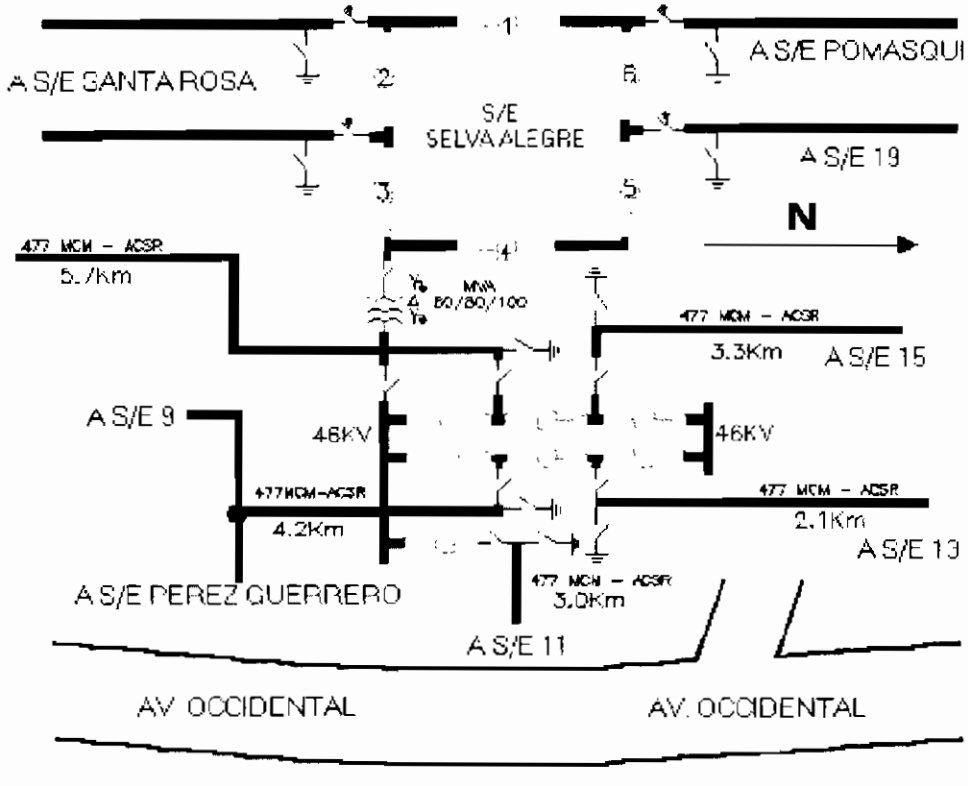
14. Subestación Número 10 Vieja



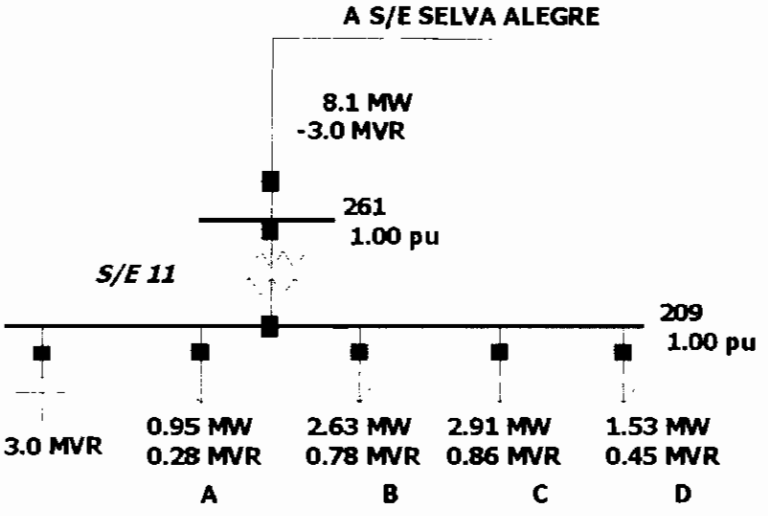


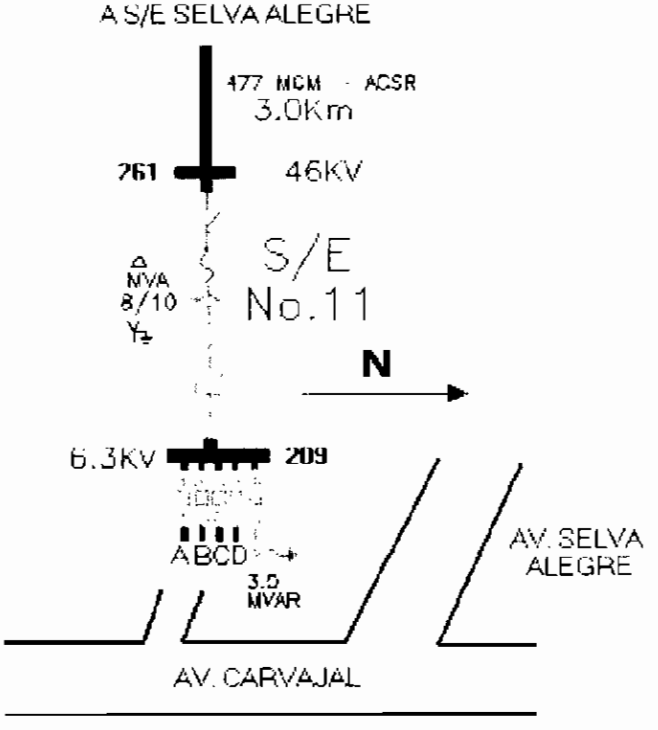
15. Subestación Selva Alegre



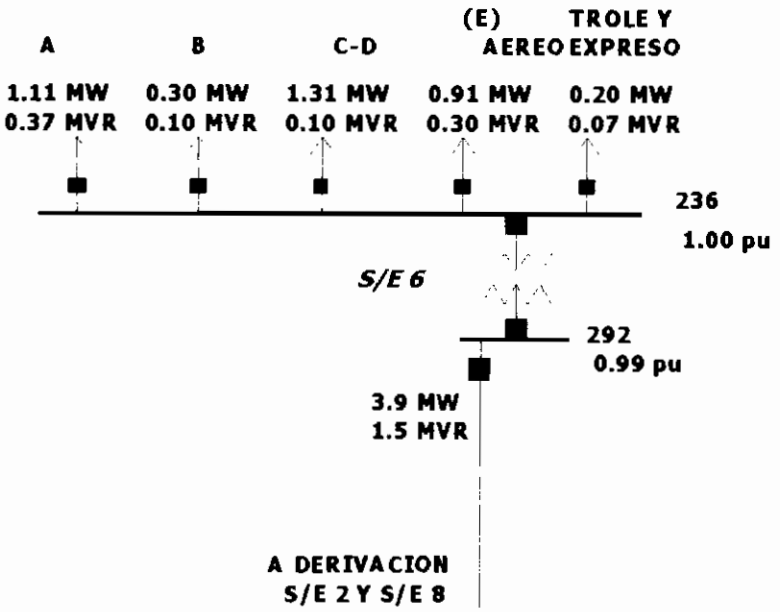


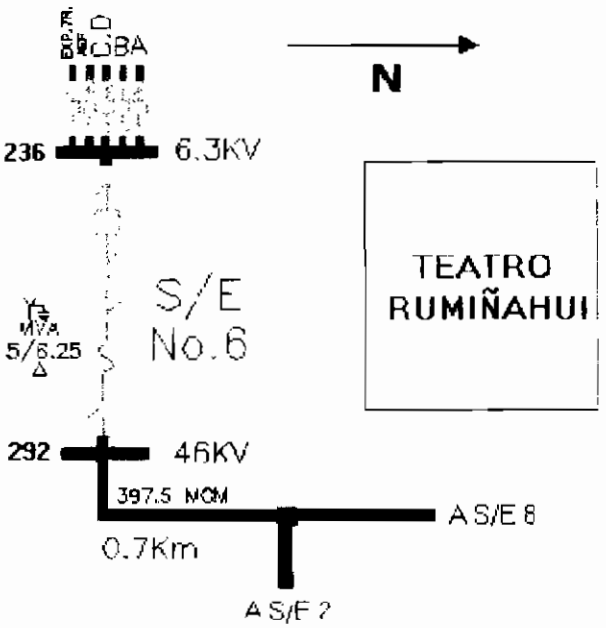
16. Subestación Número 11



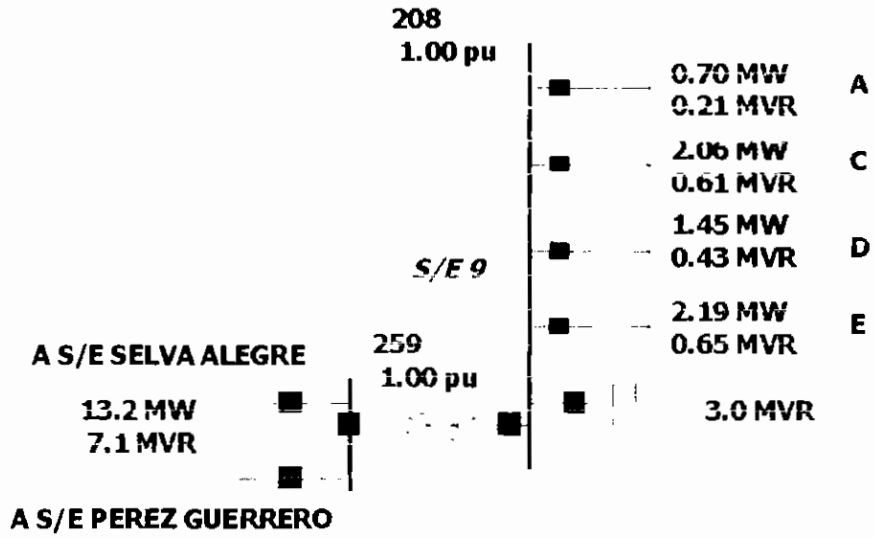


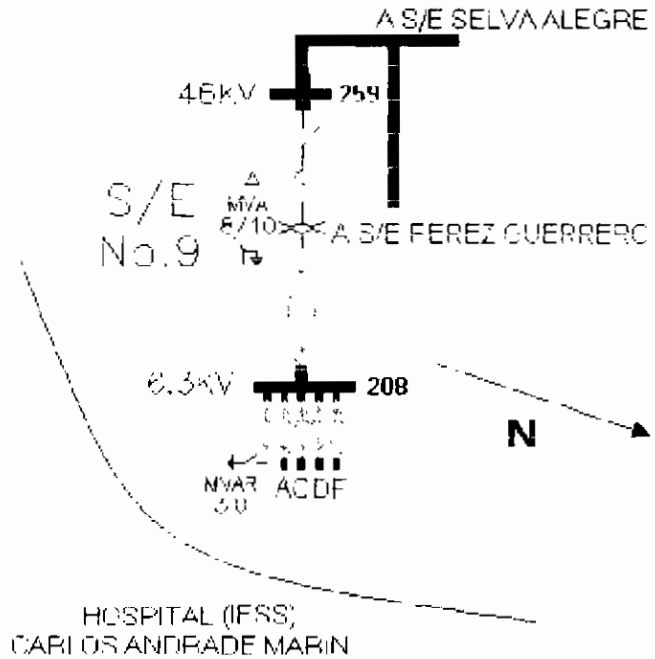
17. Subestación Número 6



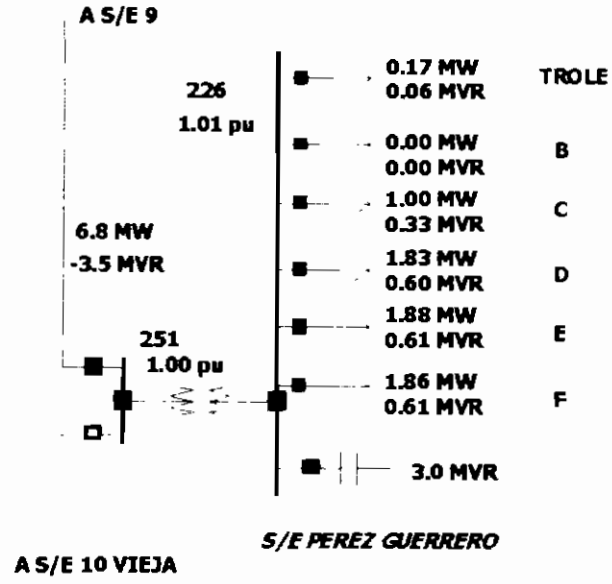


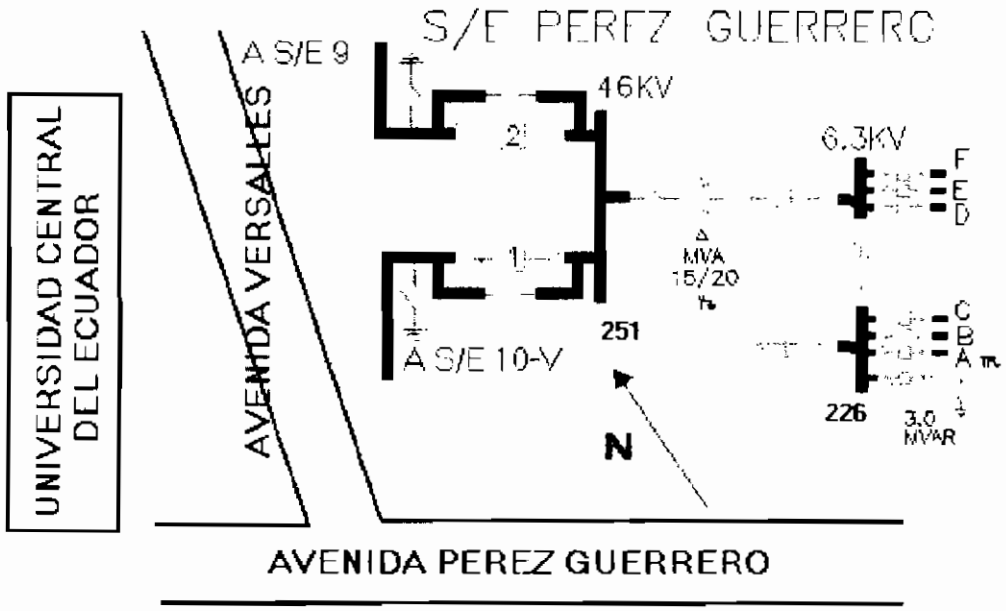
18. Subestación Número 9



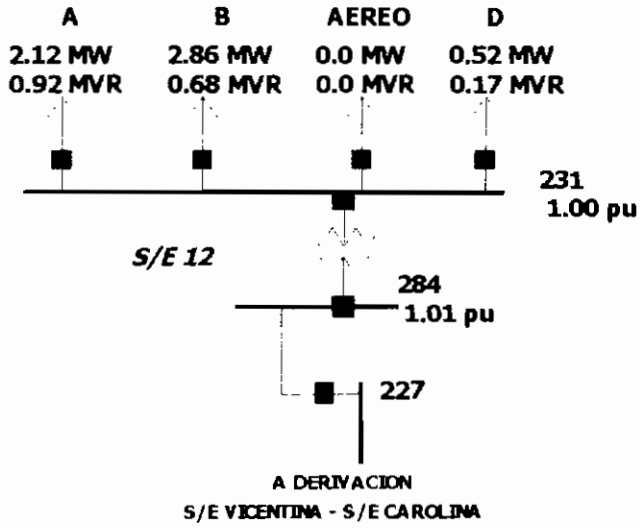


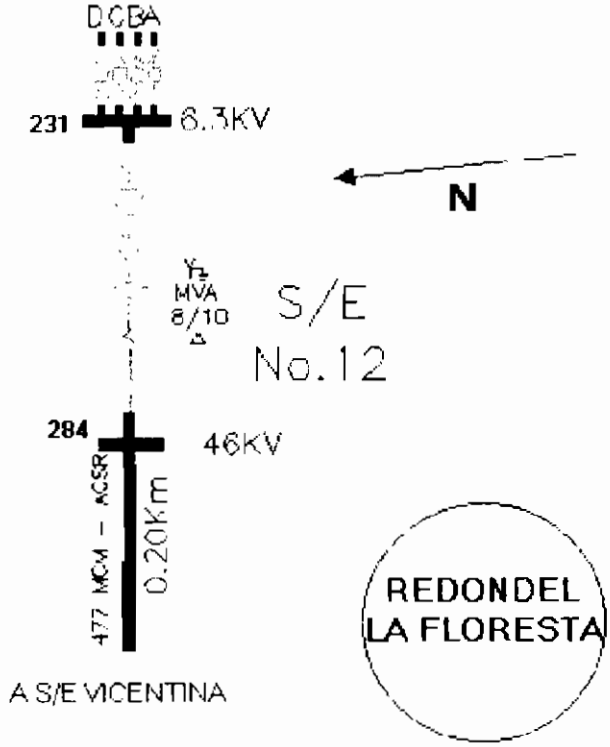
19. Subestación Pérez Guerrero



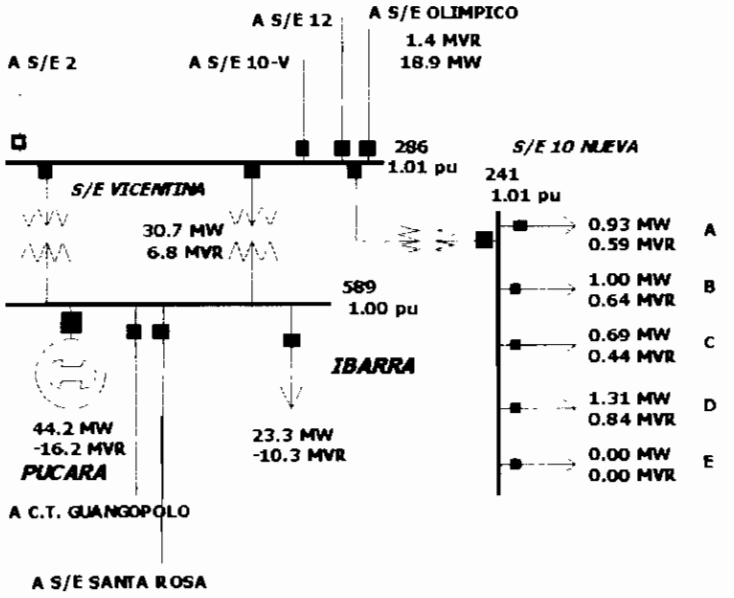


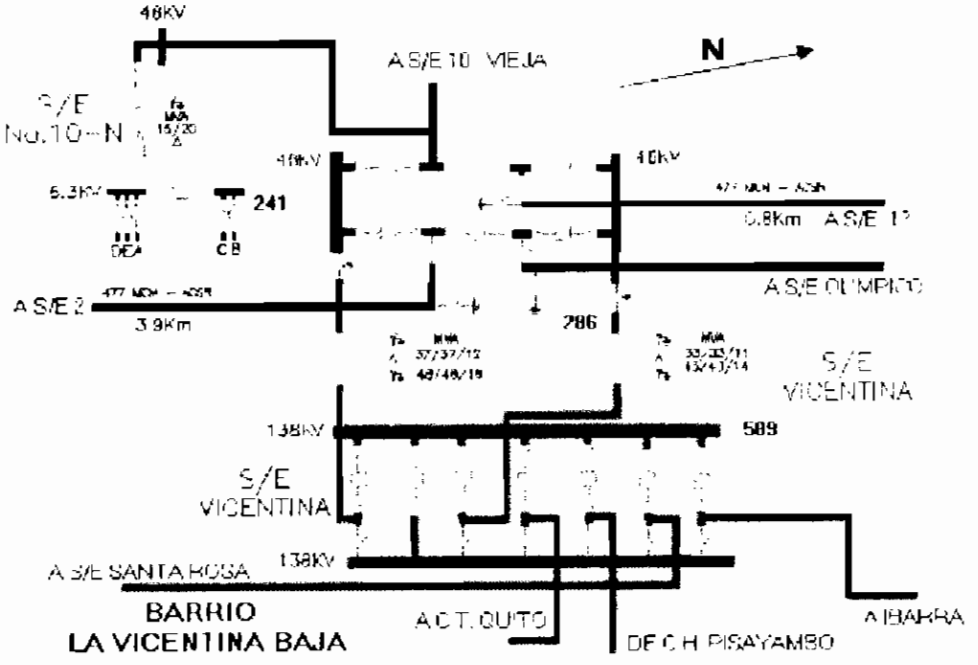
20. Subestación Número 12



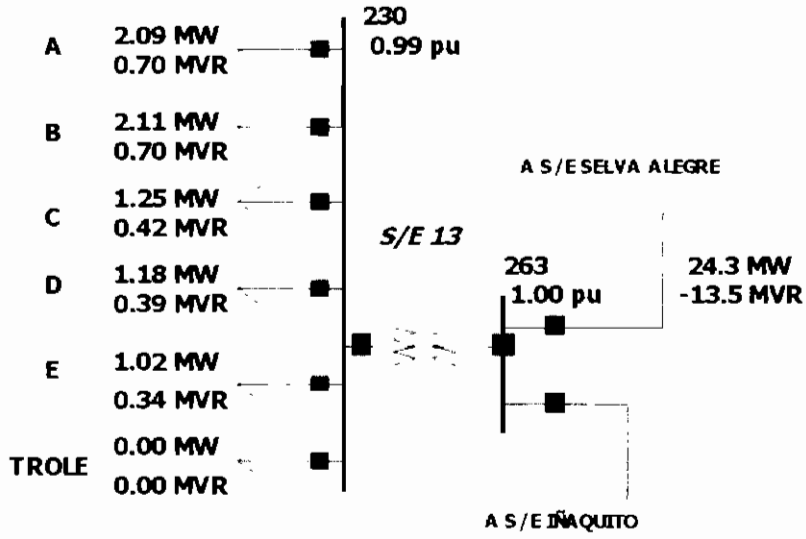


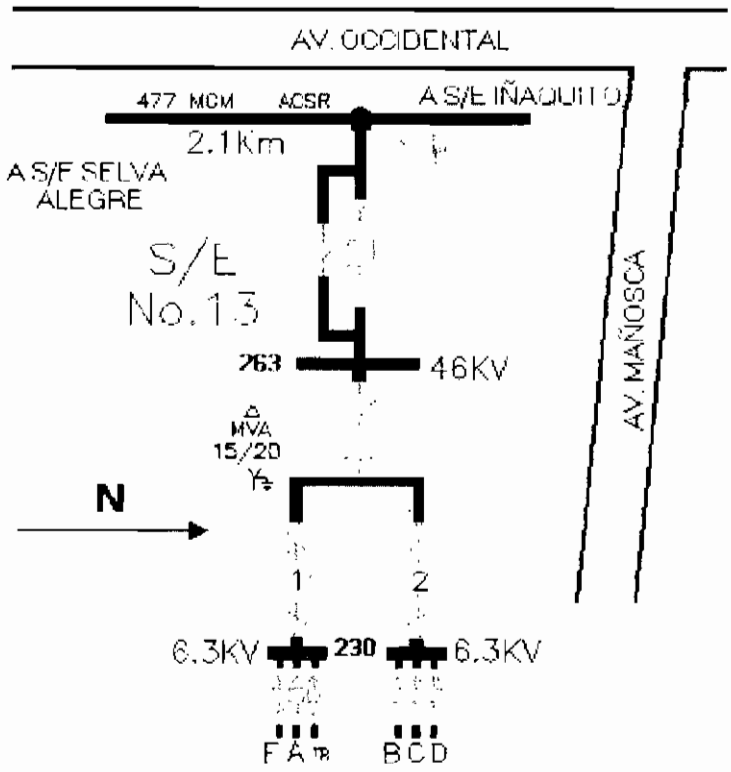
21. Subestación Vicentina y Subestación 10 Nueva



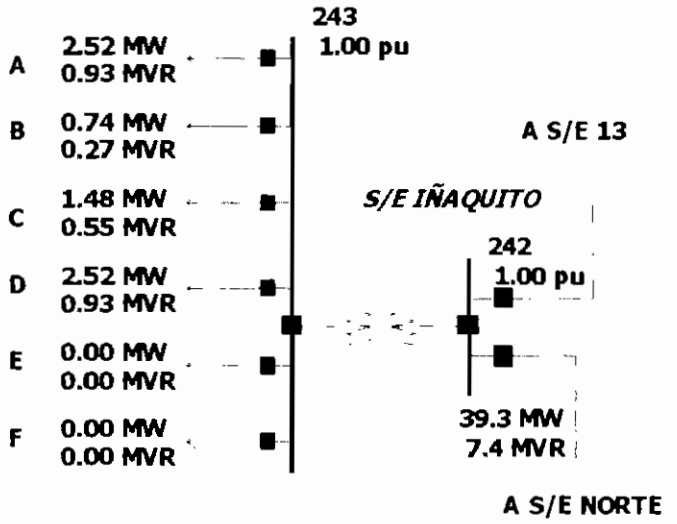


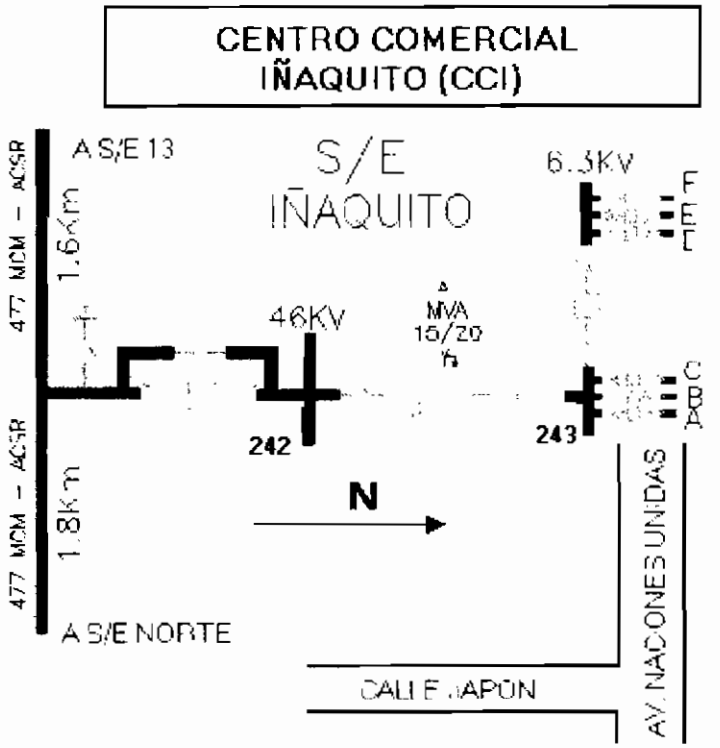
22. Subestación Número 13



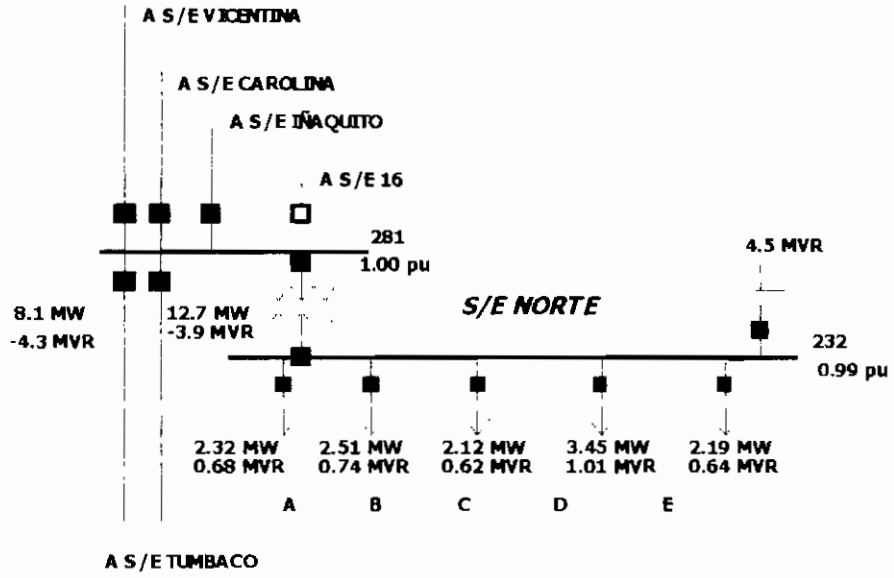


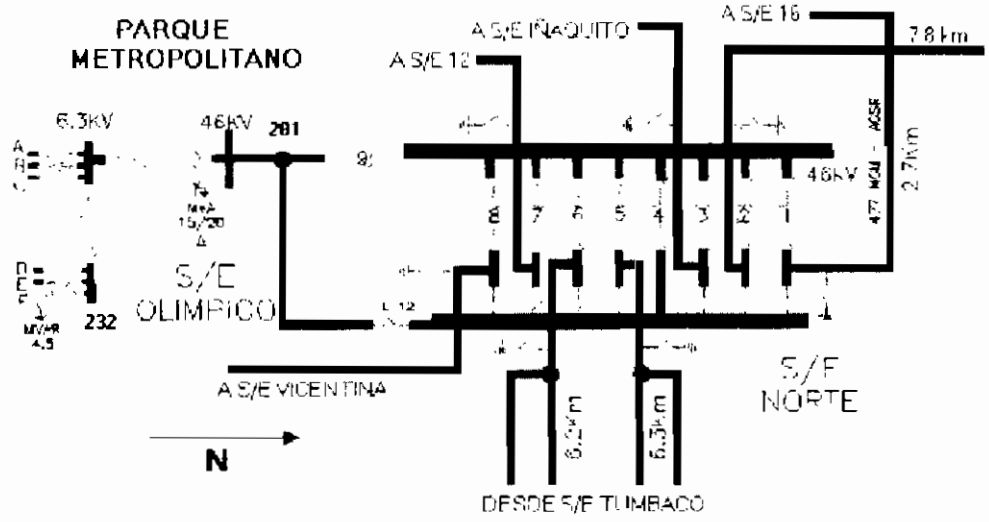
23. Subestación Iñaquito



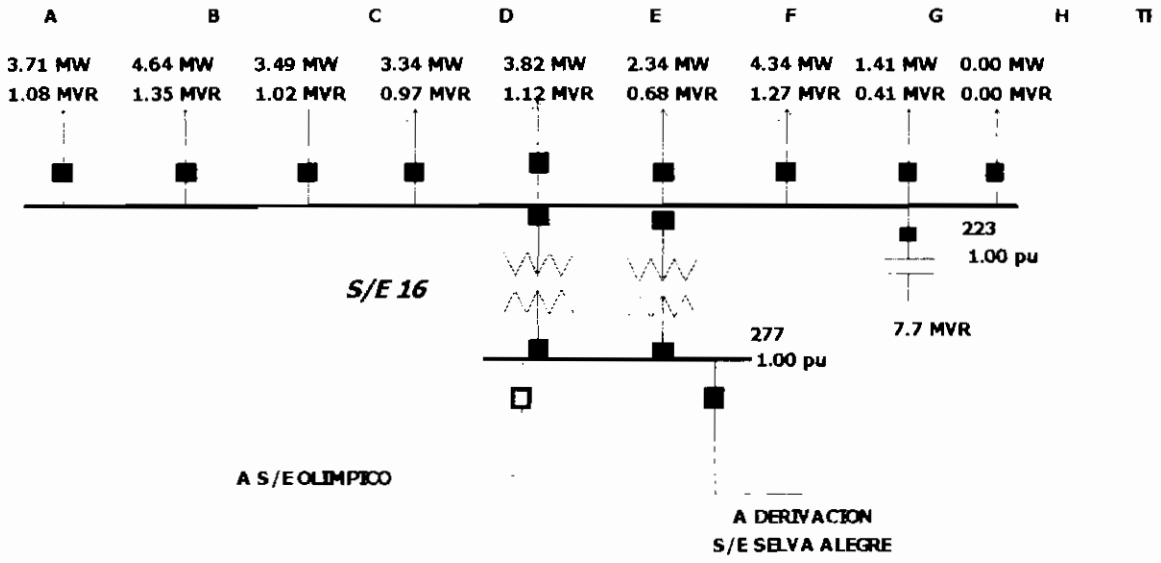


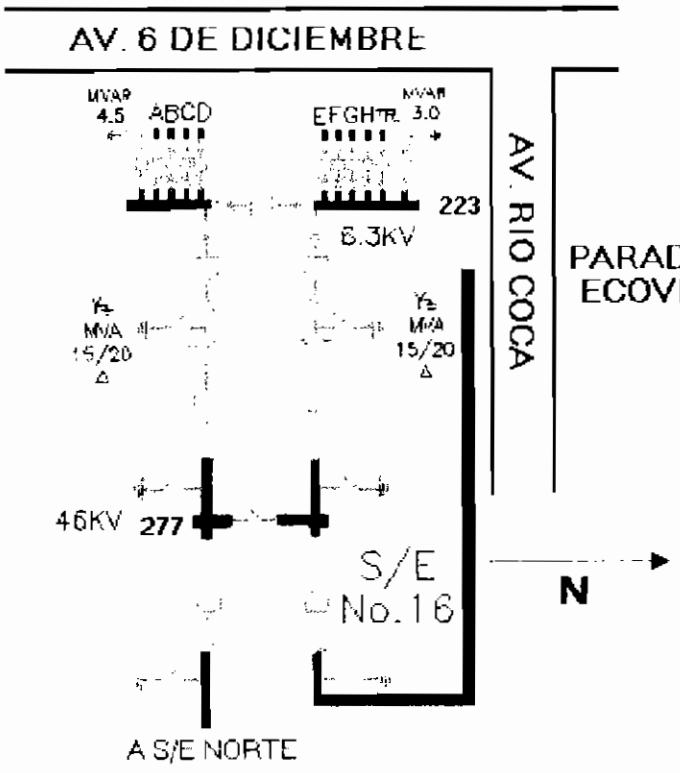
24. Subestación Olímpico y Subestación Norte



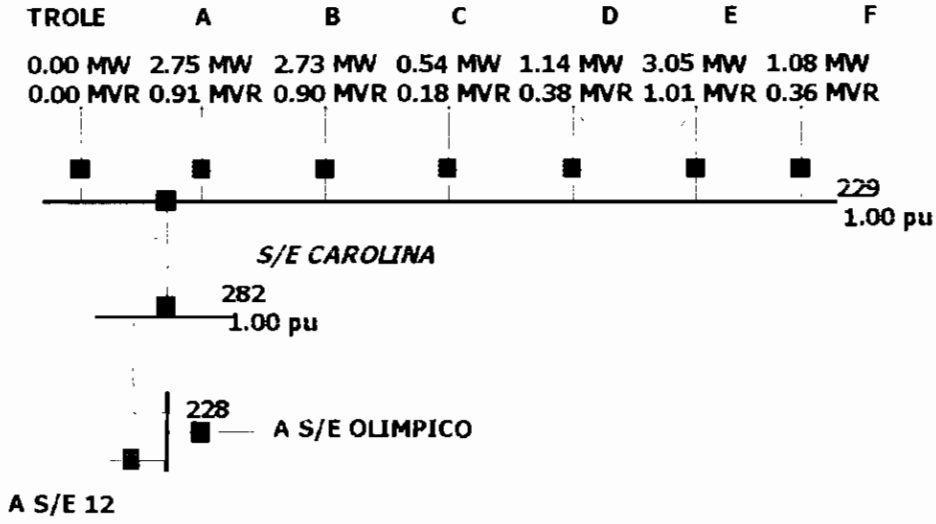


25. Subestación Número 16

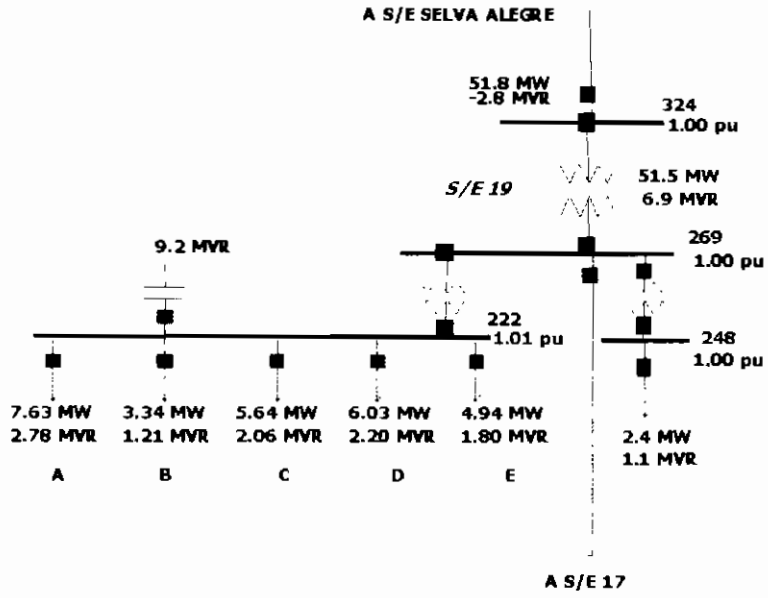


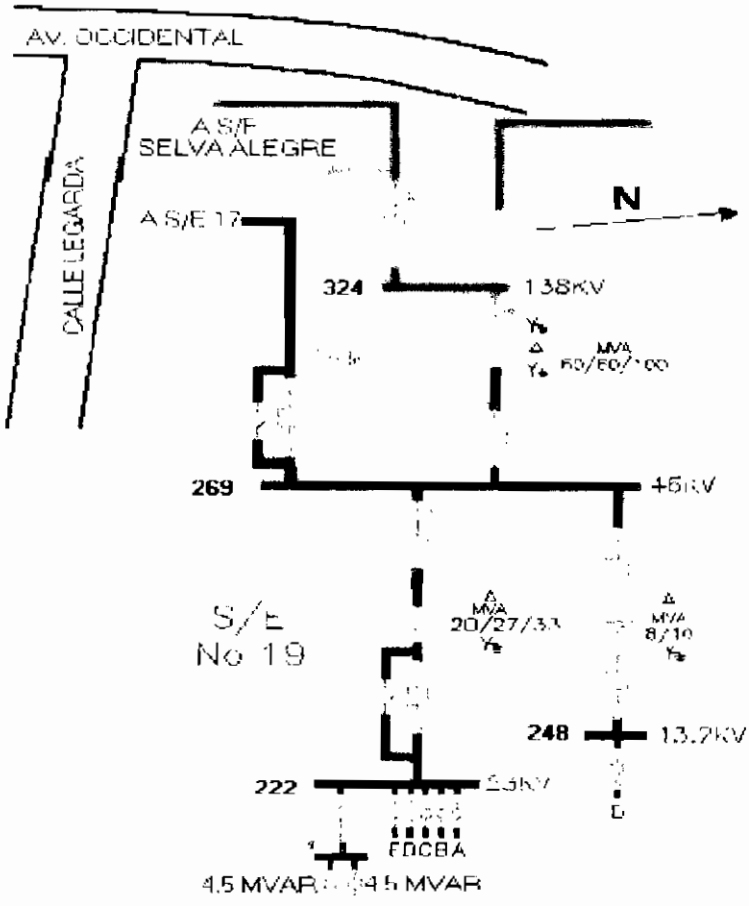


26. Subestación Carolina

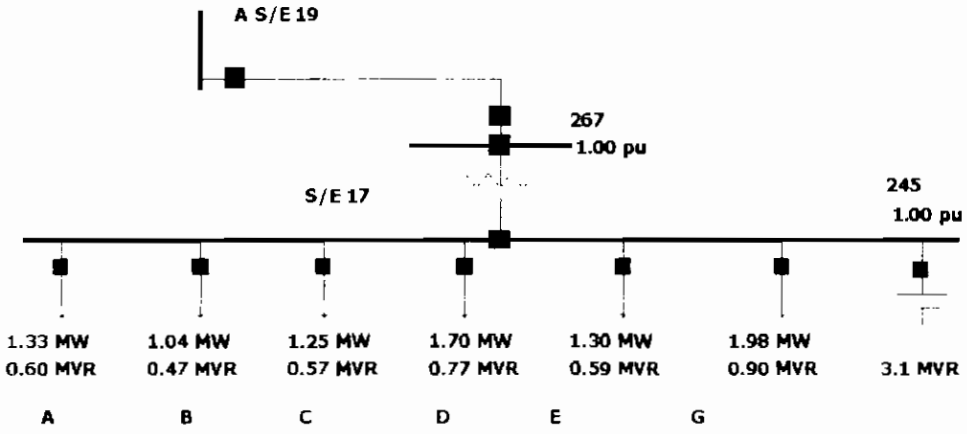


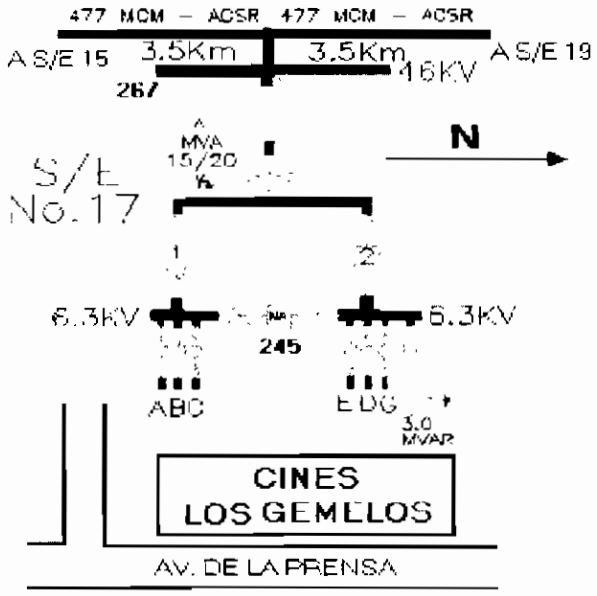
27. Subestación Número 19



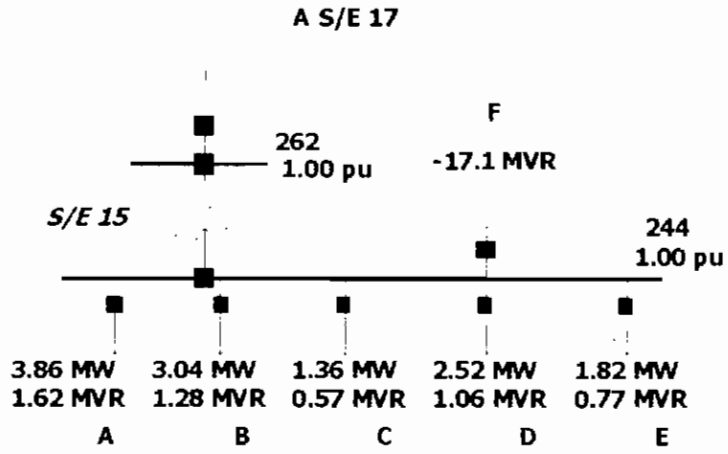


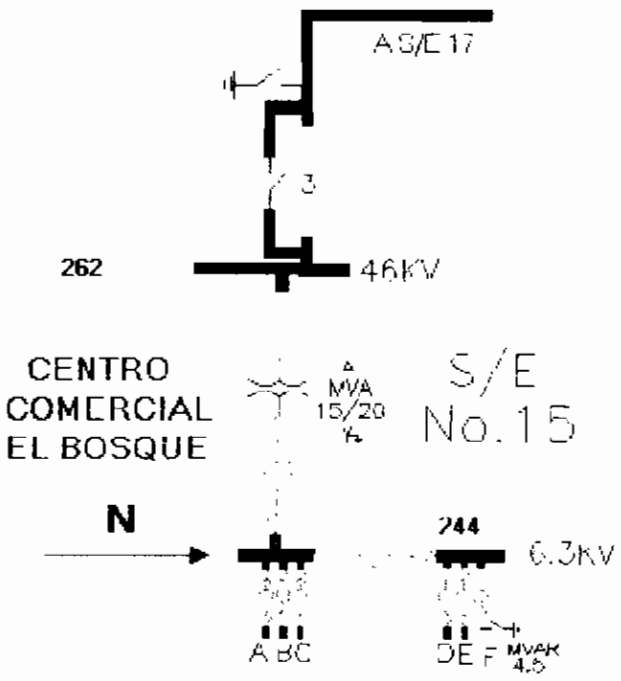
28. Subestación Número 17



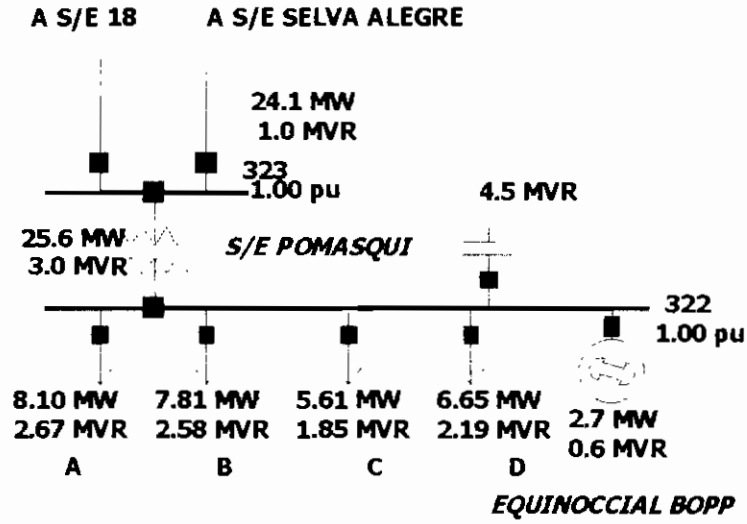


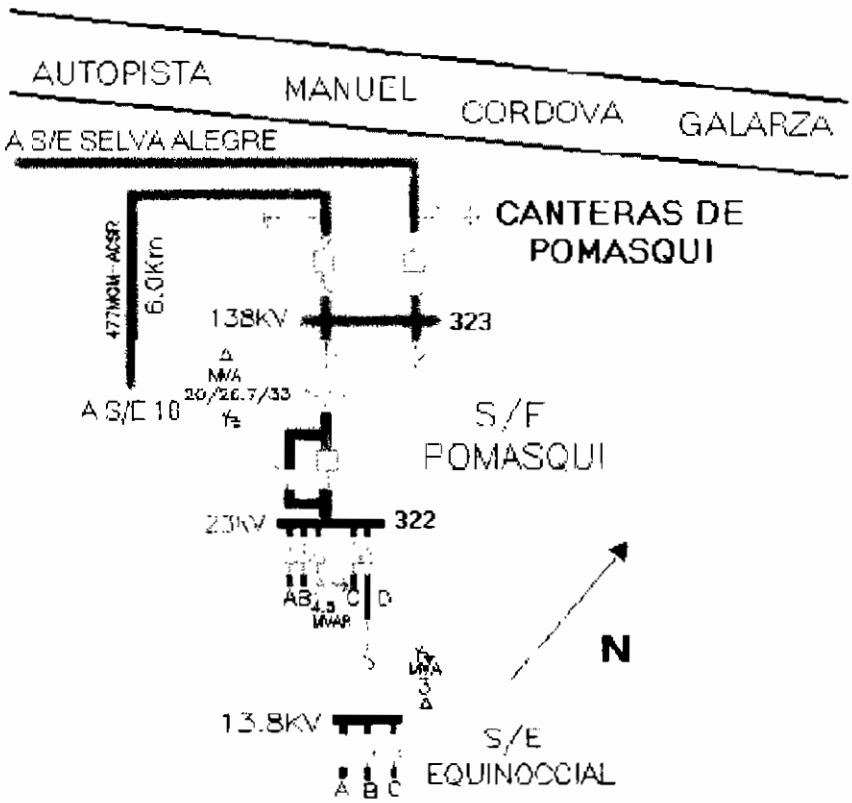
29. Subestación Número 15



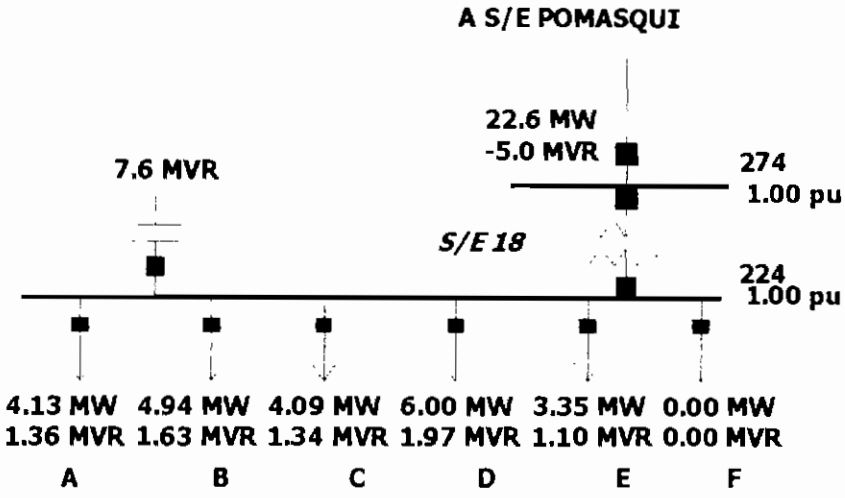


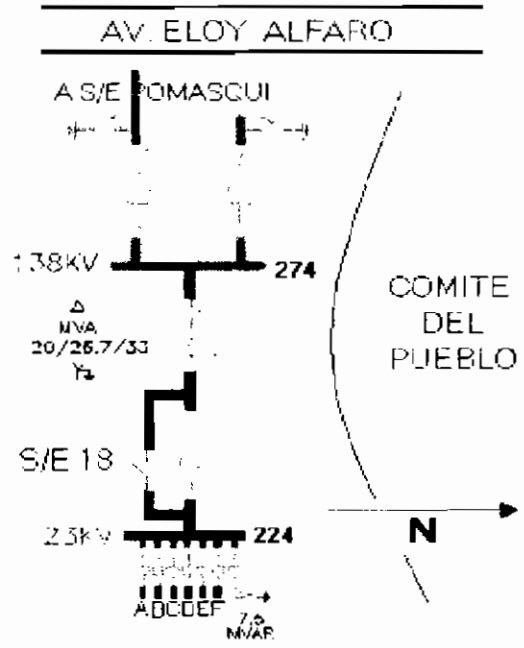
30. Subestación Pomasqui



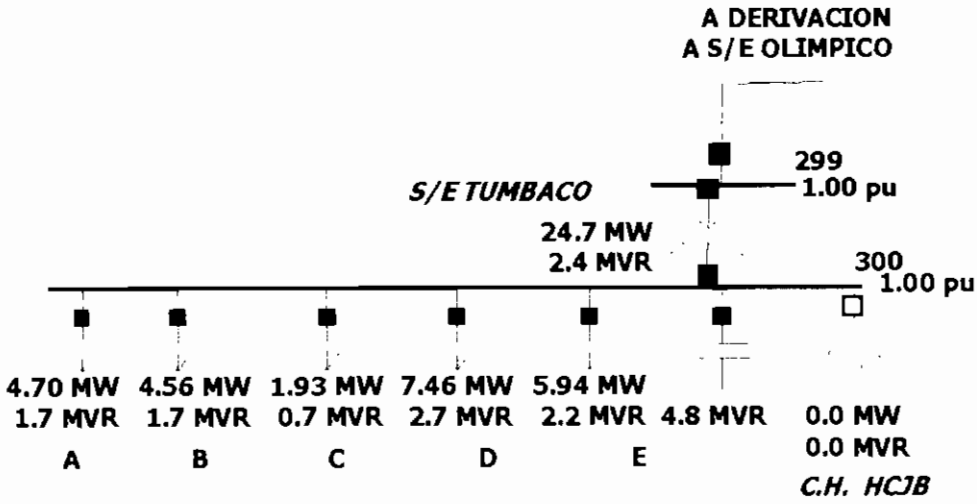


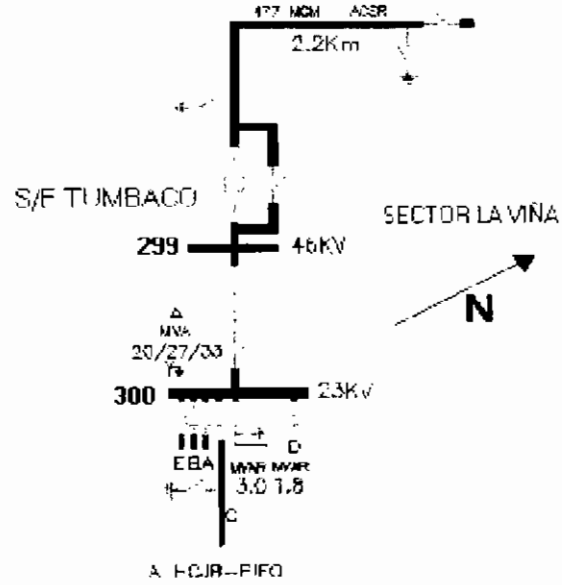
31. Subestación Número 18



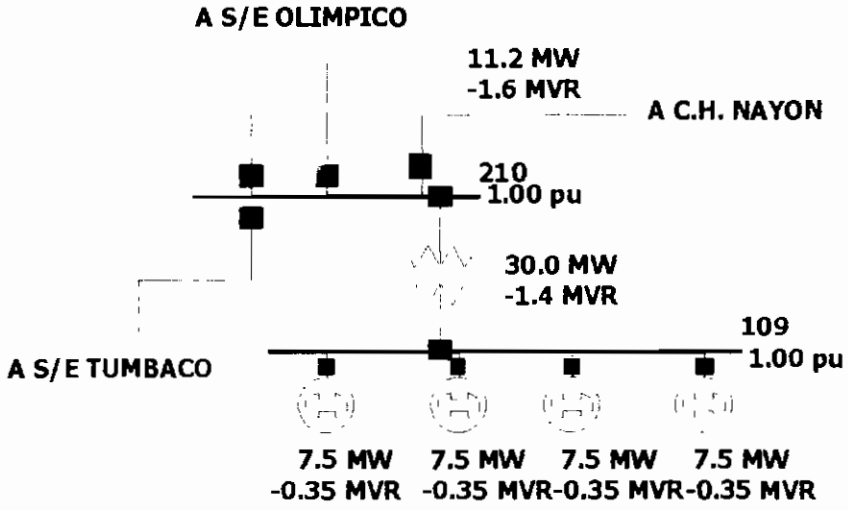


32. Subestación Tumbaco

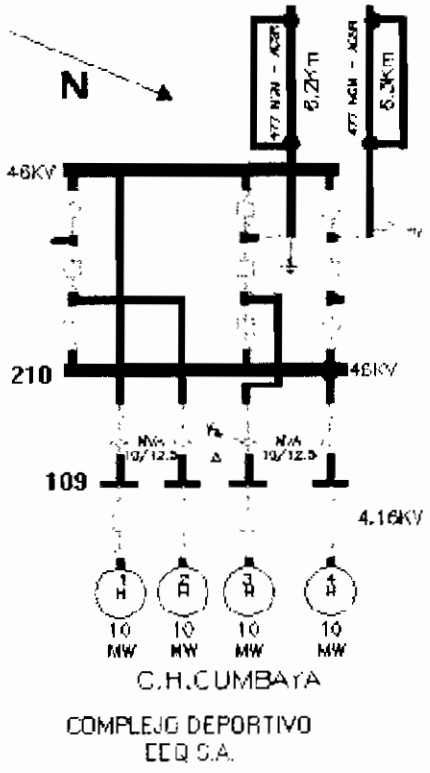




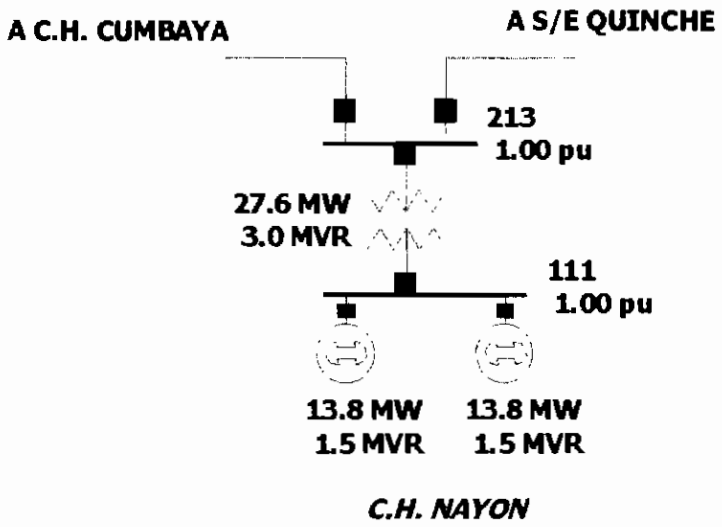
33. Central Hidroeléctrica Cumbayá

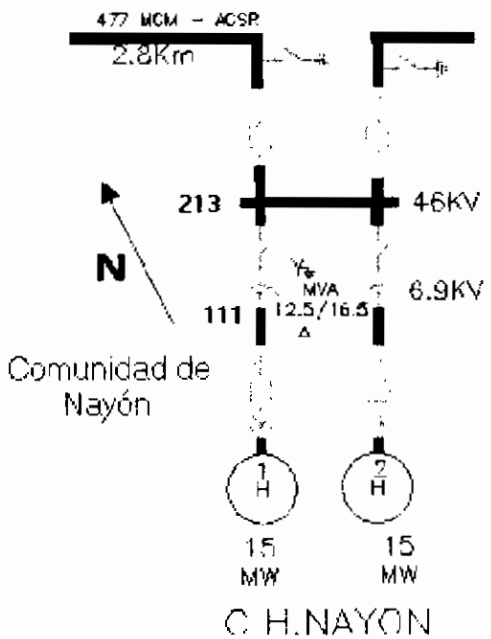


C.H. CUMBAYA

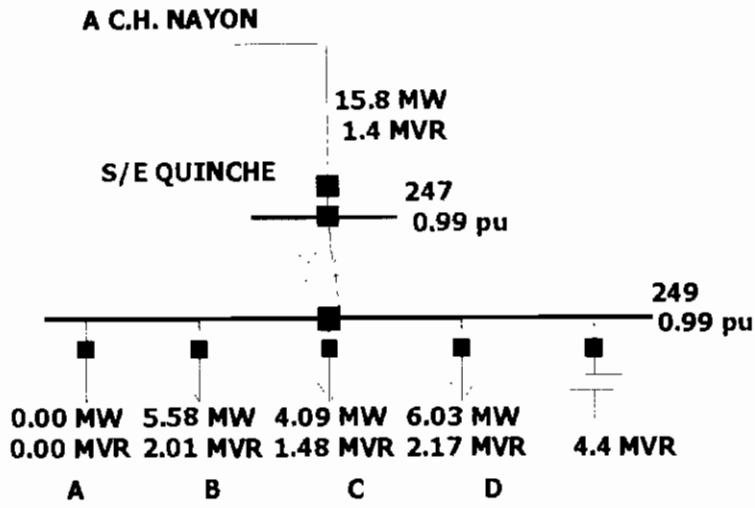


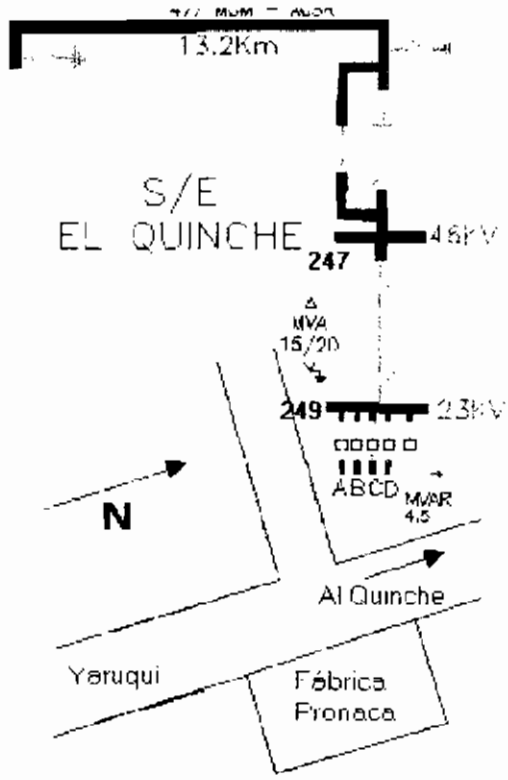
34. Central Hidroeléctrica Nayón



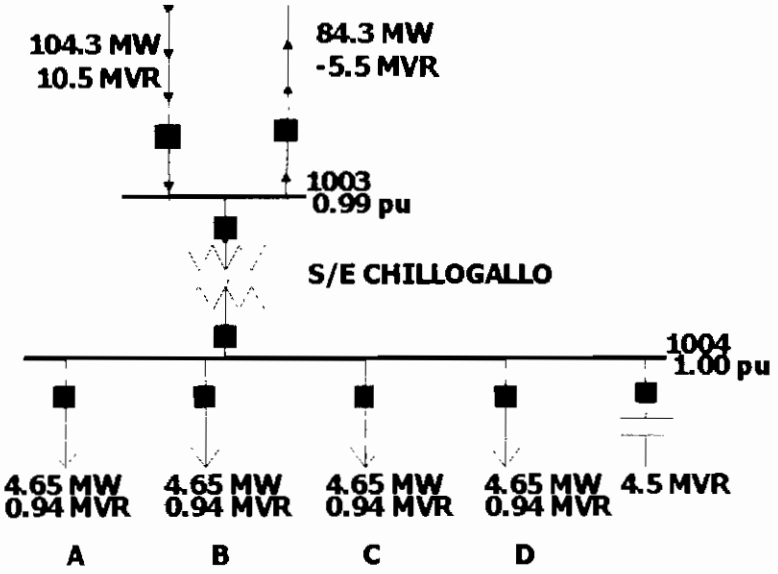


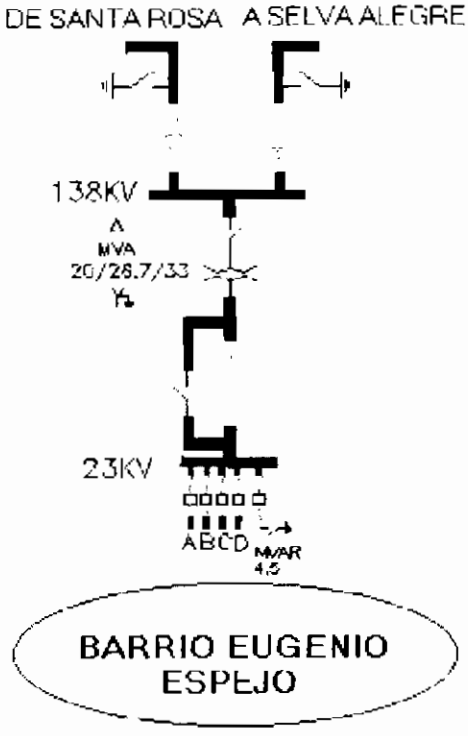
35. Subestación El Quinche



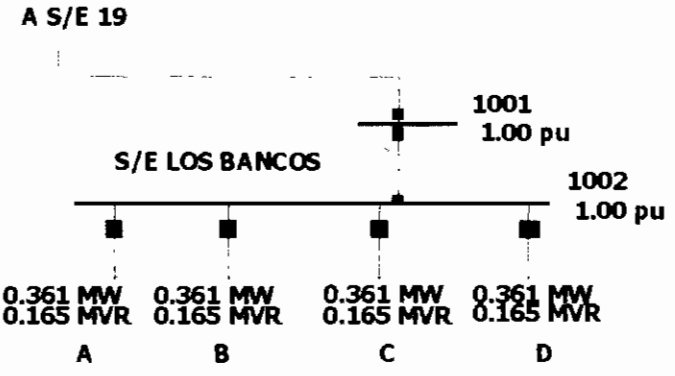


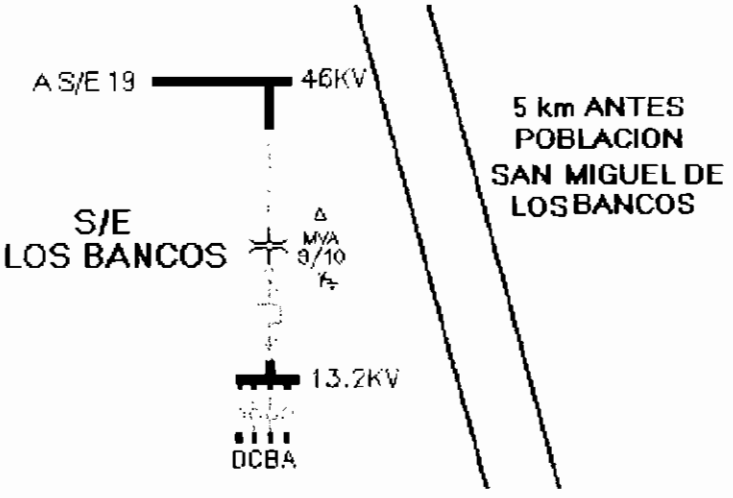
36. Subestación Chillogallo



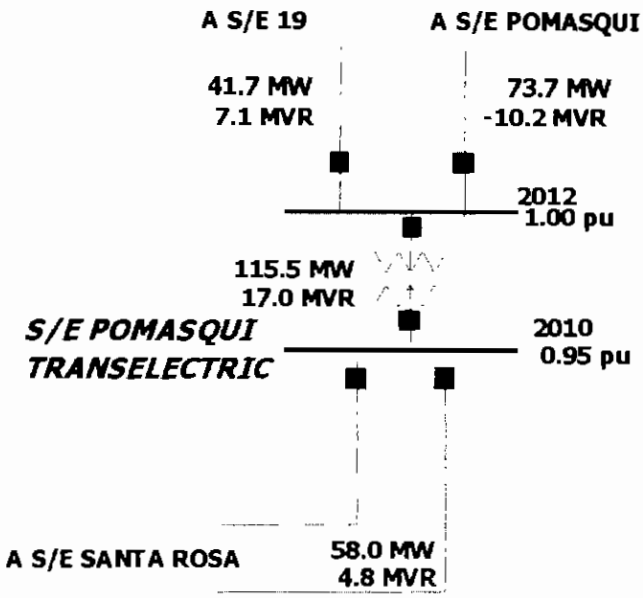


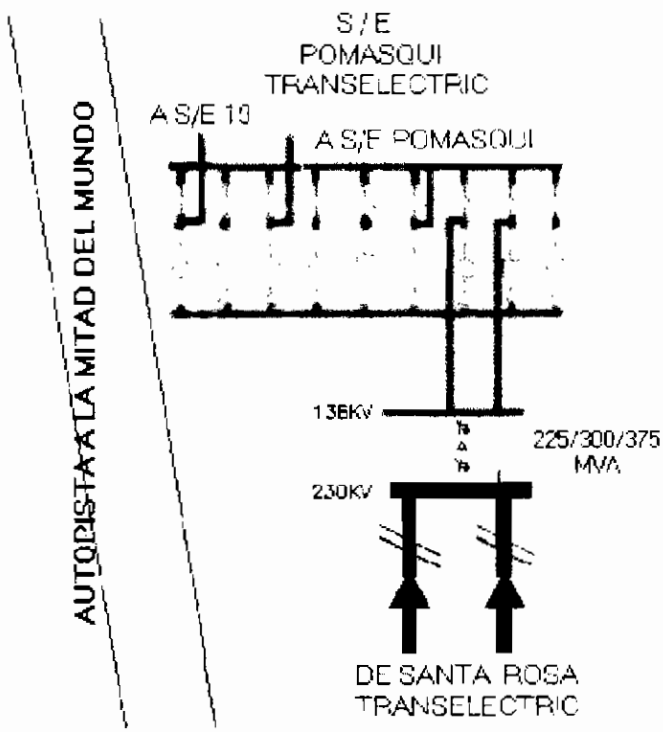
37. Subestación Los Bancos



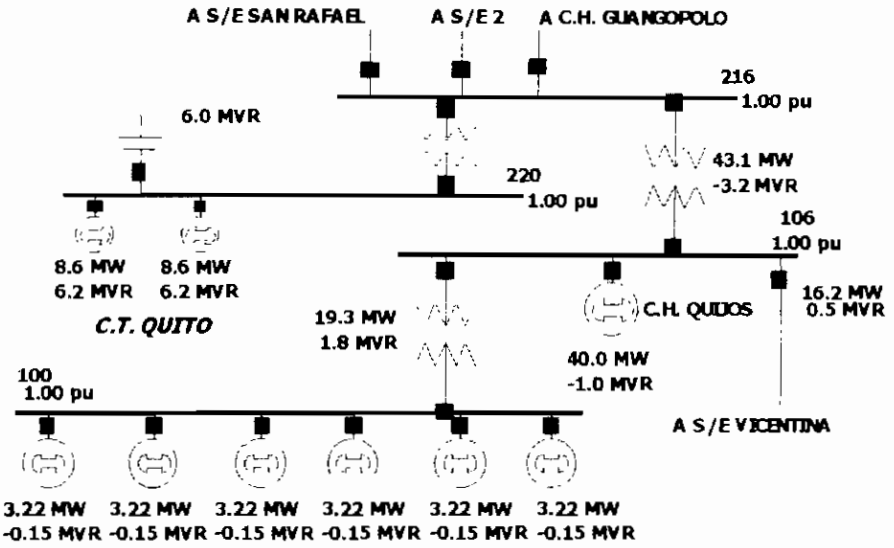


38. Subestación Pomasqui TRANSELECTRIC

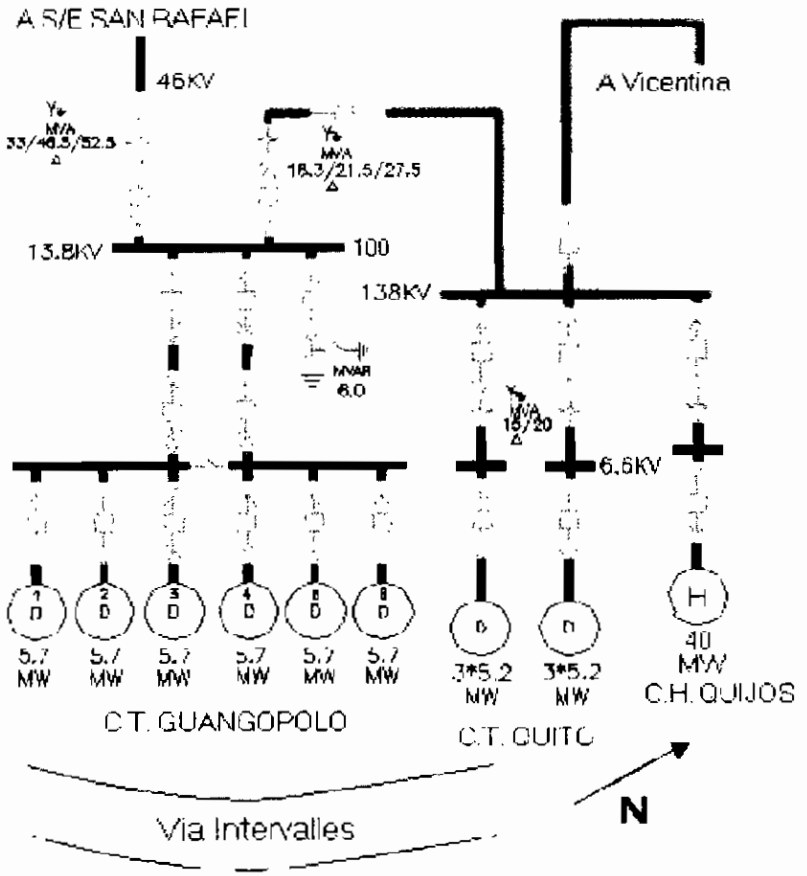




39. Central Hidroeléctrica Quijos



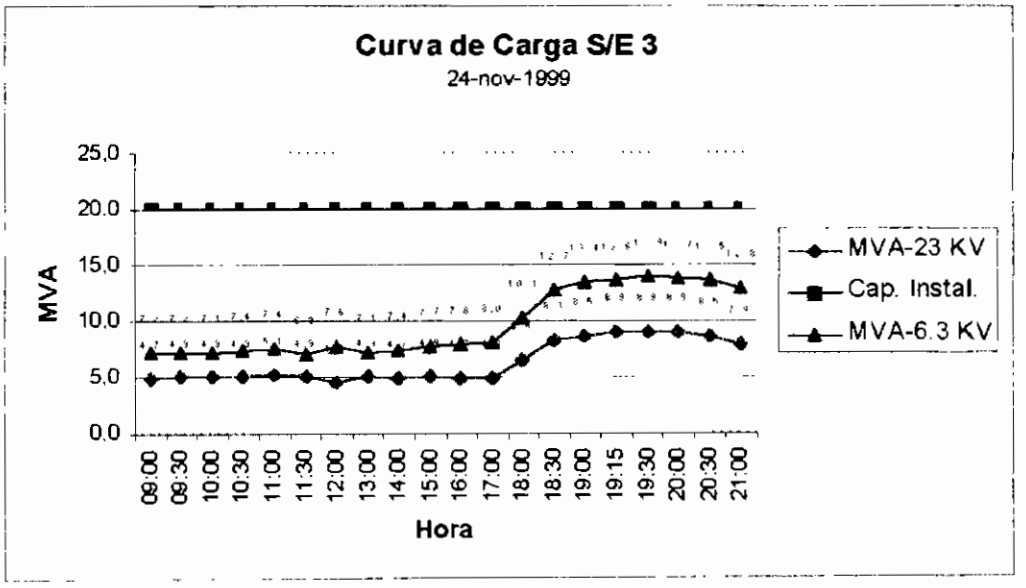
C.T. GUANGOPOLO



ANEXO III
Consideraciones para la Simulación de las Cargas

1. MEDICIONES DE CARGA PARA ALIMENTADORES Y CURVAS DE CARGA DE LAS SUBESTACIONES DEL SISTEMA ELECTRICO QUITO

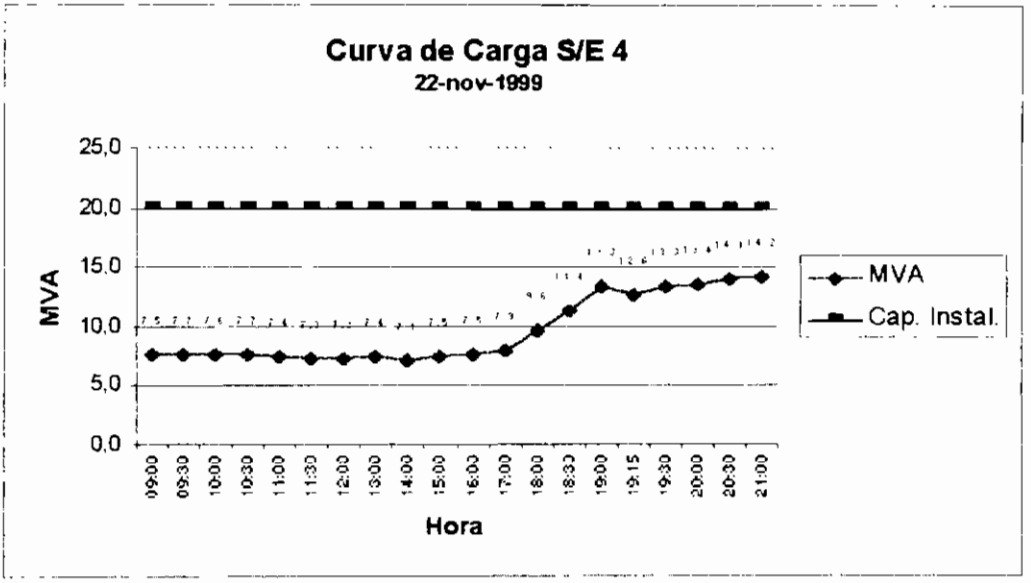
1.1. Subestación Número 3 (Zona de carga SE3-23 y SE3-6.3)



						TOTAL S/E A	kV	TOTAL S/E MVA-6.3 KV		kV	TOTAL S/E MVA-23 kV	Capacidad Instalada
09:00	120	100	123	113	210	667	6,3	7,2	120	22,8	4,7	20
09:30	120	100	120	115	213	668	6,3	7,2	125	22,8	4,9	20
10:00	117	100	113	127	207	664	6,3	7,1	125	22,8	4,9	20
10:30	127	100	110	147	209	693	6,3	7,4	125	22,8	4,9	20
11:00	125	100	120	133	213	690	6,3	7,4	130	22,8	5,1	20
11:30	100	80	113	127	222	647	6,3	6,9	125	22,8	4,9	20
12:00	148	100	120	122	220	710	6,3	7,6	115	22,8	4,5	20
13:00	122	100	120	117	200	659	6,3	7,1	125	22,8	4,9	20
14:00	143	100	117	120	203	[illegible]	6,3	7,4	120	22,8	4,7	20
15:00	157	100	128	127	210	722	6,3	7,7	125	22,8	4,9	20
16:00	158	107	123	137	202	727	6,3	7,8	120	22,8	4,7	20
17:00	163	110	130	142	204	749	6,3	8,0	121	22,8	4,8	20
18:00	202	122	165	210	242	960	6,1	10,1	165	22,8	6,5	20
18:30	230	178	232	272	293	1205	6,1	12,7	210	22,8	8,3	20
19:00	242	192	245	285	307	1270	6,1	13,4	215	22,8	8,5	20
19:15	243	196	247	295	310	1291	6,1	13,6	225	22,8	8,9	20
19:30	**247**	**200**	**252**	**298**	**317**	1314	6,1	13,9	225	22,8	8,9	20
20:00	247	200	248	285	317	1297	6,1	13,7	225	22,8	8,9	20
20:30	240	200	242	277	303	1262	6,2	13,5	215	22,8	8,5	20
21:00	235	190	235	257	287	1193	6,2	12,8	200	22,8	7,9	20
MAX =>	247	200	252	298	317	1313		13,9	225		8,9	
MIN =>	100	80	110	113	200	647		6,9	115		4,5	

SUMA(A)	1313,333	
A	2,704569	0,770051
B	2,192893	0,624366
C	2,759391	0,78566
D	3,271066	0,931345
E	3,472081	0,988579
F	0	0
TOTAL	14,4	4,1

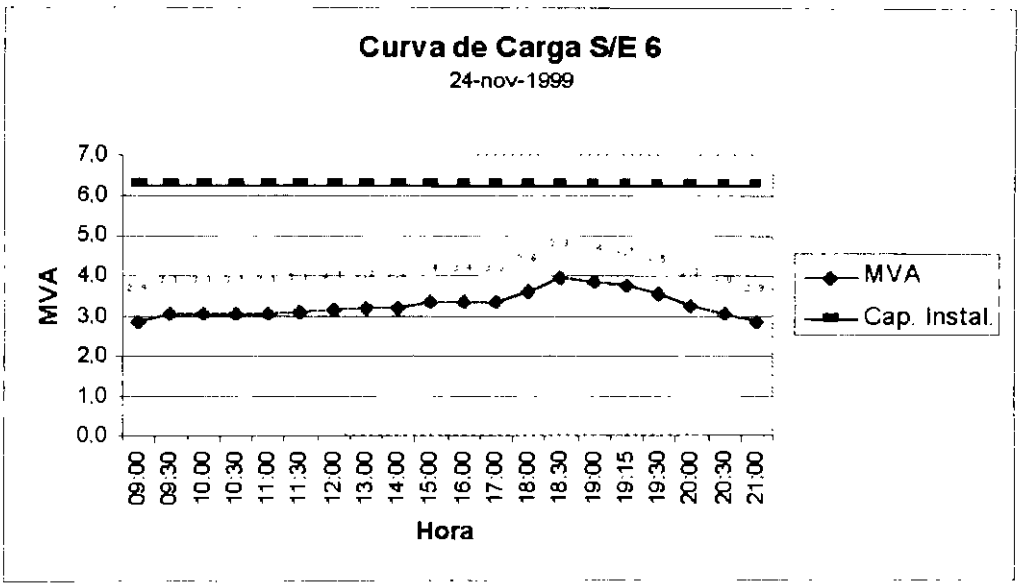
1.2. Subestación Número 4 (Zona de Carga SE4-6.3)



HORA	A PROM A	PROM. A	PROM. A	PROM. A	PROM. A	PROM A	TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	133	148	198	163	52	30	724	6,00	7,5	20
09:30	123	147	187	180	50	50	737	6,00	7,7	20
10:00	123	142	193	173	47	50	728	6,00	7,6	20
10:30	120	147	192	170	50	60	738	6,00	7,7	20
11:00	127	147	177	172	50	32	703	6,10	7,4	20
11:30	128	152	183	167	48	12	690	6,10	7,3	20
12:00	130	148	182	168	48	10	687	6,10	7,3	20
13:00	123	140	168	165	50	55	702	6,10	7,4	20
14:00	122	142	168	152	50	42	675	6,10	7,1	20
15:00	137	144	182	162	50	33	708	6,10	7,5	20
16:00	133	153	163	172	55	37	713	6,10	7,5	20
17:00	140	157	180	163	60	50	750	6,10	7,9	20
18:00	172	185	230	168	72	83	910	6,10	9,6	20
18:30	213	223	290	192	90	70	1078	6,10	11,4	20
19:00	237	247	332	200	103	117	1235	6,20	13,3	20
19:15	248	250	342	203	107	27	1177	6,20	12,6	20
19:30	248	250	343	203	103	87	1235	6,20	13,3	20
20:00	257	252	350	187	103	103	1252	6,20	13,4	20
20:30	252	252	350	267	103	87	1310	6,20	14,1	20
21:00	**265**	**250**	**350**	**267**	**102**	**93**	1327	6,20	14,2	20
MAX.=>	265	252	350	267	107	117	1327		14,2	
MIN.=>	120	140	163	152	47	10	675		7,1	

SUMA(A)	**1326,7**	
A	**2,6167**	**0,8589**
B	**2,4686**	**0,8103**
C	**3,456**	**1,1344**
D	**2,6332**	**0,8643**
E	**1,0039**	**0,3295**
TROLE	**0,9216**	**0,3025**
TOTAL	**13,1**	**4,3**

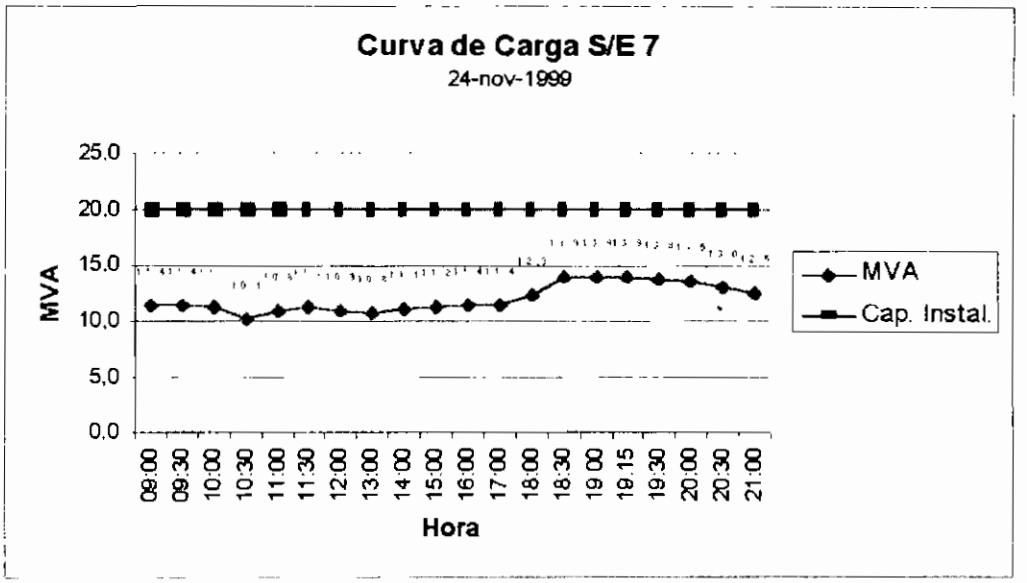
1.3. Subestación Número 6 (Zona de Carga SE6-6.3)



HORA	A PROM. A		C-D PROM. A		TR-EXP PROM. A	TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	77	30	93	60	10	270	6,10	2,9	6,25
09:30	80	30	110	60	10	290	6,10	3,1	6,25
10:00	80	30	110	60	10	290	6,10	3,1	6,25
10:30	80	30	110	60	10	290	6,10	3,1	6,25
11:00	80	30	110	60	10	290	6,10	3,1	6,25
11:30	80	30	115	60	10	295	6,05	3,1	6,25
12:00	85	30	115	60	10	300	6,05	3,1	6,25
13:00	90	30	115	60	10	305	6,05	3,2	6,25
14:00	90	30	110	65	10	305	6,05	3,2	6,25
15:00	95	30	110	65	20	320	6,05	3,4	6,25
16:00	100	30	110	60	20	320	6,05	3,4	6,25
17:00	90	30	115	60	20	315	6,10	3,3	6,25
18:00	100	30	120	70	20	340	6,10	3,6	6,25
18:30	**110**	**30**	**130**	**90**	**20**	380	6,00	3,9	6,25
19:00	100	30	130	90	20	370	6,00	3,8	6,25
19:15	100	30	120	90	20	360	6,00	3,7	6,25
19:30	90	30	110	90	20	340	6,00	3,5	6,25
20:00	85	30	100	90	10	315	6,00	3,3	6,25
20:30	80	20	90	90	10	290	6,05	3,0	6,25
21:00	70	20	85	85	10	270	6,10	2,9	6,25
MAX.=>	110	30	130	90	20	380		3,9	
MIN.=>	70	20	85	60	10	270		2,9	

SUMA(A)	**380**	
A	**1,215789**	**0,405263**
B	**0,331579**	**0,110526**
C-D	**1,436842**	**0,478947**
AEREO	**0,994737**	**0,331579**
TR.-EXP.	**0,221053**	**0,073684**
TOTAL	**4,2**	**1,4**

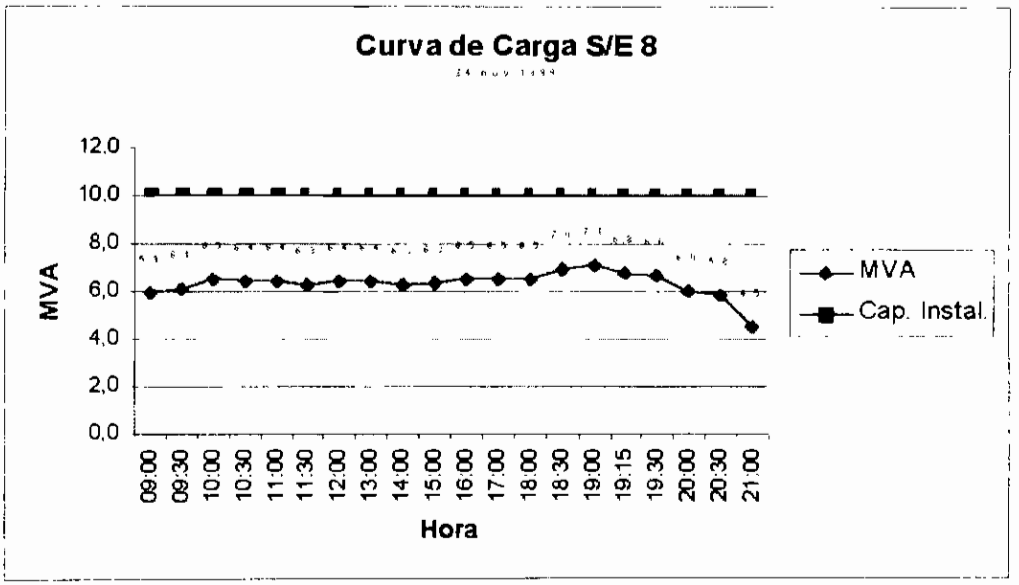
1.4. Subestación Número 7 (Zona de Carga SE7-6.3)



HORA	A PROM. A		C PROM. A		E PROM. A	TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	155	280	183	147	277	1042	6,30	11,4	20
09:30	153	275	182	150	285	1044	6,30	11,4	20
10:00	140	279	175	150	292	1036	6,30	11,3	20
10:30	142	223	155	147	262	928	6,30	10,1	20
11:00	143	258	147	145	300	993	6,30	10,8	20
11:30	142	278	148	152	305	1025	6,30	11,2	20
12:00	133	264	143	152	305	997	6,30	10,9	20
13:00	138	253	157	145	293	987	6,30	10,8	20
14:00	142	272	160	150	293	1016	6,30	11,1	20
15:00	138	277	163	152	295	1025	6,30	11,2	20
16:00	148	295	163	142	293	1042	6,30	11,4	20
17:00	147	307	170	140	283	1047	6,30	11,4	20
18:00	166	324	219	138	281	1128	6,30	12,3	20
18:30	197	390	270	137	278	1272	6,30	13,9	20
19:00	207	390	295	130	257	1278	6,30	13,9	20
19:15	**207**	**390**	**295**	**130**	**257**	1278	6,30	13,9	20
19:30	208	400	304	120	232	1264	6,30	13,8	20
20:00	208	392	310	110	216	1236	6,30	13,5	20
20:30	197	377	297	110	212	1192	6,30	13,0	20
21:00	195	363	282	100	202	1142	6,30	12,5	20
MAX.=>	208	400	310	152	305	1278		13,9	
MIN.=>	133	223	143	100	202	928		10,1	

SUMA(A)	**1278**	
A	**2,263364**	**0,662842**
B	**4,271186**	**1,250847**
C	**3,230769**	**0,946154**
D	**1,423729**	**0,416949**
E	**2,810952**	**0,823207**
TOTAL	**14**	**4,1**

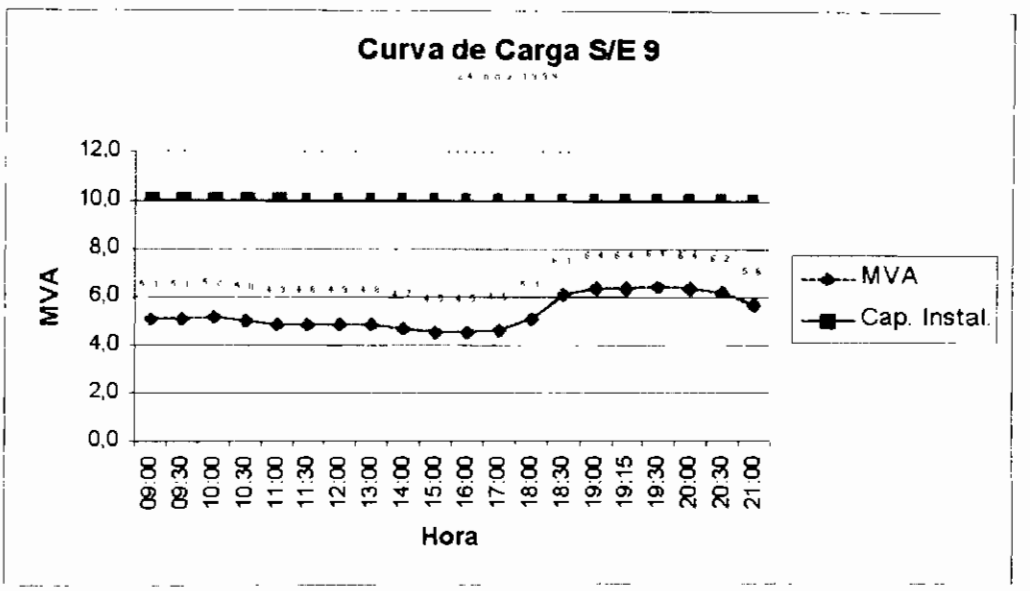
1.5. Subestación Número 8 (Zona de Carga SE8-6.3)



HORA	A PROM. A		C PROM. A		AEREO PROM. A	TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	67	88	38	175	160	528	6,43	5,9	10
09:30	80	93	42	176	160	550	6,43	6,1	10
10:00	80	100	55	188	160	583	6,43	6,5	10
10:30	81	107	59	178	150	574	6,43	6,4	10
11:00	81	104	58	182	149	575	6,43	6,4	10
11:30	80	108	58	178	148	573	6,34	6,3	10
12:00	81	112	58	187	150	587	6,34	6,4	10
13:00	82	103	56	182	157	580	6,38	6,4	10
14:00	81	97	50	180	160	568	6,38	6,3	10
15:00	85	98	55	180	160	578	6,34	6,3	10
16:00	90	100	57	183	160	590	6,34	6,5	10
17:00	88	103	59	177	160	587	6,38	6,5	10
18:00	93	107	59	165	162	586	6,38	6,5	10
18:30	100	108	60	163	205	637	6,31	7,0	10
19:00	**99**	**108**	**59**	**153**	**232**	651	6,29	7,1	10
19:15	85	102	58	143	233	621	6,29	6,8	10
19:30	81	98	55	139	237	610	6,29	6,6	10
20:00	72	83	30	125	238	548	6,34	6,0	10
20:30	60	78	25	118	243	525	6,38	5,8	10
21:00	59	73	25	108	139	405	6,48	4,5	10
MAX.=>	100	112	60	188	243	651		7,1	
MIN.=>	59	73	25	108	139	405		4,5	

SUMA(A)	651,3333	
A	1,014944	0,302968
B	1,114381	0,332651
C	0,610338	0,18219
D	1,577277	0,470829
AEREO	2,38306	0,711361
TOTAL	6,7	2

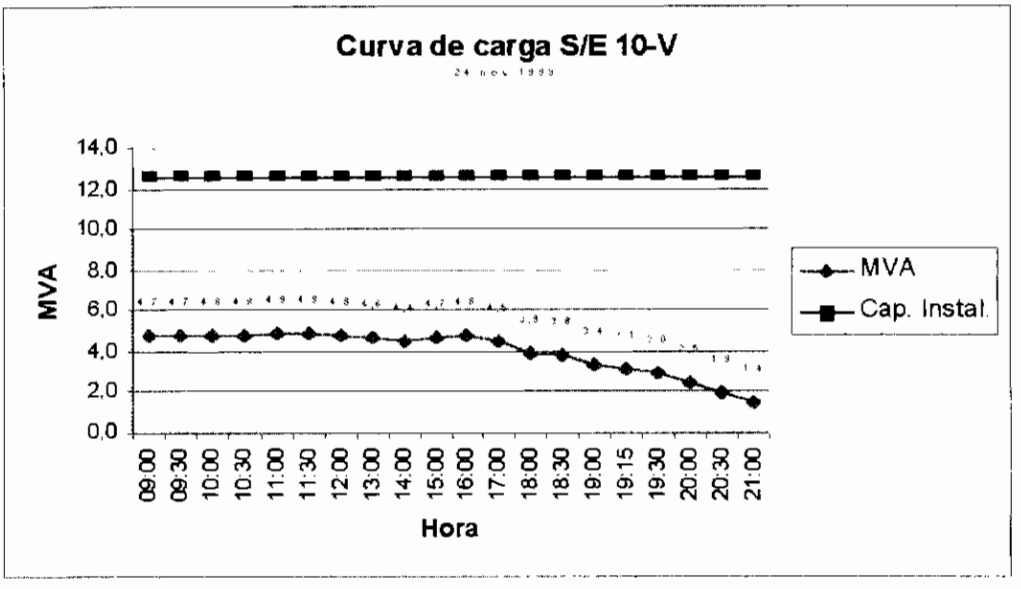
1.6. Subestación Número 9 (Zona de Carga SE9-6.3)



HORA	A PROM. A		D PROM A		TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	50	107	113	194	463	6,30	5,1	10
09:30	50	108	113	196	467	6,30	5,1	10
10:00	50	110	108	207	475	6,30	5,2	10
10:30	50	100	107	205	462	6,30	5,0	10
11:00	50	102	107	188	447	6,30	4,9	10
11:30	50	104	102	187	442	6,30	4,8	10
12:00	50	103	105	188	447	6,30	4,9	10
13:00	50	107	107	180	443	6,30	4,8	10
14:00	50	107	102	168	427	6,30	4,7	10
15:00	50	105	95	166	416	6,30	4,5	10
16:00	50	113	90	161	414	6,30	4,5	10
17:00	50	115	90	158	413	6,40	4,6	10
18:00	63	128	103	174	468	6,30	5,1	10
18:30	63	163	120	202	548	6,40	6,1	10
19:00	63	175	125	212	574	6,40	6,4	10
19:15	63	178	128	205	574	6,40	6,4	10
19:30	63	183	127	207	579	6,40	6,4	10
20:00	**63**	**185**	**130**	**197**	574	6,40	6,4	10
20:30	63	187	127	188	564	6,30	6,2	10
21:00	50	173	120	165	508	6,40	5,6	10
MAX.=>	63	187	130	212	579		6,4	
MIN.=>	50	100	90	158	413		4,5	

SUMA(A)	**574,1667**	
A	**0,696662**	**0,206821**
C	**2,062119**	**0,612192**
D	**1,449057**	**0,430189**
E	**2,192163**	**0,650798**
TOTAL	**6,4**	**1,9**

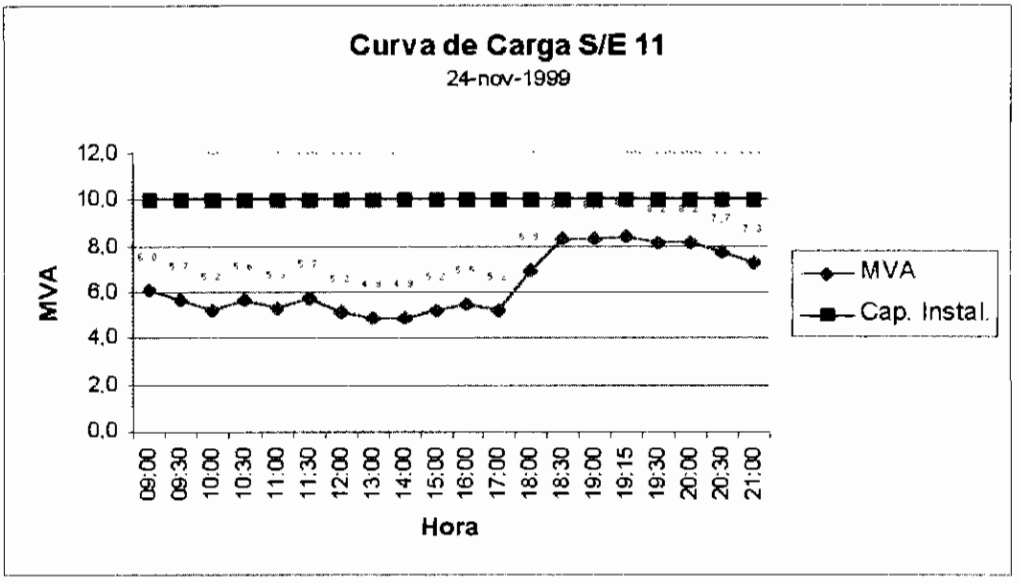
1.7. Subestación Número 10 vieja (Zona de Carga SE10V-6.3)



HORA	A PROM. A		C PROM. A		E PROM. A	TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	15	107	213	103	0	438	6,24	4,7	12,5
09:30	15	107	220	97	0	438	6,24	4,7	12,5
10:00	15	105	222	103	0	445	6,24	4,8	12,5
10:30	15	105	220	100	0	440	6,24	4,8	12,5
11:00	**15**	**108**	**223**	**103**	**0**	450	6,24	4,9	12,5
11:30	15	108	223	102	0	448	6,24	4,8	12,5
12:00	15	105	223	97	0	440	6,24	4,8	12,5
13:00	15	102	210	102	0	428	6,24	4,6	12,5
14:00	15	97	207	93	0	412	6,24	4,4	12,5
15:00	15	102	217	102	0	435	6,24	4,7	12,5
16:00	15	105	223	100	0	443	6,24	4,8	12,5
17:00	15	108	200	93	0	417	6,24	4,5	12,5
18:00	15	103	157	83	0	358	6,24	3,9	12,5
18:30	15	110	137	87	0	348	6,24	3,8	12,5
19:00	15	102	123	70	0	310	6,24	3,4	12,5
19:15	18	93	110	67	0	288	6,25	3,1	12,5
19:30	18	82	110	63	0	273	6,25	3,0	12,5
20:00	18	67	97	47	0	228	6,28	2,5	12,5
20:30	18	40	80	37	0	175	6,30	1,9	12,5
21:00	18	19	63	32	0	132	6,30	1,4	12,5
MAX.=>	18	110	223	103	0	450		4,9	
MIN.=>	15	19	63	32	0	132		1,4	

SUMA(A)	**326,6667**	
C	**1,02551**	**0,341837**
D	**0,47449**	**0,158163**
E	**0**	**0**
TOTAL	**1,5**	**0,5**

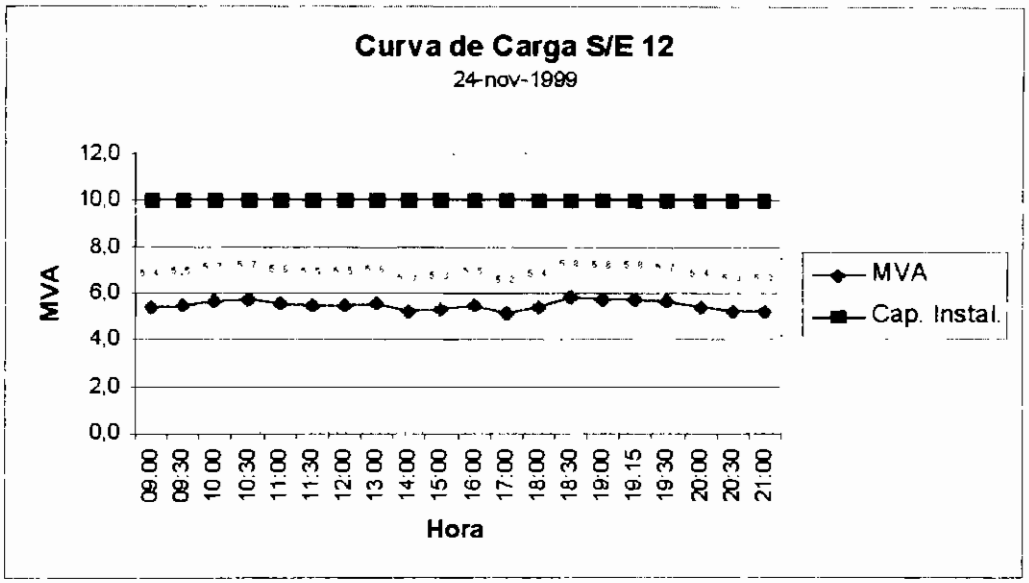
1.8. Subestación Número 11 (Zona de Carga SE11-6.3)



HORA	A PROM. A		C PROM. A		TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	67	152	253	87	558	6,25	6,0	10
09:30	72	130	253	68	523	6,25	5,7	10
10:00	72	97	250	67	485	6,23	5,2	10
10:30	67	130	255	65	517	6,28	5,6	10
11:00	75	110	240	62	487	6,30	5,3	10
11:30	82	123	247	73	525	6,30	5,7	10
12:00	72	112	235	60	478	6,25	5,2	10
13:00	68	100	227	57	452	6,25	4,9	10
14:00	62	93	227	73	455	6,25	4,9	10
15:00	57	125	237	67	485	6,20	5,2	10
16:00	68	120	253	67	508	6,23	5,5	10
17:00	75	117	233	58	483	6,25	5,2	10
18:00	97	188	247	110	642	6,23	6,9	10
18:30	107	235	293	125	760	6,30	8,3	10
19:00	102	238	287	138	765	6,30	8,3	10
19:15	**90**	**250**	**277**	**145**	762	6,35	8,4	10
19:30	82	248	263	143	737	6,40	8,2	10
20:00	87	245	263	142	737	6,40	8,2	10
20:30	77	245	255	135	712	6,28	7,7	10
21:00	58	235	238	133	665	6,30	7,3	10
MAX.=>	107	250	293	145	795		8,4	
MIN.=>	57	93	227	57	433		4,9	

SUMA(A)	**761,6667**	
A	**0,957112**	**0,283589**
B	**2,658643**	**0,787746**
C	**2,942232**	**0,871772**
D	**1,542013**	**0,456893**
TOTAL	**8,1**	**2,4**

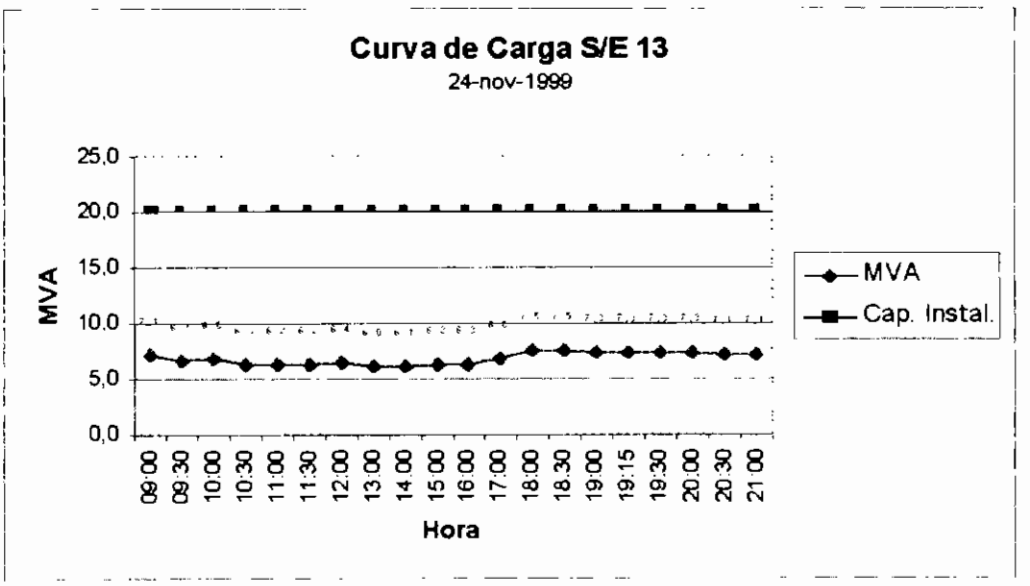
1.9. Subestación Número 12 (Zona de Carga SE12-6.3)



HORA	A PROM. A		D PROM. A	TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Isntalada
09:00	255	173	55	483	6,40	5,4	10
09:30	263	170	58	492	6,40	5,5	10
10:00	272	182	58	512	6,40	5,7	10
10:30	273	183	60	517	6,40	5,7	10
11:00	270	182	53	505	6,40	5,6	10
11:30	267	177	53	497	6,40	5,5	10
12:00	270	170	53	493	6,40	5,5	10
13:00	277	170	57	503	6,40	5,6	10
14:00	260	163	52	475	6,40	5,3	10
15:00	258	167	53	478	6,40	5,3	10
16:00	267	173	52	492	6,40	5,5	10
17:00	252	165	50	466	6,40	5,2	10
18:00	255	183	49	488	6,40	5,4	10
18:30	275	200	50	525	6,40	5,8	10
19:00	**270**	**200**	**49**	519	6,40	5,8	10
19:15	270	200	49	519	6,40	5,8	10
19:30	257	208	49	514	6,40	5,7	10
20:00	247	197	47	490	6,40	5,4	10
20:30	235	195	45	475	6,40	5,3	10
21:00	235	197	43	475	6,40	5,3	10
MAX.=>	277	208	60	545		5,8	
MIN.=>	235	163	43	441		5,2	

SUMA(A)	**519,33**	
A	**2,9114**	**0,935815**
B	**2,1566**	**0,693196**
D	**0,532**	**0,170988**
TOTAL	**5,6**	**1,8**

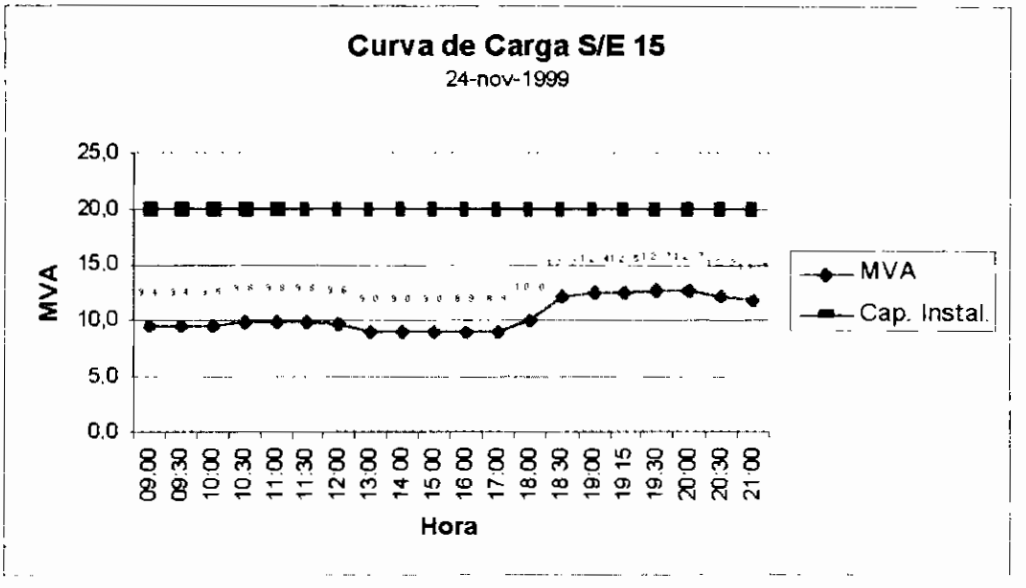
1.10. Subestación Número 13 (Zona de Carga SE13-6.3)



HORA	A PROMA		C PROMA		E PROMA	TROLE PROMA	TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	195	167	87	113	70	23	655	6,3	7,1	20
09:30	187	165	83	100	75	0	610	6,3	6,7	20
10:00	180	157	100	103	83	0	623	6,3	6,8	20
10:30	160	152	97	100	80	0	588	6,2	6,3	20
11:00	160	152	100	100	70	0	582	6,2	6,2	20
11:30	155	150	105	100	60	0	570	6,25	6,2	20
12:00	175	143	95	95	80	0	588	6,25	6,4	20
13:00	167	147	83	80	75	0	552	6,3	6,0	20
14:00	157	148	102	87	70	0	563	6,3	6,1	20
15:00	163	148	97	87	83	0	578	6,2	6,2	20
16:00	163	148	93	92	78	0	575	6,3	6,3	20
17:00	168	167	105	93	90	0	623	6,3	6,8	20
18:00	**188**	**190**	**112**	**107**	**92**	**0**	689	6,3	7,5	20
18:30	185	192	110	117	80	0	683	6,3	7,5	20
19:00	177	195	105	117	80	0	673	6,3	7,3	20
19:15	177	195	103	115	80	0	670	6,3	7,3	20
19:30	178	195	105	117	78	0	673	6,3	7,3	20
20:00	187	192	102	117	73	0	670	6,3	7,3	20
20:30	178	192	100	120	65	0	655	6,3	7,1	20
21:00	175	190	92	117	65	0	638	6,4	7,1	20
MAX.=>	195	195	112	120	92	23	689		7,5	
MIN.=>	155	143	83	80	60	0	552		6,0	

SUMA(A)	**689**	
A	**2,132075**	**0,710692**
B	**2,150943**	**0,716981**
C	**1,271698**	**0,423899**
D	**1,207547**	**0,402516**
E	**1,037736**	**0,345912**
TROLE	**0**	**0**
TOTAL	**7,8**	**2,6**

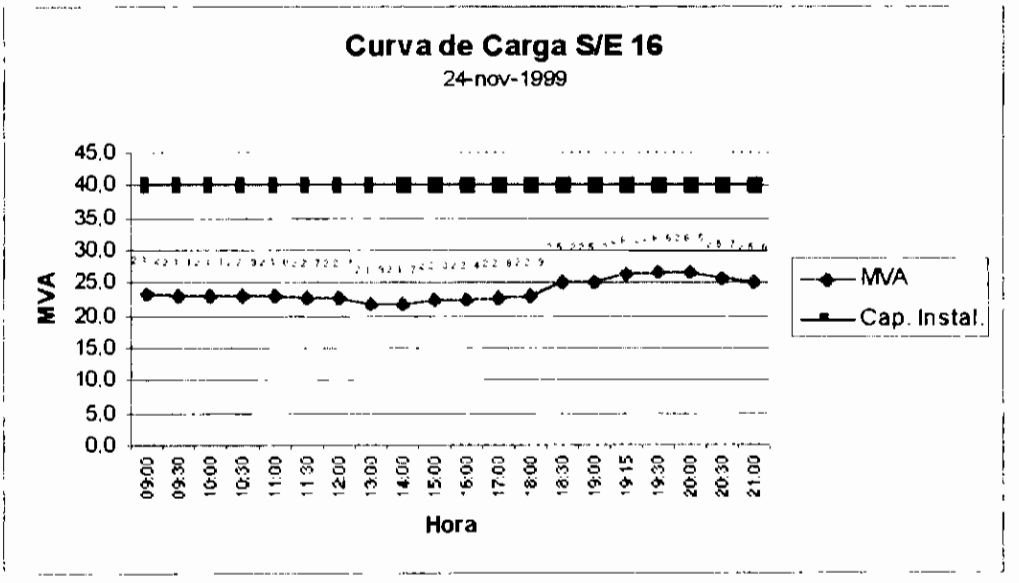
1.11. Subestación Número 15 (Zona de Carga SE15-6.3)



HORA	A PROM. A		E PROM A		C PROM. A	TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	217	273	118	163	107	878	6,20	9,4	20
09:30	195	283	112	183	103	877	6,20	9,4	20
10:00	190	282	110	200	107	888	6,20	9,5	20
10:30	197	287	113	215	103	915	6,20	9,8	20
11:00	197	283	108	223	100	912	6,20	9,8	20
11:30	193	283	110	225	98	910	6,20	9,8	20
12:00	190	277	108	222	100	897	6,20	9,6	20
13:00	177	260	100	217	83	837	6,20	9,0	20
14:00	177	257	100	210	93	837	6,20	9,0	20
15:00	192	263	100	200	83	838	6,20	9,0	20
16:00	183	253	100	197	93	827	6,20	8,9	20
17:00	193	255	102	195	83	828	6,20	8,9	20
18:00	240	267	120	212	93	932	6,20	10,0	20
18:30	313	303	160	232	123	1132	6,20	12,2	20
19:00	330	302	160	240	127	1158	6,20	12,4	20
19:15	343	292	160	242	127	1163	6,20	12,5	20
19:30	350	293	168	240	130	1182	6,20	12,7	20
20:00	**360**	**283**	**170**	**235**	**127**	1175	6,25	12,7	20
20:30	357	273	167	192	127	1115	6,30	12,2	20
21:00	342	267	163	175	127	1073	6,30	11,7	20
MAX.=>	360	303	170	242	130	1182		12,7	
MIN.=>	177	253	100	163	83	827		8,9	

SUMA(A)	**1175**	
A	**3,860426**	**1,62383**
B	**3,038298**	**1,278014**
E	**1,822979**	**0,766809**
D	**2,52**	**1,06**
C	**1,358298**	**0,571348**
TOTAL	**12,6**	**5,3**

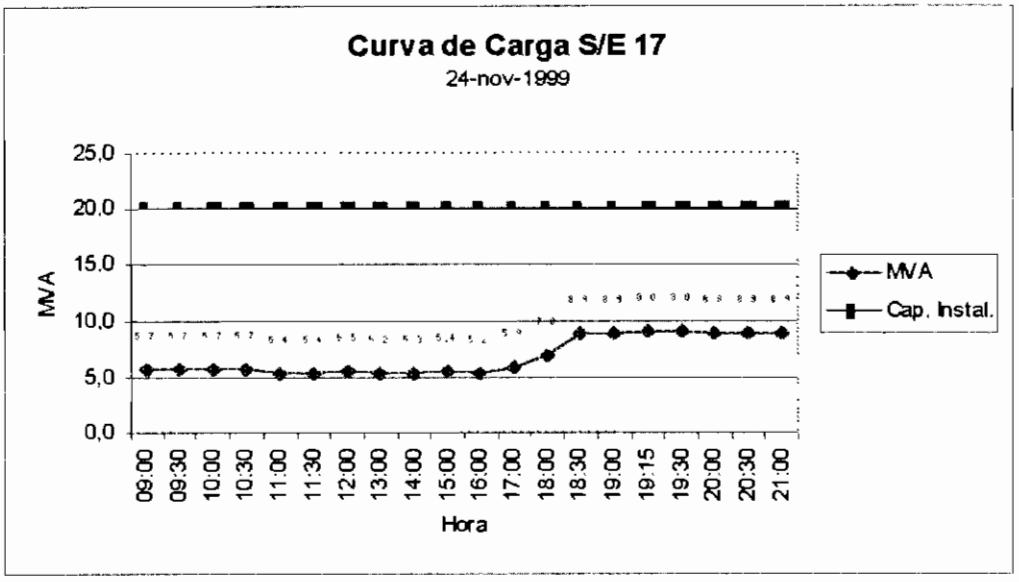
1.12. Subestación Número 16 (Zona de Carga SE16-6.3)



									TOTAL S/E A	kV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
10:00	323	340	333	213	290	173	327	123	2122	6,30	23,2	40
10:30	323	337	327	217	300	180	317	117	2117	6,30	23,1	40
11:00	343	333	327	200	290	167	337	117	2113	6,30	23,1	40
11:30	337	327	320	207	293	170	320	117	2101	6,30	22,9	40
11:00	327	340	337	200	290	173	327	113	2107	6,30	23,0	40
11:30	333	337	323	207	287	173	310	110	2080	6,30	22,7	40
12:00	323	343	323	207	277	167	313	117	2080	6,30	22,7	40
13:00	340	327	307	203	267	170	273	117	2003	6,30	21,9	40
14:00	327	320	313	197	267	160	303	103	1990	6,30	21,7	40
15:00	343	313	313	190	287	167	320	107	2040	6,30	22,3	40
16:06	330	307	317	190	273	177	320	140	2050	6,30	22,4	40
17:00	327	297	317	203	283	177	350	137	2083	6,30	22,7	40
18:00	310	313	304	215	293	190	337	133	2094	6,30	22,9	40
18:30	337	377	300	260	333	213	383	147	2350	6,30	25,7	40
19:00	337	400	340	290	337	220	347	140	2367	6,30	25,9	40
19:15	337	417	287	300	340	217	403	140	2440	6,30	26,7	40
19:30	**333**	**417**	**313**	**300**	**343**	**210**	**390**	**127**	2433	6,30	26,6	40
20:00	327	420	317	300	343	200	393	133	2430	6,30	26,6	40
20:30	323	417	307	290	323	193	383	120	2357	6,30	25,7	40
21:00	317	397	303	290	320	190	370	120	2307	6,30	25,2	40
MAX.=>	343	420	337	300	343	220	403	147	2514		26,6	
MIN.=>	310	297	240	190	267	160	273	103	1940		21,7	

SUMA(A)	2433	
A	3,712329	1,082192
B	4,640411	1,35274
C	3,489589	1,01726
D	3,341096	0,973973
E	3,823699	1,114668
F	2,338767	0,681781
G	4,343425	1,266164
H	1,410686	0,411233
TOTAL	27,1	7,9

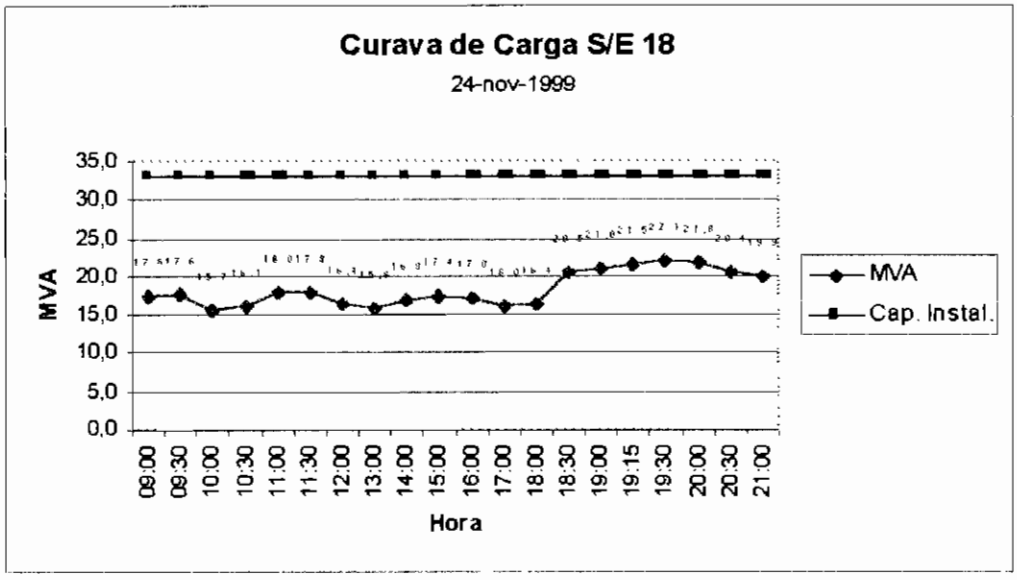
1.13. Subestación Número 17 (Zona de Carga SE17-6.3)



HORA	A PROM. A		C PROM. A		E PROM. A		TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	73	60	73	80	117	120	523	6,30	5,7	20
09:30	73	60	73	80	117	120	523	6,30	5,7	20
10:00	73	60	73	80	117	120	523	6,30	5,7	20
10:30	70	60	60	80	128	120	518	6,30	5,7	20
11:00	67	60	70	60	128	110	495	6,30	5,4	20
11:30	67	60	70	67	119	112	494	6,30	5,4	20
12:00	67	60	70	67	125	112	500	6,30	5,5	20
13:00	63	50	70	60	127	110	480	6,30	5,2	20
14:00	67	55	60	67	123	117	488	6,30	5,3	20
15:00	63	57	77	67	117	118	498	6,30	5,4	20
16:00	65	55	65	60	117	119	481	6,30	5,2	20
17:00	72	60	83	78	115	130	538	6,30	5,9	20
18:00	100	70	90	115	115	150	640	6,30	7,0	20
18:30	125	100	120	150	130	180	805	6,35	8,9	20
19:00	125	100	120	160	130	180	815	6,30	8,9	20
19:15	128	100	120	163	125	190	826	6,30	9,0	20
19:30	**128**	**100**	**120**	**163**	**125**	**190**	826	6,30	9,0	20
20:00	130	103	117	162	117	180	808	6,30	8,8	20
20:30	130	105	117	167	113	180	811	6,35	8,9	20
21:00	130	100	117	167	113	180	806	6,35	8,9	20
MAX.=>	130	105	120	167	130	190	826		9,0	
MIN.=>	63	50	60	60	113	110	480		5,2	

SUMA(A)	**826**	
A	**1,33215**	**0,604115**
B	**1,040742**	**0,471965**
C	**1,248891**	**0,566357**
D	**1,699879**	**0,770875**
E	**1,300928**	**0,589956**
G	**1,97741**	**0,896733**
TOTAL	**8,6**	**3,9**

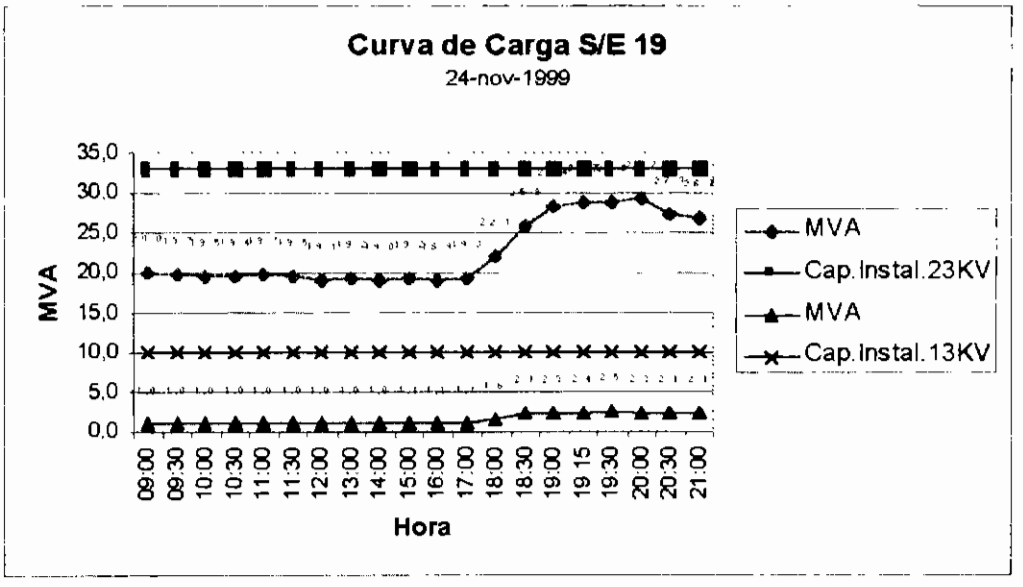
1.14. Subestación Número 18 (Zona de Carga SE18-23)



HORA	A PROM. A	B	C PROM. A	D	E PROM. A	TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	65	67	62	67	185	446	22,6	17,5	33
09:30	72	67	67	62	178	445	22,8	17,6	33
10:00	69	68	67	3	188	395	22,9	15,7	33
10:30	72	64	68	12	195	410	22,6	16,1	33
11:00	73	65	70	62	193	463	22,4	18,0	33
11:30	65	67	72	66	190	459	22,4	17,8	33
12:00	65	65	68	61	165	423	22,4	16,4	33
13:00	63	61	74	63	143	405	22,5	15,8	33
14:00	63	62	61	65	180	431	22,5	16,8	33
15:00	67	63	66	67	186	448	22,4	17,4	33
16:00	67	65	73	65	168	439	22,4	17,0	33
17:00	64	65	69	67	147	412	22,5	16,0	33
18:00	73	87	87	100	75	422	22,5	16,4	33
18:30	90	115	82	137	102	526	22,5	20,5	33
19:00	94	120	83	142	99	539	22,5	21,0	33
19:15	95	124	100	145	87	551	22,5	21,5	33
19:30	**104**	**125**	**103**	**152**	**85**	569	22,4	22,1	33
20:00	96	127	104	148	83	559	22,5	21,8	33
20:30	94	121	104	144	58	522	22,6	20,4	33
21:00	96	122	91	140	58	507	22,7	19,9	33
MAX.=>	104	127	104	152	195	569		22,1	
MIN.=>	63	61	61	3	58	395		15,7	

SUMA(A)	**569**	
A	**4,125659**	**1,356883**
B	**4,942882**	**1,625659**
C	**4,086116**	**1,343878**
D	**5,997364**	**1,972466**
E	**3,347979**	**1,101113**
TOTAL	**22,5**	**7,4**

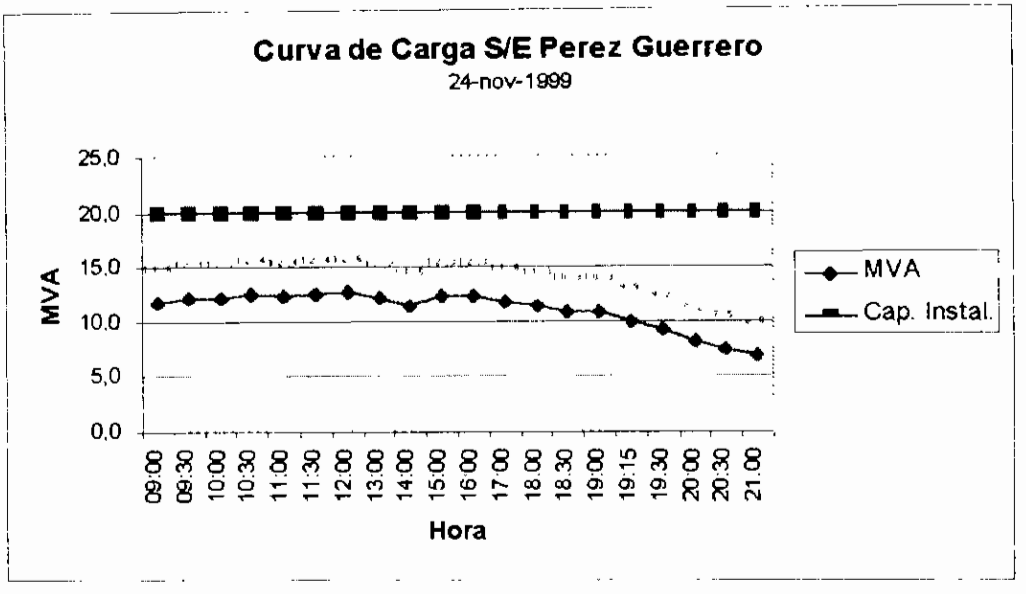
1.15. Subestación Número 19 (Zona de Carga SE19-13 y SE19-23)



HORA	A PROM. A		C PROM. A		E PROM. A	TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	162	68	55	122	95	502	23,0	20,0	33
09:30	162	70	60	110	92	494	23,0	19,7	33
10:00	160	80	48	110	92	490	23,0	19,5	33
10:30	162	82	45	108	90	487	23,0	19,4	33
11:00	162	82	50	111	94	498	22,8	19,7	33
11:30	160	85	48	108	93	494	22,8	19,5	33
12:00	157	82	48	110	87	483	22,8	19,1	33
13:00	158	80	48	111	88	486	22,8	19,2	33
14:00	148	78	54	107	90	477	23,0	19,0	33
15:00	152	78	56	107	90	482	23,0	19,2	33
16:00	149	68	58	111	89	475	23,0	18,9	33
17:00	154	62	63	113	92	484	23,0	19,3	33
18:00	171	68	85	122	103	549	23,2	22,1	33
18:30	182	78	123	143	116	643	23,2	25,8	33
19:00	197	83	145	152	129	706	23,2	28,4	33
19:15	197	85	147	155	130	713	23,2	28,7	33
19:30	197	87	149	154	129	716	23,2	28,8	33
20:00	**198**	**87**	**147**	**157**	**128**	717	23,5	29,2	33
20:30	190	78	135	153	123	680	23,2	27,3	33
21:00	185	78	132	148	120	664	23,2	26,7	33
MAX.=>	198	87	149	157	130	717		29,2	
MIN.=>	148	62	45	107	87	475		18,9	

SUMA(A)	717	
A	**7,748837**	**2,822791**
B	**3,386047**	**1,233488**
C	**5,730233**	**2,087442**
D	**6,12093**	**2,229767**
E	**5,013953**	**1,826512**
TOTAL	**28**	**10,2**

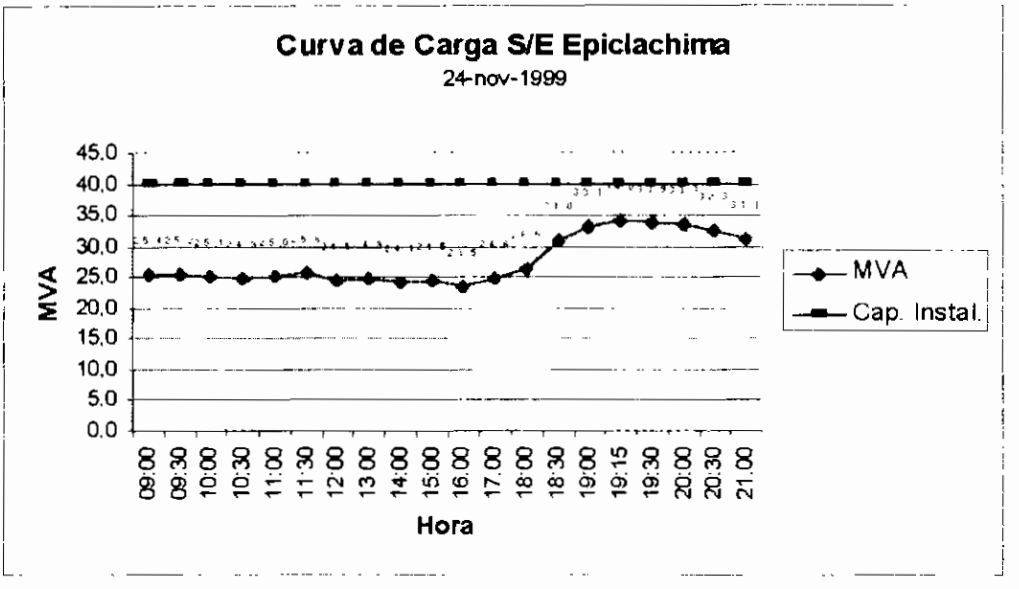
1.16. Subestación Pérez Guerrero (Zona de Carga SE-PG6.3)



HORA	TROLE PROM. A		D PROM A		F PROM. A	TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	43	152	293	293	297	1078	6,32	11,8	20
09:30	42	162	300	300	310	1113	6,30	12,1	20
10:00	32	170	300	303	313	1118	6,30	12,2	20
10:30	37	167	307	308	320	1139	6,30	12,4	20
11:00	20	170	307	317	320	1133	6,30	12,4	20
11:30	33	170	308	315	313	1140	6,30	12,4	20
12:00	**30**	**172**	**313**	**322**	**318**	1155	6,30	12,6	20
13:00	20	170	303	302	325	1120	6,30	12,2	20
14:00	12	153	290	293	302	1050	6,30	11,5	20
15:00	37	162	303	313	308	1123	6,30	12,3	20
16:00	35	170	300	317	303	1125	6,30	12,3	20
17:00	38	170	290	282	287	1067	6,40	11,8	20
18:00	35	180	263	277	267	1022	6,40	11,3	20
18:30	20	170	255	280	257	982	6,40	10,9	20
19:00	83	160	237	267	233	980	6,40	10,9	20
19:15	58	150	220	250	215	893	6,40	9,9	20
19:30	42	140	210	237	203	832	6,40	9,2	20
20:00	17	127	183	223	190	740	6,42	8,2	20
20:30	25	105	168	207	170	675	6,40	7,5	20
21:00	8	98	153	200	155	615	6,40	6,8	20
MAX.=>	83	180	313	322	325	1155		12,6	
MIN.=>	8	98	153	200	155	615		6,8	

SUMA(A)	**1155**	
TROLE	**0,238961**	**0,077922**
C	**1,367388**	**0,445887**
D	**2,495815**	**0,813853**
E	**2,562193**	**0,835498**
F	**2,535642**	**0,82684**
TOTAL	**9,2**	**3**

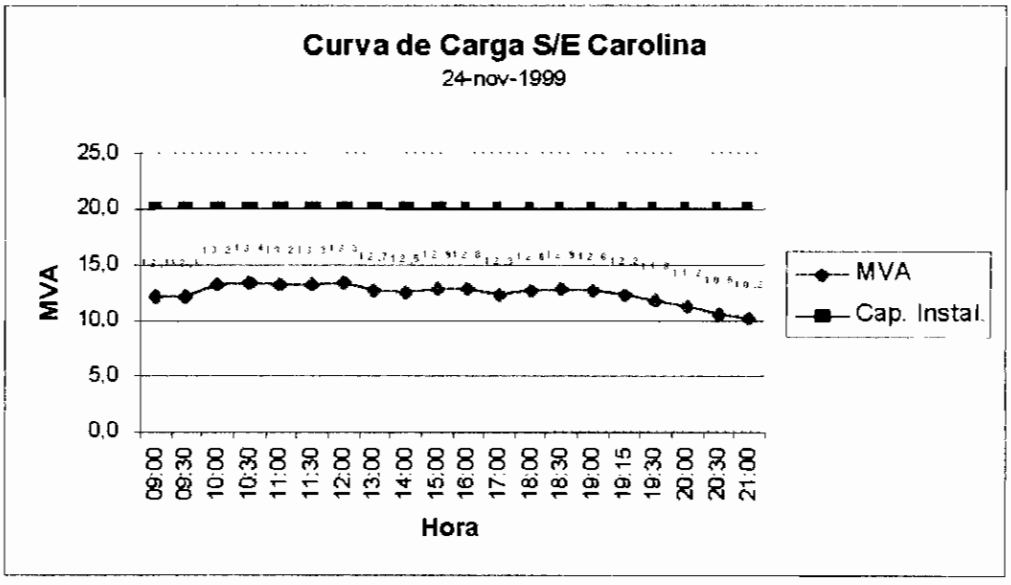
1.17. Subestación Epiclachima (Zona de Carga SE-EPL23)



HORA	A PROMA		C PROMA		E PROMA	TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09.00	112	160	140	132	102	645	22,8	25,4	40
09:30	117	157	132	130	105	641	22,8	25,2	40
10:00	121	157	128	124	108	638	22,8	25,1	40
10:30	121	154	134	126	97	631	22,8	24,9	40
11:00	123	156	123	126	107	635	22,8	25,0	40
11:30	122	158	127	129	112	649	22,8	25,6	40
12.00	123	154	122	125	98	623	22,8	24,5	40
13:00	124	153	140	116	98	631	22,8	24,9	40
14:00	119	158	111	118	107	612	22,8	24,1	40
15:00	121	165	105	122	108	621	22,8	24,5	40
16:00	130	165	107	119	75	596	22,8	23,5	40
17:00	128	169	100	120	100	618	23,0	24,6	40
18:00	147	197	73	142	114	673	22,8	26,5	40
18:30	180	230	77	175	117	778	23,0	31,0	40
19:00	182	255	83	182	120	822	23,3	33,1	40
19:15	**194**	**256**	**110**	**183**	**120**	863	22,8	34,0	40
19:30	197	258	103	180	122	860	22,8	33,9	40
20 00	189	262	92	181	122	846	22,8	33,3	40
20:30	177	258	86	177	114	812	23,0	32,3	40
21:00	170	249	77	170	107	773	23,3	31,1	40
MAX.=>	197	262	140	183	122	863		34,0	
MIN.=>	112	153	73	116	75	596		23,5	

SUMA(A)	**863**	
A	**7,733024**	**2,247972**
B	**10,19112**	**2,962534**
C	**4,384705**	**1,274623**
D	**7,307841**	**2,124372**
E	**4,783314**	**1,390498**
TOTAL	**34,4**	**10**

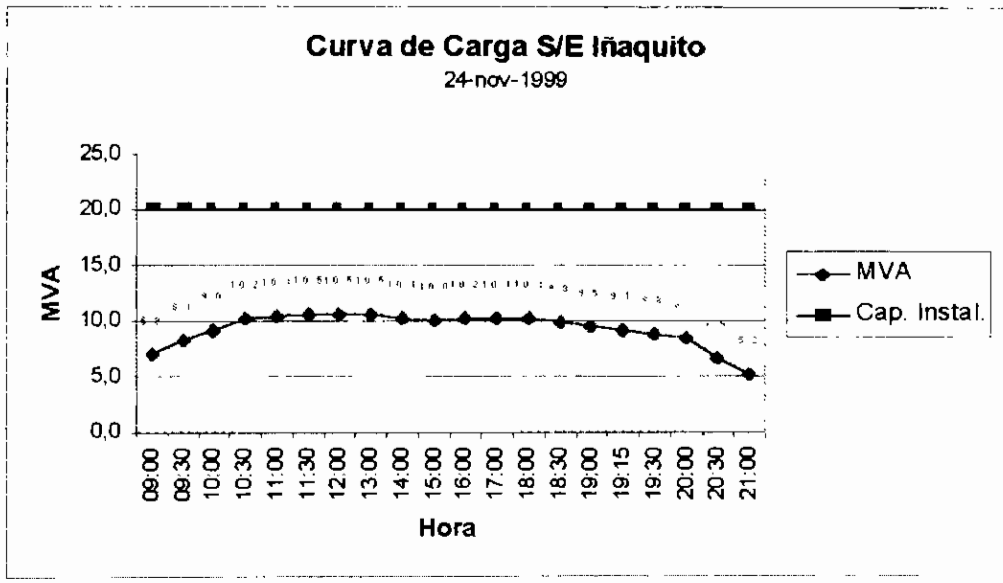
1.18. Subestación Carolina (Zona de Carga CARO-6.3)



HORA	A PROM A		C PROM A		E PROM A			TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	295	285	50	117	338	60		1145	6,10	12,1	20
09:30	295	285	50	117	338	60		1145	6,10	12,1	20
10:00	307	307	50	120	342	110		1235	6,15	13,2	20
10:30	307	305	60	127	340	120		1258	6,15	13,4	20
11:00	292	317	60	123	328	120		1240	6,15	13,2	20
11:30	297	310	60	122	337	120		1245	6,15	13,3	20
12:00	303	313	50	123	335	125		1249	6,15	13,3	20
13:00	293	287	50	122	320	125		1197	6,15	12,7	20
14:00	280	287	50	127	303	130		1177	6,15	12,5	20
15:00	280	310	60	127	307	123	30	1207	6,15	12,9	20
16:00	290	303	60	123	300	125	20	1202	6,15	12,8	20
17:00	287	280	60	123	273	130		1153	6,15	12,3	20
18:00	290	280	65	125	293	130		1183	6,15	12,6	20
18:30	297	273	70	125	320	130		1215	6,15	12,9	20
19:00	280	260	68	125	320	130		1183	6,15	12,6	20
19:15	267	250	68	125	310	130		1150	6,15	12,2	20
19:30	262	230	60	120	310	130		1112	6,15	11,8	20
20:00	257	202	50	120	300	123		1052	6,15	11,2	20
20:30	243	173	50	117	283	120		987	6,15	10,5	20
21:00	240	172	50	112	275	110		958	6,15	10,2	20
MAX.=>	307	317	70	127	342	130	30	1258		13,4	
MIN.=>	240	172	50	112	273	60	20	958		10,2	

SUMA(A)	1258	
A	3,095099	1,02358
B	3,078278	1,01801
C	0,605563	0,20026
D	1,278411	0,42278
E	3,431523	1,13483
F	1,211126	0,40053
TROLE	0	0
TOTAL	12,7	4,2

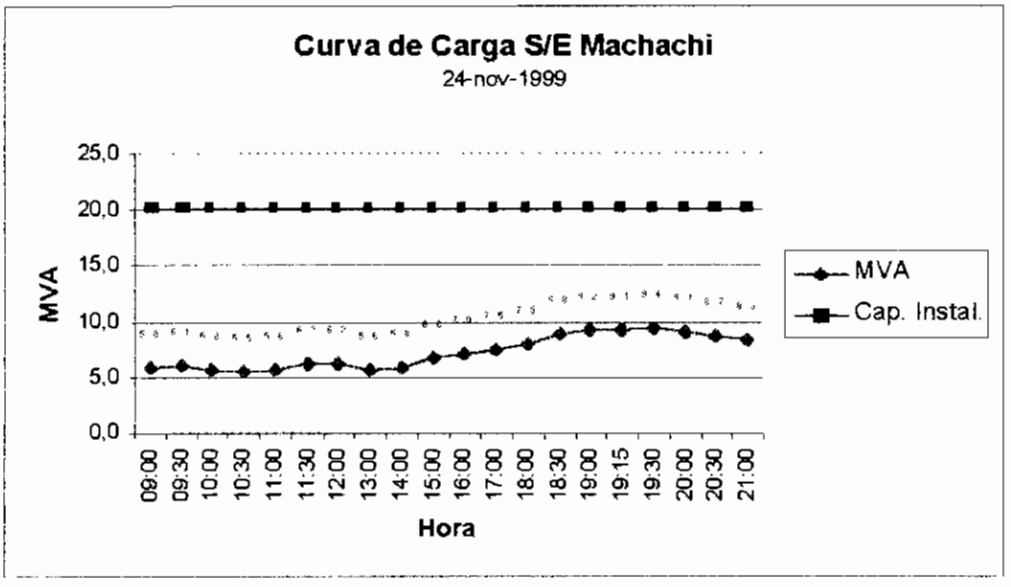
1.19. Subestación Iñaquito (Zona de Carga IÑA-6.3)



HORA	A PROMA		C PROMA		TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	283	50	60	238	632	6,30	6,9	20
09:30	300	50	100	297	747	6,30	8,1	20
10:00	300	50	192	300	842	6,20	9,0	20
10:30	337	100	195	320	952	6,20	10,2	20
11:00	340	100	200	323	963	6,20	10,3	20
11:30	343	100	200	337	980	6,20	10,5	20
12:00	**340**	**100**	**200**	**340**	980	6,20	10,5	20
13:00	340	100	203	333	977	6,20	10,5	20
14:00	327	95	200	320	942	6,20	10,1	20
15:00	330	95	190	320	935	6,20	10,0	20
16:00	330	100	200	323	953	6,20	10,2	20
17:00	320	100	200	320	940	6,20	10,1	20
18:00	320	100	200	320	940	6,30	10,3	20
18:30	300	80	200	320	900	6,30	9,8	20
19:00	283	70	200	320	873	6,30	9,5	20
19:15	273	60	200	300	833	6,30	9,1	20
19:30	263	50	200	290	803	6,30	8,8	20
20 00	248	50	180	287	765	6,30	8,3	20
20:30	200	30	93	277	600	6,30	6,5	20
21:00	150	20	60	250	480	6,30	5,2	20
MAX.=>	343	100	203	340	980		10,5	
MIN.=>	150	20	60	238	480		5,2	

SUMA(A)	**980**	
A	**3,018367**	**1,110204**
B	**0,887755**	**0,326531**
C	**1,77551**	**0,653061**
D	**3,018367**	**1,110204**
TOTAL	**8,7**	**3,2**

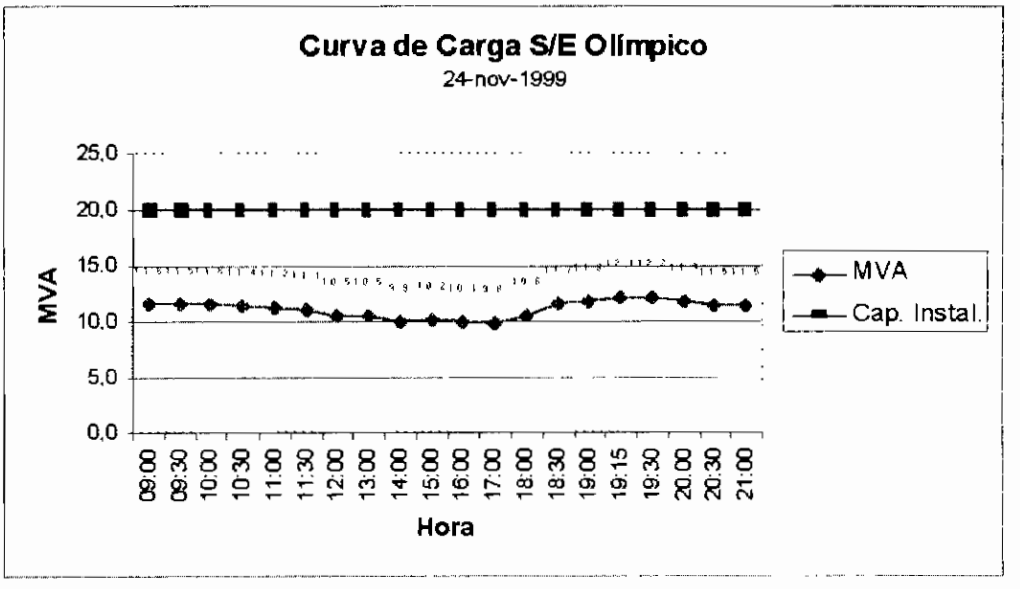
1.20. Subestación Machachi (Zona de Carga MACHA23)



HORA	A PROM. A		C PROM. A		TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	76	33	30	10	149	22,6	5,8	20
09:30	79	34	30	10	152	23,0	6,1	20
10:00	78	33	25	9	145	22,9	5,8	20
10:30	76	33	24	9	141	22,6	5,5	20
11:00	74	33	26	9	143	22,6	5,6	20
11:30	85	33	33	9	159	22,7	6,3	20
12:00	83	33	33	9	157	22,8	6,2	20
13:00	69	33	33	8	142	22,8	5,6	20
14:00	72	33	33	9	147	22,8	5,8	20
15:00	88	43	35	9	175	22,5	6,8	20
16:00	81	50	38	12	181	22,5	7,0	20
17:00	80	55	38	13	186	23,2	7,5	20
18:00	84	59	40	15	199	22,9	7,9	20
18:30	88	70	47	22	227	22,5	8,8	20
19:00	88	74	49	24	234	22,7	9,2	20
19:15	88	73	47	24	233	22,7	9,1	20
19:30	**90**	**73**	**49**	**25**	238	22,8	9,4	20
20:00	92	71	45	24	232	22,7	9,1	20
20:30	89	66	45	22	223	22,6	8,7	20
21:00	85	62	43	19	210	22,8	8,3	20
MAX.=>	92	74	49	25	238		9,4	
MIN.=>	69	33	24	8	141		5,5	

SUMA(A)	**237,6667**	
A	**3,534783**	**1,1783**
B	**2,869565**	**0,9565**
C	**1,917391**	**0,6391**
D	**0,978261**	**0,3261**
TOTAL	**9,3**	**3,1**

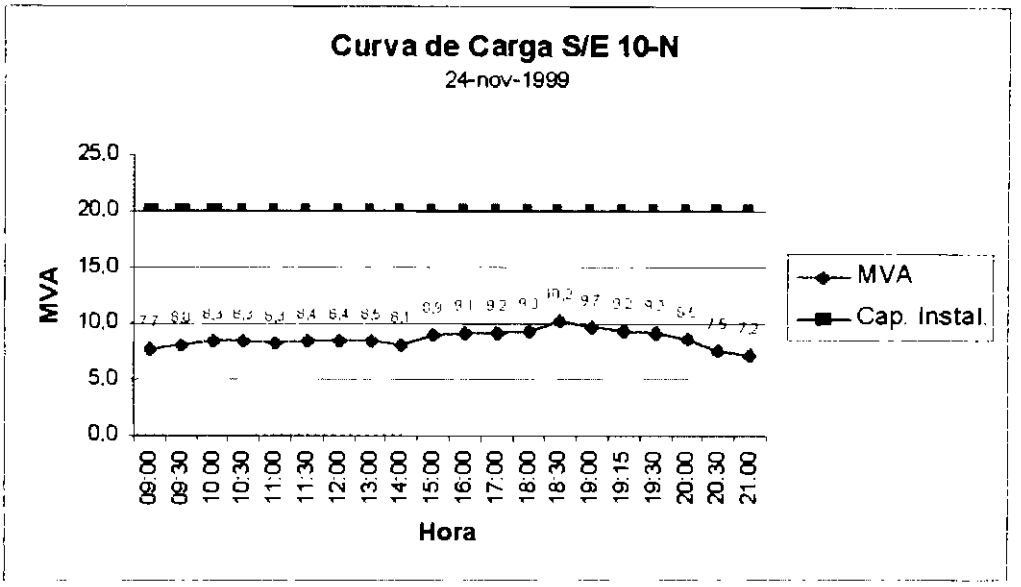
1.21. Subestación Olímpico (Zona de Carga OLIM-6.3)



HORA	A PROM. A		C PROM. A		E PROM. A	TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	200	172	218	305	170	1065	6,30	11,6	20
09:30	187	167	233	303	168	1058	6,30	11,5	20
10:00	195	167	235	302	165	1063	6,30	11,6	20
10:30	202	160	242	300	168	1072	6,15	11,4	20
11:00	192	167	233	298	163	1053	6,15	11,2	20
11:30	202	157	227	300	167	1052	6,10	11,1	20
12:00	140	157	230	290	162	978	6,20	10,5	20
13:00	163	153	222	282	157	977	6,20	10,5	20
14:00	182	147	205	243	147	923	6,20	9,9	20
15:00	190	147	212	248	150	947	6,20	10,2	20
16:00	190	153	213	240	140	937	6,20	10,1	20
17:00	187	147	208	227	140	908	6,20	9,8	20
18:00	140	188	210	260	173	972	6,30	10,6	20
18:30	150	217	210	297	197	1070	6,30	11,7	20
19:00	173	225	200	308	195	1102	6,20	11,8	20
19:15	192	227	193	318	198	1128	6,20	12,1	20
19:30	**210**	**227**	**192**	**312**	**198**	1138	6,20	12,2	20
20:00	210	218	167	310	200	1105	6,20	11,9	20
20:30	200	212	157	303	183	1055	6,30	11,5	20
21:00	205	210	157	300	183	1055	6,30	11,5	20
MAX.=>	210	227	242	318	200	1138		12,2	
MIN.=>	140	147	157	227	140	908		9,8	

SUMA(A)	**1138,333**	
A	**2,324451**	**0,682577**
B	**2,508931**	**0,73675**
C	**2,121523**	**0,622987**
D	**3,44978**	**1,013031**
E	**2,195315**	**0,644656**
TOTAL	**12,6**	**3,7**

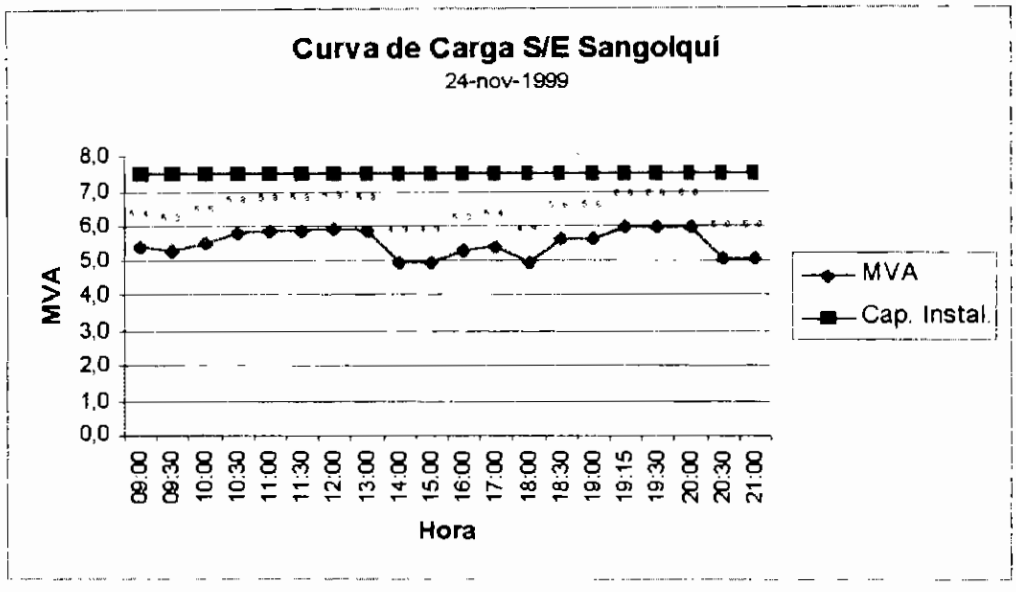
1.22. Subestación Número 10 Nueva (Zona de Carga SE10N6.3)



HORA	A PROM. A		C PROM. A		TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	60	243	140	290	733	6,10	7,7	20
09:30	60	253	140	300	753	6,10	8,0	20
10:00	60	263	140	320	783	6,14	8,3	20
10:30	60	267	140	320	787	6,10	8,3	20
11:00	57	267	142	320	785	6,10	8,3	20
11:30	57	263	150	322	792	6,10	8,4	20
12:00	50	273	150	322	795	6,10	8,4	20
13:00	60	273	140	322	795	6,15	8,5	20
14:00	60	257	140	303	760	6,12	8,1	20
15:00	92	257	150	327	826	6,20	8,9	20
16:00	107	260	142	337	845	6,25	9,1	20
17:00	110	253	152	320	835	6,33	9,2	20
18:00	130	245	155	310	840	6,40	9,3	20
18:30	**221**	**237**	**163**	**310**	931	6,30	10,2	20
19:00	202	228	160	293	884	6,35	9,7	20
19:15	207	207	160	263	837	6,35	9,2	20
19:30	204	207	159	263	833	6,35	9,2	20
20:00	214	173	154	223	764	6,45	8,5	20
20:30	203	140	141	207	691	6,30	7,5	20
21:00	190	127	133	199	649	6,40	7,2	20
MAX.=>	221	273	163	337	931		10,2	
MIN.=>	50	127	133	199	649		7,2	

SUMA(A)	**930,6667**	
A	**1,043266**	**0,663897**
B	**1,118911**	**0,712034**
C	**0,772206**	**0,491404**
D	**1,465616**	**0,932665**
E	**0**	**0**
TOTAL	**4,4**	**2,8**

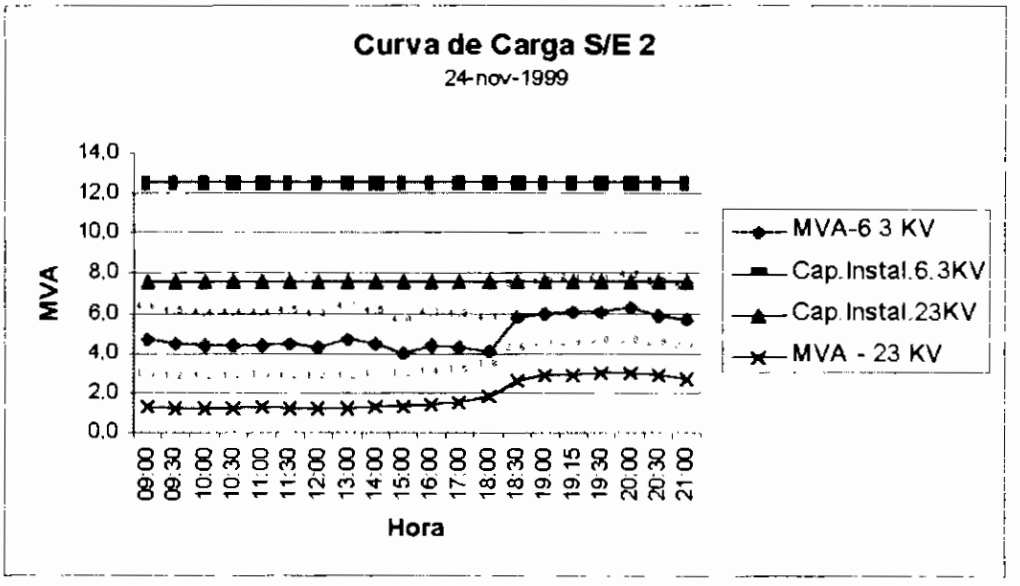
1.23. Subestación Sangolquí (Zona de Carga SANGOL23)



HORA	A PROM. A		TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	75	60	135	23,0	5,4	7,5
09:30	72	60	132	23,0	5,3	7,5
10:00	81	60	141	22,5	5,5	7,5
10:30	73	75	148	22,5	5,8	7,5
11:00	75	75	150	22,5	5,8	7,5
11:30	75	75	150	22,5	5,8	7,5
12:00	75	75	150	22,5	5,9	7,5
13:00	75	75	150	22,5	5,8	7,5
14:00	66	60	126	22,5	4,9	7,5
15:00	66	60	126	22,5	4,9	7,5
16:00	60	75	135	22,5	5,3	7,5
17.00	59	75	134	23,0	5,4	7,5
18 00	66	60	126	22,5	4,9	7,5
18.30	78	65	143	22,5	5,6	7,5
19:00	78	65	143	22,5	5,6	7,5
19:15	78	75	153	22,5	6,0	7,5
19:30	**78**	**75**	153	22,5	6,0	7,5
20:00	78	75	153	22,5	6,0	7,5
20:30	68	60	128	22,5	5,0	7,5
21:00	68	60	128	22,5	5,0	7,5
MAX.=>	81	75	153		6,0	
MIN.=>	59	60	126		4,9	

SUMA(A)	**153**	
A	**3,0588**	**1,0196**
B	**2,9412**	**0,9804**
TOTAL	**6**	**2**

1.24. Subestación Sur (Número 2) (Zona de Carga SE2-6.3 y SE2-23)

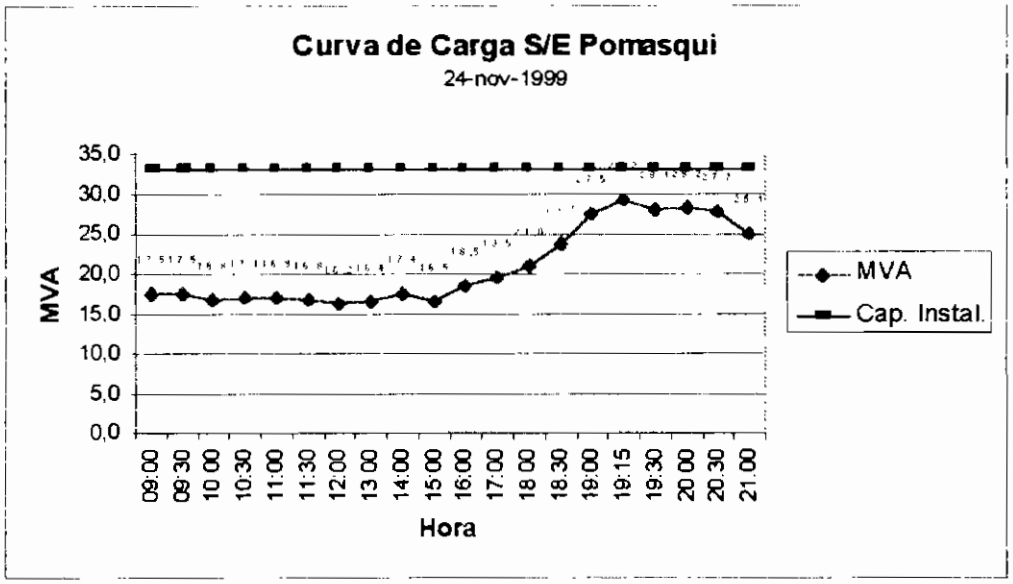


				Capacidad instalada 23 kV
09:00	32	22,8	1,5	7,5
09:30	31	22,8	1,2	7,5
10:00	30	22,8	1,2	7,5
10:30	31	22,8	1,2	7,5
11:00	33	22,8	1,3	7,5
11:30	31	22,8	1,2	7,5
12:00	30	22,8	1,2	7,5
13:00	29	22,8	1,2	7,5
14:00	33	22,8	1,3	7,5
15:00	34	22,8	1,3	7,5
16:00	36	22,8	1,4	7,5
17:00	38	22,8	1,5	7,5
18:00	45	22,8	1,8	7,5
18:30	66	22,8	2,6	7,5
19:00	73	22,8	2,9	7,5
19:15	74	22,8	2,9	7,5
19:30	75	22,8	3,0	7,5
20:00	75	22,8	3,0	7,5
20:30	73	22,8	2,9	7,5
21:00	68	22,8	2,7	7,5
MAX.=>	75			
MIN.=>	29		1,2	

			TOTAL S/E - 6.3 A	kV	TOTAL S/E - 6.3 MVA-6.3 kV	Capacidad instalada 6.3 kV
170	123	130	422	6,35	4,6	12,5
170	115	120	405	6,35	4,5	12,5
160	110	130	400	6,35	4,4	12,5
170	110	120	400	6,35	4,4	12,5
170	110	120	400	6,35	4,4	12,5
180	110	120	410	6,35	4,5	12,5
170	110	110	390	6,35	4,2	12,5
170	130	125	425	6,35	4,7	12,5
170	115	120	405	6,35	4,5	12,5
140	115	110	365	6,35	4,0	12,5
140	125	130	395	6,35	4,3	12,5
140	115	130	385	6,35	4,2	12,5
123	110	140	373	6,35	4,1	12,5
150	160	203	503	6,55	5,7	12,5
150	155	220	525	6,55	5,9	12,5
160	157	220	537	6,55	6,1	12,5
160	157	220	537	6,55	6,1	12,5
150	**163**	**243**	**557**	**6,45**	**6,2**	**12,5**
140	158	227	525	6,45	5,9	12,5
140	152	223	515	6,40	5,7	12,5
170	163	242	557		6,2	
123	110	110	365		4,0	

SUMA (A)	**407**	
C	**1,12459**	**0,5221**
D	**1,67641**	**0,7779**
TOTAL	**2,8**	**1,3**

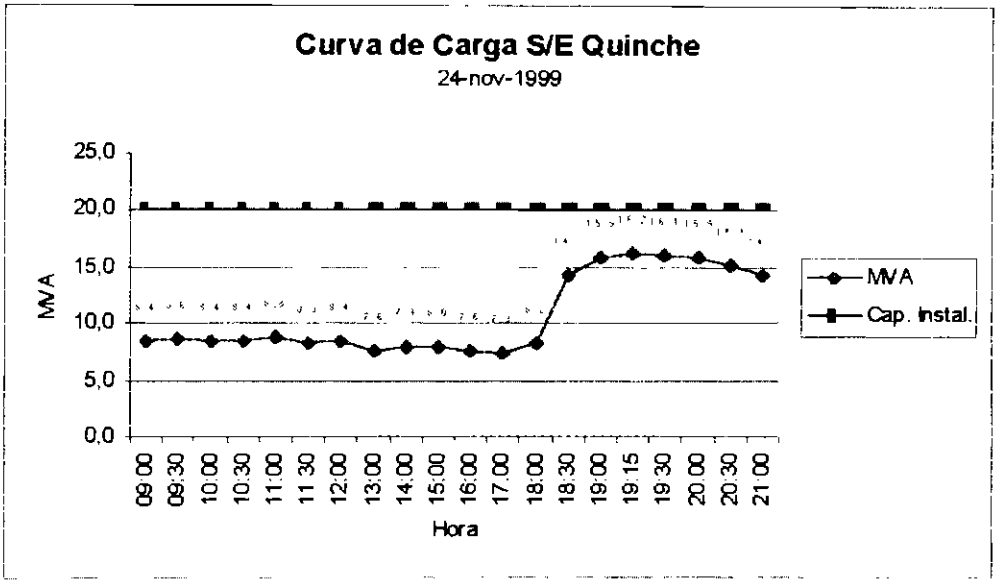
1.25. Subestación Pomasqui (Zona de Carga POMAS-23)



HORA	A PROM. A		C PROM A		TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	MVAR	Capacidad Instalada
09:00	137	143	80	92	452	22,4	17,5	4,18	33
09:30	133	145	77	94	449	22,5	17,5	4,18	33
10:00	129	138	79	87	433	22,4	16,8	4,18	33
10:30	130	140	82	88	440	22,4	17,1	4,18	33
11:00	135	135	81	85	436	22,4	16,9	4,18	33
11:30	141	134	79	81	435	22,3	16,8	4,18	33
12:00	135	130	67	84	415	22,5	16,2	4,18	33
13:00	129	131	79	82	422	22,5	16,4	4,18	33
14:00	134	141	85	88	448	22,4	17,4	4,18	33
15:00	141	144	73	68	426	22,3	16,5	4,17	33
16:00	180	155	71	71	477	22,4	18,5	4,15	33
17:00	168	170	81	80	499	22,5	19,5	4,21	33
18:00	163	157	110	112	541	22,4	21,0	4,19	33
18:30	192	185	131	108	616	22,2	23,7	4,21	33
19:00	208	200	139	169	717	22,1	27,5	4,28	33
19:15	**213**	**205**	**147**	**175**	740	22,8	29,2	4,31	33
19:30	204	205	135	177	722	22,5	28,1	4,16	33
20:00	208	201	128	171	707	23,0	28,2	4,21	33
20:30	200	197	132	165	694	23,0	27,7	4,29	33
21:00	189	186	122	150	647	22,4	25,1	4,19	33
MAX.=>	213	205	147	177	740		29,2		
MIN.=>	129	130	67	68	415		16,2		

SUMA(A)	**740**	
A	**8,199685**	**2,70446**
B	**7,904548**	**2,60711**
C	**5,671769**	**1,87069**
D	**6,723998**	**2,21774**
TOTAL	**28,5**	**9,4**

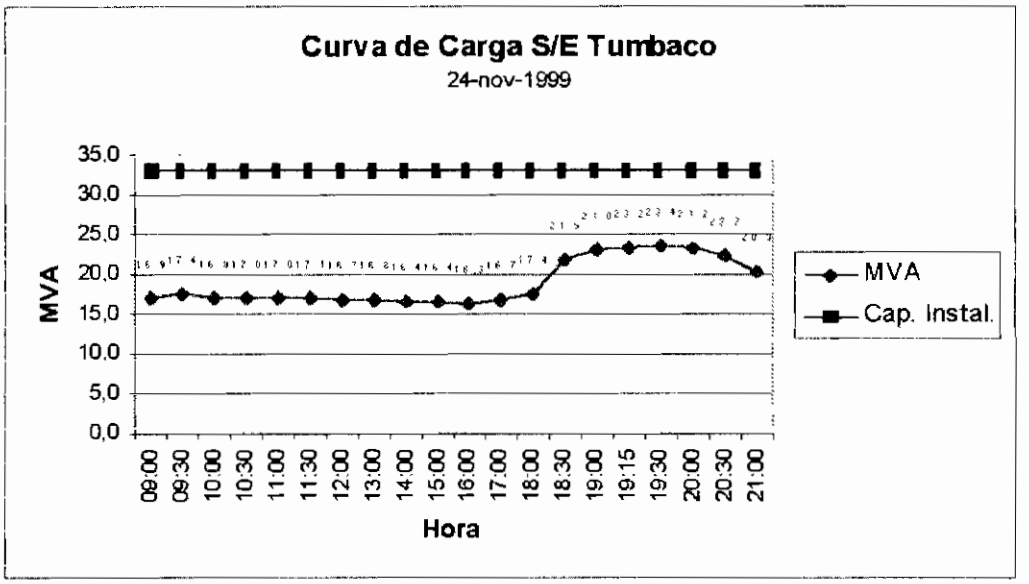
1.26. Subestación El Quinche (Zona de Carga QUIN-23)



HORA	B PROM. A		D PROM. A	F P	TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	70	67	74	0,99	212	23,0	8,4	20
09:30	73	69	73	0,99	215	23,0	8,6	20
10:00	70	68	72	0,99	210	23,0	8,4	20
10:30	71	67	74	0,99	212	23,0	8,4	20
11:00	72	74	74	0,99	220	23,0	8,8	20
11:30	67	68	73	0,99	208	23,0	8,3	20
12:00	68	68	74	0,99	210	23,0	8,4	20
13:00	58	65	68	0,99	191	23,0	7,6	20
14:00	63	62	73	0,99	197	23,0	7,9	20
15:00	64	65	71	0,99	201	23,0	8,0	20
16:00	61	62	67	0,99	190	23,0	7,6	20
17:00	60	64	60	0,99	184	23,0	7,3	20
18:00	78	69	59	0,99	206	23,0	8,2	20
18:30	119	95	145	0,99	359	23,0	14,3	20
19:00	145	104	151	0,99	400	23,0	15,9	20
19:15	**145**	**106**	**156**	0,99	407	23,0	16,2	20
19:30	146	103	155	0,99	403	23,0	16,1	20
20:00	147	99	152	0,99	398	23,0	15,9	20
20:30	143	91	146	0,99	379	23,0	15,1	20
21:00	138	85	137	0,99	359	23,0	14,3	20
MAX.=>	147	106	156		407		16,2	
MIN.=>	58	62	59		184		7,3	

SUMA (A)	**407,00**	
B	**5,62**	**1,79**
C	**4,11**	**1,31**
D	**6,07**	**1,94**
TOTAL	**15,80**	**5,04**

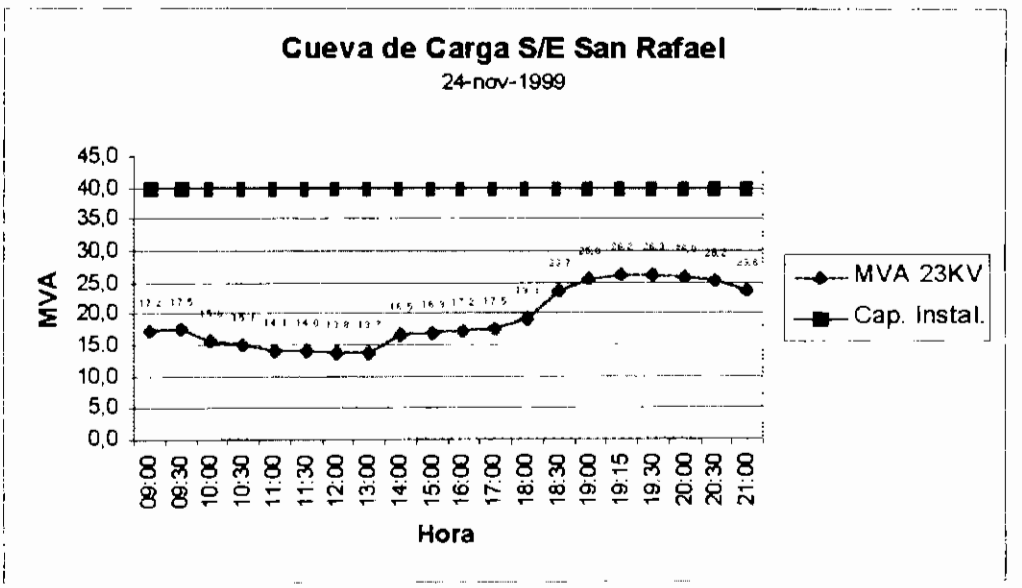
1.27. Subestación Tumbaco (Zona de Carga TUMB-23)



HORA	A PROM. A		C PROM. A		E PROM. A	TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	87	73	20	145	109	434	22,5	16,9	33
09:30	85	77	20	145	113	440	22,8	17,4	33
10:00	85	77	20	145	107	434	22,5	16,9	33
10:30	87	79	20	145	106	437	22,5	17,0	33
11:00	85	80	20	145	107	437	22,5	17,0	33
11:30	87	80	20	145	107	439	22,5	17,1	33
12:00	87	82	20	130	111	429	22,5	16,7	33
13:00	85	77	20	145	105	432	22,5	16,8	33
14:00	85	73	20	130	113	422	22,5	16,4	33
15:00	83	70	20	135	113	422	22,5	16,4	33
16:00	83	72	20	130	113	418	22,5	16,3	33
17:00	83	70	20	145	105	423	22,8	16,7	33
18:00	90	73	20	145	113	442	22,8	17,4	33
18:30	107	103	30	175	138	553	22,8	21,9	33
19:00	110	107	47	180	140	583	22,8	23,0	33
19:15	113	110	37	180	148	588	22,8	23,2	33
19:30	**113**	**110**	**47**	**180**	**143**	593	22,8	23,4	33
20:00	110	103	47	180	147	587	22,8	23,2	33
20:30	105	98	37	175	148	563	22,8	22,2	33
21:00	100	90	30	165	128	513	22,8	20,3	33
MAX.=>	113	110	47	180	148	593		23,4	
MIN.=>	83	70	20	130	105	418		16,3	

SUMA(A)	**593,3333**	
A	**4,698876**	**1,719101**
B	**4,560674**	**1,668539**
C	**1,934831**	**0,707865**
D	**7,462921**	**2,730337**
E	**5,942697**	**2,174157**
TOTAL	**24,6**	**9**

1.28. Subestación San Rafael (Zona de Carga SF-13.8)

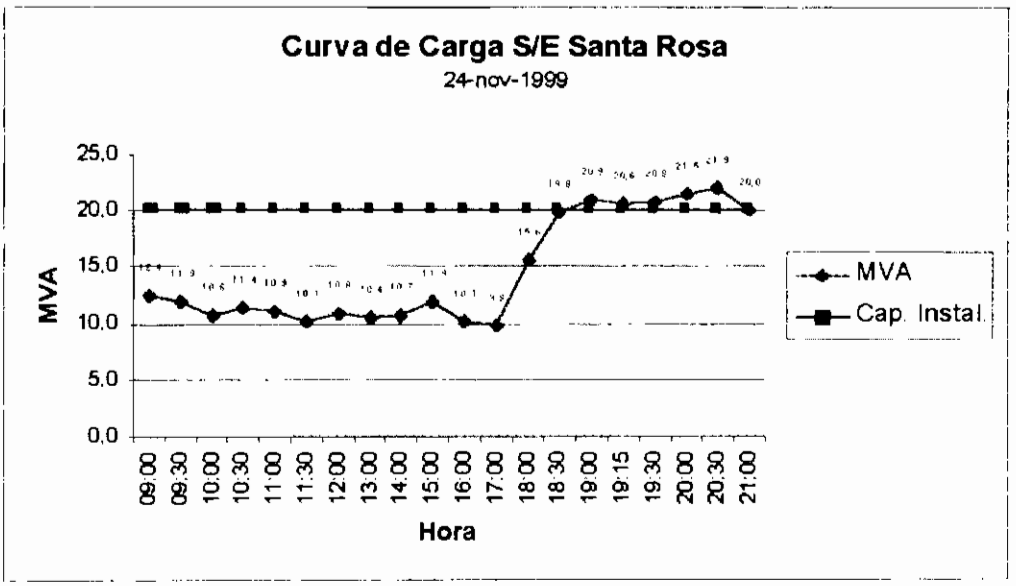


						TOTAL S/E A	FV	TOTAL S/E MVA 23KV	Capacidad instalada
09:00	60	100	10	75	197	442	22,5	17,2	40
09:30	60	100	10	76	199	444	22,7	17,3	40
10:00	64	101	10	78	144	396	22,8	15,6	40
10:30	65	101	10	79	124	380	22,9	15,1	40
11:00	67	102	10	80	96	355	22,9	14,1	40
11:30	63	102	10	80	99	355	22,8	14,0	40
12:00	63	99	10	79	96	346	23,0	13,8	40
13:00	63	97	20	76	93	349	22,7	13,7	40
14:00	62	100	10	145	107	424	22,5	16,6	40
15:00	67	100	10	148	109	434	22,5	16,9	40
16:00	72	100	10	152	109	442	22,5	17,2	40
17:00	73	101	10	163	111	449	22,5	17,5	40
18:00	83	114	10	163	124	495	22,5	19,3	40
18:30	103	158	10	186	148	609	22,5	23,7	40
19:00	113	177	10	200	156	656	22,5	25,6	40
19:15	110	196	10	203	156	675	22,4	26,2	40
19:30	**111**	**196**	**10**	**203**	**156**	675	22,5	26,3	40
20:00	110	187	10	205	155	667	22,5	26,0	40
20:30	105	182	10	202	147	646	22,5	25,2	40
21:00	97	168	10	187	136	597	22,8	23,6	40
MAX.=>	113	196	20	205	199	675		26,3	
MIN.=>	60	97	10	75	93	346		13,7	

			TOTAL S/E MVA
13,7	24	20	474,6
13,8	24	21	509,0
13,7	22	20	474,6
13,8	22	20	478,0
13,9	22	20	481,5
13,9	20	20	481,5
13,9	30	27	642,0
14,0	26	23	565,8
14,0	26	23	565,8
14,0	26	23	549,6
14,0	26	24	582,0
14,0	24	21	517,3
14,0	24	24	582,0
13,9	30	28	669,3
13,8	30	29	689,2
13,8	30	29	685,2
13,8	31	29	685,2
13,8	30	29	685,2
14,0	28	25	614,3
14,0	26	23	565,8
	30	29	685,2
	20	20	474,6

SUMA(A)	675	
A	4,358934	1,278184
B	7,680662	2,252221
CHILOS	0,39388	0,115499
F	8,008885	2,34947
D	6,157651	1,805627
TOTAL	26,6	7,8

1.29. Subestación Santa Rosa (SEQ) (Zona de Carga S-ROSA23)



HORA	D PROMA		A PROMA		TOTAL S/E A	KV	TOTAL S/E MVA	Capacidad Instalada
09:00	78	145	42	47	312	23,0	12,4	20
09:30	73	148	30	47	298	23,0	11,9	20
10:00	58	137	23	48	267	23,0	10,6	20
10:30	58	147	30	50	285	23,0	11,4	20
11:00	58	137	25	55	275	22,9	10,9	20
11:30	58	117	25	55	255	22,9	10,1	20
12:00	58	137	25	52	272	22,9	10,8	20
13:00	58	122	30	52	262	22,9	10,4	20
14:00	57	137	27	50	270	22,9	10,7	20
15:00	73	127	35	60	295	23,2	11,9	20
16:00	73	120	35	27	255	22,8	10,1	20
17:00	23	120	32	70	245	23,0	9,8	20
18:00	110	130	62	90	392	23,0	15,6	20
18:30	140	150	83	120	493	23,2	19,8	20
19:00	157	140	92	137	525	23,0	20,9	20
19:15	143	143	92	133	512	23,2	20,6	20
19:30	140	143	92	143	518	23,2	20,8	20
20:00	160	158	85	137	540	23,0	21,5	20
20:30	**157**	**155**	**127**	**107**	546	23,2	21,9	20
21:00	147	147	72	137	502	23,0	20,0	20
MAX.=>	160	158	127	143	546		21,9	
MIN.=>	23	117	23	27	245		9,8	

SUMA(A)	**546**	
A	**4,805131**	**1,043956**
B	**5,879963**	**1,277473**
C	**4,071717**	**0,884615**
D	**5,943189**	**1,291209**
TOTAL	**20,7**	**4,5**

ANEXO IV
Consideraciones para Taps de Transformadores

1. METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LAS CONDICIONES APLICADAS EN LA TABLA DE CONTROL AUTOMATICO DE VOLTAJE PARA TRANSFORMADORES

Es necesario considerar que al momento de introducir los datos para los transformadores de potencia, es posible ingresar la tabla de valores correspondientes al sistema de control automático de voltaje (AVR). A continuación se presenta la tabla correspondiente a los valores ingresados para los transformadores de potencia del Sistema Eléctrico Quito de acuerdo a la configuración del sistema para el año 1.999.

BARRA 1	BARRA 2	BARRA CONTROLADA	REGULACION MAXIMA	REGULACION MINIMA	TAP MAXIMO	TAP MINIMO	PASO
106	100	106	1,02200	0 90680	1,03000	0.97000	0.00239
106	220	106	1,00430	0.90870	1,03000	0.97000	0.02390
109	210	109	1,05000	0.95000	1,03000	0 97000	0.02500
111	213	111	1,05000	0 95000	1,01000	0.99000	0 02500
191	291	191	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01200
202	101	202	1,05000	0.95000	1,03000	0.97000	0.02500
204	104	204	1,05000	0.95000	1,03000	0 97000	0.02500
204	105	204	0,99998	0.90460	1,03000	0.97000	0 02380
205	287	205	1,04740	0.85700	1,01000	0.99000	0.00732
208	259	208	1,04740	0.85700	1,01000	0.99000	0.01190
209	261	209	1,04740	0.85700	1,01000	0.99000	0.01190
215	103	215	1,05000	0.95000	1,03000	0.97000	0.02500
215	219	219	1,15000	0,85000	1,01000	0,99000	0,01250
215	214	215	1,04740	0.85700	1,05000	0.95000	0.01190
215	218	218	1,04740	0.85700	1,01000	0.99000	0.01190
215	219	219	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01250
216	220	216	1,05000	0.95000	1,05000	0.95000	0 02500
226	251	226	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01875
231	284	231	1,04740	0.85700	1,01000	0 99000	0.01190
235	297	235	1,04740	0.85700	1,01000	0.99000	0.01190
236	292	236	1,04740	0.85700	1,01000	0.99000	0.00732
243	242	243	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0 01875
247	249	249	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
250	240	240	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
250	240	240	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
252	225	225	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01880
252	614	614	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01250
253	239	239	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01250
262	244	244	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01250
263	230	230	1,05000	0.95000	1,01000	0.99000	0.01875
267	245	245	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01875
269	222	222	1,14000	0.81260	1,01000	0.99000	0.01200
269	248	248	1,10000	0 90000	1,01000	0.99000	0.01250
269	324	269	1,10000	0.90000	1,01000	0.99000	0.01250

BARRA 1	BARRA 2	BARRA CONTROLADA	REGULACION MAXIMA	REGULACION MINIMA	TAP MAXIMO	TAP MINIMO	PASO
274	224	224	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
277	223	223	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01880
277	223	223	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01880
281	232	232	1,15000	0.85000	1,01000	0 99000	0.01250
282	229	229	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01880
286	241	241	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01250
287	234	234	1,04740	0.85700	1,01000	0.99000	0.00732
291	191	291	1,14000	0.84260	1,10000	0,99000	0.01200
291	221	221	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
293	206	293	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.01880
294	421	421	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
295	301	301	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
296	233	233	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
299	300	300	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
323	322	322	1,14000	0.84260	1,01000	0.99000	0.01860
325	285	285	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.00630
552	294	294	1,10000	0.90000	1,01000	0.99000	0.00630
552	294	294	1,10000	0.90000	1,01000	0.99000	0.00630
589	286	286	1,05000	0.95000	1,01000	0.99000	0.02500
589	286	286	1,15000	0.85000	1,01000	0.99000	0.00630
1.999	552	552	1,10000	0.90000	1,01000	0.99000	0.00625
2.000	1.999	-	1,05000	0.95000	1,01000	0 99000	0.00625

Fuente: Ref. 4 ***Elaboración: Sebastián Torres***

En esta tabla es posible observar que existen ciertos valores para la regulación mínima y máxima que no se encuentran dentro de los parámetros típicos para estas magnitudes (Ref. 6), considerados dentro del rango comprendido entre 1,10 - 0,90 p.u., siendo necesario ejemplificar la manera de cálculo de estos valores para evitar malas interpretaciones.

1.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUBESTACIÓN 17

A continuación se presenta un extracto referente a las posiciones que puede presentar el paso de TAP del lado primario para el transformador de potencia que se encuentra en la subestación número 17.

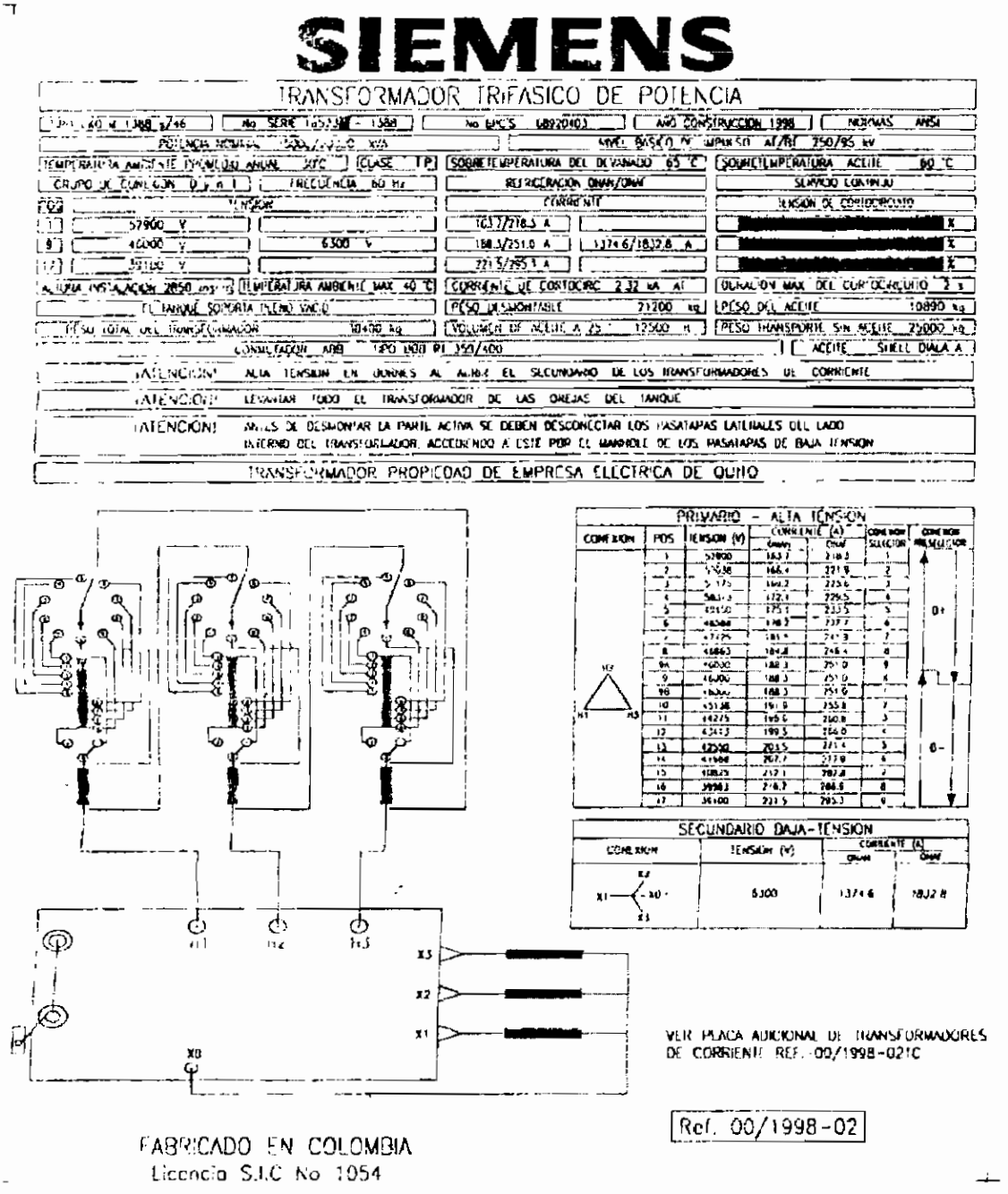
POSICIÓN	TENSIÓN (V)
1	52 900
2	57.038
3	51.125
4	50.313
5	49.450

POSICIÓN	TENSIÓN (V)
9	46.000
98	46.000
10	45.138
11	44.225
12	43.413

POSICIÓN	TENSIÓN (V)
6	48.588
7	47.725
8	46.863
8A	46.000
9	46.000

POSICIÓN	TENSIÓN (V)
13	42.550
14	41.688
15	40.825
16	39.963
17	39.100

A continuación se presenta un diagrama con los datos de placa correspondientes al transformador, en donde consta la tabla anterior.



Ahora se procederá a indicar la formulación de cálculo del paso del transformador y de sus límites inferior y superior para la regulación, en p.u.

$tap_{nom} = 1$

$Paso = 46863 - 46000$

$Paso_{pu} = \frac{863}{46000}$

$Paso_{pu\%} = 100 \cdot Paso_{pu}$

$Paso_{pu\%} = 1.876$ Si tenemos 8 pasos

$Pasos \quad 8 \cdot Paso_{pu\%}$

En por unidad: $Pasos_{pu} = 0.15$

$tap_{max} \quad tap_{nom} + Pasos_{pu} \qquad tap_{max} = 1.15$

$tap_{min} = tap_{nom} - Pasos_{pu} \qquad tap_{min} \quad 0.85$

1.2. TRANSFORMADOR CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUANGOPOLO EN 2.3 kV

POSICIÓN	TENSIÓN (V)
1	43.700
2	44.900
3	46.000
4	47.200
5	48.300

En este caso se deben considerar pasos diferentes hacia abajo y hacia arriba.

Guangopolo 2.3kV

Hacia Arriba:

$$Paso = 46000 - 44900$$

$$Paso_{pu} = \frac{Paso}{46000}$$

$$Paso_{pu\%} = 100 \cdot Paso_{pu}$$

$$Paso_{pu\%} =$$

Hacia Abajo:

$$Paso = 47200 - 46000$$

$$Paso_{pu} = \frac{Paso}{46000}$$

$$Paso_{pu\%} = 100 \cdot Paso_{pu}$$

$$Paso_{pu\%} =$$ El último paso es 5% en ambos casos

1.3. TRANSFORMADOR CENTRAL HIDROELÉCTRICA GUANGOPOLO EN 6,3 kV

El transformador de potencia de elevación es de 43,8 / 6,3 kV. En este caso se debe considerar que la relación 46/6,3 kV no se cumple exactamente, por lo que se debe considerar este factor para el cálculo del paso.

POSICIÓN	TENSIÓN (V)	PORCENTAJE
1	45.390	+5 0%
2	44.895	+2.5%
3	46.000	
4	42.705	-2.5%
5	41.610	-5.0%

Guangopolo en 6.3

$tap_{nom} = 1$

$Correcion = \frac{43800}{46000}$ $\quad Correcion = 0.952$

$tap_{max} = 1.05 \cdot Correcion$ $\quad tap_{max} = 0.99978$

$tap_{min} = 0.95 \cdot Correcion$ $\quad tap_{min} = 0.90457$

1.4. TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL EN 23 kV

A partir del dato de placa del transformador se obtuvieron los siguientes valores:

$tap_{max} = tap_{nom} + Pasos_{pu}$ $\quad tap_{max} = 1.15$

$tap_{min} = tap_{nom} - Pasos_{pu}$ $\quad tap_{min} = 0.85$

PARÁMETRO	DATO
TIPO	TRANSFORMADOR 3ϕ
REL. POTENCIA	20/26,7/33 MVA
REL. VOLTAJE	46/23 kV
Z en 20 MVA	10,35%
REGULACIÓN	+8 * 1,875%

San Rafael 23 kV

$$Correcion = \frac{\left(\frac{46000}{23000}\right)}{\left(\frac{46000}{22800}\right)} \qquad Correcion = 0.991$$

$tap_{max} = 1.15 \cdot Correcion$ $\quad tap_{max} = 1.14$

$tap_{min} = 0.85 \cdot Correcion$ $\quad tap_{min} = 0.8426$

ANEXO V
Ejemplo de Cálculo para líneas en 46 kV utilizando Valores Unitarios

EMPRESA ELECTRICA QUITO S A
DIVISION DE PLANIFICACION
DPTO PLANIFICACION SEP

PLAN DE OBRAS 2000 - 2010, COSTOS A 2000 — L/T 46KV S/E C. NAYON-S/E EL QUINCHE - — 16,0

EQUIPOS Y MATERIALES DE L/T 46 KV	15-Dic-00 UNIDAD	CANTIDAD	MAT. IMP. DOLARES (FOB) UNITARIO	MAT. IMP. DOLARES (FOB) TOTAL	MATERIAL LOCAL DOLARES UNITARIO	MATERIAL LOCAL DOLARES TOTAL
CONDUCTORES, AISLADORES Y ACCESORIOS						
CONDUCTOR ACSR 477 KCM "FLICKER"	metro	60000			3	207 836
CABLE DE ACERO GALVANIZADO 3/8"	metro	20000	1	16.272		
ACCESORIO ROTULA - OJO	c/u	420	6	2 392		
ACCESORIO BOLA - OJO 3/4"	c/u					
ACCESDRIO BOLA - OJO OVALADO	c/u	300	6	1 861		
GRAPA DE SUSPENSION CONDUCTOR 477 KCM "FLICKER"	c/u	109	42	4 600		
GRAPA DE SUSPENSION CABLE ACERO GALVANIZADO 3/8"	c/u					
GRAPA DE RETENCION CONDUCTOR 477 KCM "FLICKER"	c/u	300	56	16 842		
GRAPA DE RETENCION CABLE ACERO GALVANIZADO 3/8"	c/u	72	22	1 618		
GRILLETE - CANDADO	c/u					
EYE LINK	c/u					
CONECTOR PUESTA TIERRA (PLANCHA PLANA)	c/u	138			10	1 338
HORQUILLA Y - BOLA	c/u	109	14	1 541		
VARILLAS DE ARMAR PARA CONDUCTOR 477 KCM	c/u	87	28	2 442		
VARILLAS DE ARMAR PARA CABLE ACERO GALVANIZADO 3/8"H G	c/u	102	22	2 199		
PESAS	c/u					
AISLADOR DE SUSPENSION ANSI 52-3	c/u	1960			14	27 606
AISLADOR LINE POST	c/u	320	84	26.946		
CONECTOR RANURAS PARALELAS CONDUCTOR 477 KCM "FLICKER"	c/u	152			10	1 474
CONECTOR RANURA PARALELAS PARA CABLE ACERO GALV 3/8"H G	c/u	138	7	954		
Y CLEVIS-EYE PARA CABLE ACERO GALVANIZADO 3/8"	c/u					
GRAPA BASCULANTE PARA CABLE ACERO GALVANIZADO 3/8"H G	c/u	102	28	2.863		
ESLABON DE OJO	c/u	72			5	382
CINTA DE ARMAR (1 22mmx7 62mmx4000)	c/u	316	1	450		
AISLADOR DE RETENIDA 17 cm (HUEVO)	c/u	15			7	109
GRAPA RANURA PARALELA PARA TENSOR	c/u	58	6	330		
HIERRO RIEL ANCLAJE TENSOR. 4m	c/u	15	56	842		
CABLE ACERO 3/8", SIEMENS MARTIN	metro	436			1	244
GUARDACABO PARA CABLE ACERO 3/8"	c/u	14	4	58		
CRUCETA DE HIERRO UPN10, DE 5.8 m	c/u	22			157	3 484
CRUCETA DE HIERRO UPN10, DE 3 0 m	c/u	11			79	866
ESTRUCTURA DE EXTEN PUNTA DE POSTE PARA CABLE DE GUARDIA	c/u	18			79	1 417
ABRAZADERA DE VARILLA DE ACERO DIAME 5/8",CON 6 TUERCAS	c/u	55			7	400
PIE AMIGO DE HIERRO ANGULO 2 1/2x2 1/2x1/4 L 1 56 m	c/u	109			1	75
PERNO U DIAMETRO 5/8" DE 70 mm DE ABERTURA	c/u	87			2	151
ABRAZADERA PLETINA,SIMPLE,GALVANIZADO,3 PERNOS,1 SOLDADO	c/u	55			4	197
JUEGO DE ESCALONES PARA POSTE DE 18 m	c/u	62			58	3 593
JUEGO DE ESCALONES PARA POSTE DE 21 m	c/u	36			72	2 606
ABRAZADERA PLETINA,DOBLE VIA,Y DOS PERNOS ROSCA CORRIDA	c/u	44			4	193
PERNO ROSCA CORRIDA PARA AMARRE DE CRUCETA DOBLE	c/u					
ABRAZADERA DE PLETINA,DOBLE VIA,4 PERNOS,2 SOLDADOS	c/u					
ADAPTADOR OJO - BOLA	c/u	22	6	125		
ADAPTADOR OJO -OJO	c/u					
ESTRUCTURAS Y POSTES						
OLMO 630/F4/3T	c/u	7	5 189	36 325		
OLMO 630/H41/3T	c/u	4	5 782	23 128		
ARCE 450/F5/13 95	c/u	4	3.948	15 791		
ARCE 900/F5/13 95	c/u					
ARCE 1400/F5/13 95	c/u					
ARCE 1800/H41/11 70	c/u	4	8 739	34.958		
POSTE 21 m 1800 KG UTIL HORIZONTAL	c/u					
POSTE 18 m 750 KG UTIL HORIZONTAL	c/u	62			314	19 448
POSTE 18 m 750 KG UTIL HORIZ. Y 600 KG UTIL VERTICAL	c/u					
POSTE 21 m 750 KG UTIL HORIZONTAL	c/u	12			326	3 910
POSTE 21 m Y TENSOR	c/u					
DOBLE POSTE 18 m JC	c/u					
NIPPON DENRO TIPO SR	c/u	7	3 483	24 380		
TORRE TIPTON T-11	c/u	18	1 823	32.817		
ACCESORIOS PARA MALLA DE TIERRA						
VARILLA TIERRA COPPERWELD 5/8"x10'	c/u	58			24	1 379
GRAPA A SUPERFICIE PLANA	c/u	58	11	649		
GRAPA A VARILLA DE 5/8"	c/u	58			6	321
CONDUCTOR DE COBRE #2 AWG	metro	902			2	1 769
CONECTOR EN CRUZ PARA CABLE DE COBRE #2 AWG	c/u					
TUBO CONDUIT DE 1/2"	c/u	58			1	56
CONSTRUCCION Y MONTAJE						
REPLANTEO Y DESBROCE	kilometro	16			410	6 554
CAMINOS DE ACCESO	kilometro	16			1 412	22 587
FUNDACIONES	kilometro	18			2.975	47 602
TRANSPORTE Y ERECCION POSTES HORMIGON	kilometro	11			1 552	17 385
ERECCION DE TORRES METALICAS	kilometro	5			787	3 777
TENDIDO DE CONDUCTOR	kilometro	16			3 503	56 053
TOTAL(FOB) ===>				250 385		278.835
TRANSPORTE ===>				21 283		4 075
TOTAL(CIF) ===>				271 668		282.910
			ARANCELES			20 647
			DISEÑO			18 856
			OBRA CIVIL			76 743
			MONTAJE			77 215
			SUPERVISION			16 637
			TOTAL	271 668		493.007
				$USA/Km => 47.792,2		764 675

EMPRESA ELECTRICA QUITO S A
DIVISION DE PLANIFICACION
DPTO PLANIFICACION SEP

PLAN DE OBRAS 2000 - 2010, COSTOS A 2000 — L/T 46KV S/E 15-S/E 17 Y 19 — 2,3

EQUIPOS Y MATERIALES DE L/T 46 KV	15-Dic-00 UNIDAD	CANTIDAD	MAT IMP DOLARES (FOB) UNITARIO	MAT IMP DOLARES (FOB) TOTAL	MATERIAL LOCAL DOLARES UNITARIO	MATERIAL LOCAL DOLARES TOTAL
CONDUCTORES, AISLADORES Y ACCESORIOS						
CONDUCTOR ACSR 477 KCM "FLICKER"	metro	7239			3	25 075
CABLE DE ACERO GALVANIZADO 3/8"	metro	2413	1	1 963		
ACCESORIO ROTULA - OJO	c/u	58	6	330		
ACCESORIO BOLA - OJO 3/4"	c/u					
ACCESORIO BOLA - OJO OVALADO	c/u	42	6	261		
GRAPA DE SUSPENSION CONDUCTOR 477 KCM "FLICKER"	c/u	16	42	675		
GRAPA DE SUSPENSION CABLE ACERO GALVANIZADO 3/8"	c/u					
GRAPA DE RETENCION CONDUCTOR 477 KCM "FLICKER"	c/u	42	56	2 358		
GRAPA DE RETENCION CABLE ACERO GALVANIZADO 3/8"	c/u	14	22	315		
GRILLETE - CANDADO	c/u					
EYE LINK	c/u					
CONECTOR PUESTA TIERRA (PLANCHA PLANA)	c/u	14			10	136
HORQUILLA Y - BOLA	c/u	18	14	228		
VARILLAS DE ARMAR PARA CONDUCTOR 477 KCM	c/u	15	28	421		
VARILLAS DE ARMAR PARA CABLE ACERO GALVANIZADO 3/8"H G	c/u	7	22	151		
PESAS	c/u					
AISLADOR DE SUSPENSION ANSI 52-3	c/u	274			14	3.859
AISLADOR LINE POST	c/u	6	84	505		
CONECTOR RANURAS PARALELAS CONDUCTOR 477 KCM "FLICKER"	c/u	21			10	204
CONECTOR RANURA PARALELAS PARA CABLE ACERO GALV 3/8"H G	c/u	14	7	97		
Y CLEVIS-EYE PARA CABLE ACERO GALVANIZADO 3/8"	c/u					
GRAPA BASCULANTE PARA CABLE ACERO GALVANIZADO 3/8"H G	c/u	7	28	196		
ESLABON DE OJO	c/u	14			5	74
CINTA DE ARMAR (122mmx762mmx4000)	c/u	6	1	9		
AISLADOR DE RETENIDA 17 cm (HUEVO)	c/u					
GRAPA RANURA PARALELA PARA TENSOR	c/u					
HIERRO RIEL ANCLAJE TENSOR 4m.	c/u					
CABLE ACERO 3/8" SIEMENS MARTIN	metro					
GUARDACABO PARA CABLE ACERO 3/8"	c/u					
CRUCETA DE HIERRO UPN10, DE 5 8 m	c/u					
CRUCETA DE HIERRO UPN10, DE 3 0 m	c/u	42			79	3 307
ESTRUCTURA DE EXTEN PUNTA DE POSTE PARA CABLE DE GUARDIA	c/u					
ABRAZADERA DE VARILLA DE ACERO DIAME 5/8" CON 6 TUERCAS	c/u					
PIE AMIGO DE HIERRO ANGULO, 2 1/2x2 1/2x1/4,L 1 56 m.	c/u	84			1	58
PERNO U DIAMETRO 5/8", DE 70 mm DE ABERTURA	c/u					
ABRAZADERA PLETINA,SIMPLE,GALVANIZADO,3 PERNOS,1 SOLDADO	c/u					
JUEGO DE ESCALONES PARA POSTE DE 18 m	c/u					
JUEGO DE ESCALONES PARA POSTE DE 21 m	c/u	7			72	507
ABRAZADERA PLETINA,DOBLE VIA,Y DOS PERNOS ROSCA CORRIDA	c/u					
PERNO ROSCA CORRIDA PARA AMARRE DE CRUCETA DOBLE	c/u	84	4	308		
ABRAZADERA DE PLETINA,DOBLE VIA 4 PERNOS,2 SOLDADOS	c/u	21	7	145		
ADAPTADOR OJO - BOLA	c/u					
ADAPTADOR OJO -OJO	c/u					
ESTRUCTURAS Y POSTES						
OLMO 630/F4/3T	c/u	3	5 189	15.568		
OLMO 630/H41/3T	c/u					
ARCE 450/F5/13 95	c/u	1	3.948	3 948		
ARCE 900/F5/13 95	c/u	1	7 126	7 126		
ARCE 1400/F5/13 95	c/u					
ARCE 1800/H41/11 70	c/u					
POSTE 21 m 1800 KG UTIL HORIZONTAL	c/u	7			392	2 747
POSTE 18 m 750 KG UTIL HORIZONTAL	c/u					
POSTE 18 m 750 KG UTIL HORIZ Y 600 KG UTIL VERTICAL	c/u					
POSTE 21 m 750 KG UTIL HORIZONTAL	c/u					
POSTE 21 m Y TENSOR	c/u					
DOBLE POSTE 18 m JC	c/u					
NIPPON DENRO TIPO SR	c/u					
TORRE TIPTON T-11	c/u					
ACCESORIOS PARA MALLA DE TIERRA						
VARILLA TIERRA COPPERWELD 5/8"x10'	c/u	34			24	809
GRAPA A SUPERFICIE PLANA	c/u	42	11	470		
GRAPA A VARILLA DE 5/8"	c/u	34			6	188
CONDUCTOR DE COBRE #2 AWG	metro	266			2	522
CONECTOR EN CRUZ PARA CABLE DE COBRE #2 AWG	c/u					
TUBO CONDUIT DE 1/2"	c/u	42			1	41
CONSTRUCCION Y MONTAJE						
REPLANTEO Y DESBROCE	kilometro	2,3			328	754
CAMINOS DE ACCESO	kilometro	2,3			988	
FUNDACIONES	kilometro	2,3			2 975	6.843
TRANSPORTE Y ERECCION POSTES HORMIGON	kilometro	1 6			1 552	2 499
ERECCION DE TORRES METALICAS	kilometro	0,7			787	543
TENDIDO DE CONDUCTOR	kilometro	2,3			3 503	8 058
TOTAL(FOB) ===>				35 071		37 526
TRANSPORTE ===>				2 981		571
TOTAL(CIF) ===>				38.053		38 097
			ARANCELES			2 892
			DISEÑO			2 589
			OBRA CIVIL			7 596
			MONTAJE			11 100
			SUPERVISION			2 284
			TOTAL	38 053		64 558
					$USA/Km => 44.613,5	102 611

ANEXO VI
Utilización del Programa Viewer y el CD-ROM con las simulaciones

1. UTILIZACIÓN DEL PROGRAMA VIEWER

El programa Viewer es parte del programa PowerWorld 6.0 ó 7.0 (Versión Actual) que permite observar el sistema, simular los flujos de potencia para desplegar las tablas de datos con resultados, así como todas las aplicaciones necesarias para determinar las condiciones de operación del sistema simulado. Lo que no permite el programa Viewer es realizar cualquier edición tanto a los gráficos como a los datos de todos y cada uno de los elementos utilizados dentro de los displays de simulación.

En el CD-ROM que se adjunta a este proyecto de tesis se encuentra tanto una carpeta con el programa Viewer (distribución gratuita en la pagina web de la empresa PowerWorld: www.powerworld.com), como un archivo que contiene el instalador de este programa.

2. DATOS DE SIMULACIÓN DENTRO DEL CD-ROM

En el CD-ROM también se encuentran las carpetas que contienen los archivos correspondientes a la simulación tanto en demanda máxima (AÑO 1999 Dmax) como para demanda mínima (AÑO 1999 Dmin). Para el año 1.999 también se encuentra una carpeta que contiene la simulación con los valores de la carga proyectada para el año 2.000 pero utilizando las mismas condiciones topológicas y equipamiento del año 1.999 (AÑO 1999p). Luego para cada año del periodo 2.000 – 2.005 se encuentran dos carpetas, la primera con la simulación correspondiente al año indicado (AÑO X) y la segunda con la simulación con la proyección de carga para el año siguiente pero manteniendo las condiciones topológicas y las instalaciones para el año en estudio (AÑO Xp).