

UNIVERSIDAD TÉCNICA DE COTOPAXI



UNIDAD ACADÉMICA DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA Y APLICADAS

INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS DE GRADO

**“ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE
SUBTRANSMISIÓN A 69 KV, PARA LA DEMANDA ACTUAL
Y PARA LA DEMANDA PROYECTADA AL AÑO 2020 EN EL
ÁREA DE CONCESIÓN DE LA ELEPCO S.A.”**

Tesis de grado previo a la obtención del título de
Ingeniero Eléctrico en Sistemas Eléctricos de Potencia

AUTORES: RAMÓN FONSECA PAULO NICOLAY
SAAVEDRA ACOSTA CARLOS EDUARDO

DIRECTOR DE TESIS: ING. ERNESTO ABRIL GARCÉS

LATACUNGA-ECUADOR.

NOVIEMBRE - 2011

AUTORÍA

Ramón Fonseca Paulo Nicolay y Saavedra Acosta Carlos Eduardo, declaramos bajo juramento que, el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional.

La responsabilidad de esta tesis de grado nos corresponde exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la Universidad Técnica de Cotopaxi.

Ramón Fonseca Paulo Nicolay
C.I. 050143894-9

Carlos Eduardo Saavedra Acosta
C.I. 180224842-5

CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TESIS

Certifico que la presente tesis fue realizada por los señores Ramón Fonseca Paulo Nicolay, y Saavedra Acosta Carlos Eduardo, bajo mi dirección

Ing. Ernesto Abril Garcés
DIRECTOR DE TESIS

CERTIFICACIÓN DE LA EMPRESA

AVAL DEL CENTRO DE IDIOMAS

DEDICATORIA

A mis padres Galo y Edita, por los consejos, abnegación, paciencia y el más grande amor que han sabido brindarme.

A mi esposa Nancy por su amor, su apoyo y comprensión incondicional.

A mis hijos Carlos y Luis porque son mi más grande tesoro y la fuente de mi fortaleza.

Carlos Eduardo

DEDICATORIA

A mis queridos Padres Arturo† y Elvia, por el amor y apoyo incondicional brindado hasta este momento de mi existencia.

A mi hija, Dayana Nicole, quién ha sido mi inspiración para el feliz término de este proyecto de tesis.

Paulo Nicolay.....

AGRADECIMIENTO

A Dios por su bondad y misericordia

Al ingeniero Ernesto Abril y al MSC. Hugo Armas por sus invalorable sugerencias y su tiempo dedicado.

A la Universidad Técnica de Cotopaxi y a cada uno de sus maestros que de una u otra manera compartieron sus conocimientos.

A la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, por el apoyo brindado, en especial a los ingenieros Ramiro Vásquez y Williams Olalla por sus valiosos aportes de manera desinteresada para la realización de este proyecto.

Carlos y Nicolay.....

INDICE DE CONTENIDOS

PORTADA.....	i
AUTORIA.....	ii
CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DE TESIS.....	iii
CERTIFICACIÓN DE LA EMPRESA.....	iv
AVAL DEL CENTRO DE IDIOMAS.....	v
DEDICATORIA.....	vi
DEDICATORIA.....	vii
AGRADECIMIENTO.....	viii
INDICE DE CONTENIDOS.....	ix
INDICE DE GRÁFICOS.....	xii
INDICE DE CUADROS.....	xv
INDICE DE ANEXOS.....	xvii
RESUMEN.....	xx
ABSTRACT.....	xxi
CAPITULO I.....	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Justificación	3
1.3 Alcance del estudio	4
1.4 Marco teórico.....	5
CAPITULO II.....	32
DIAGNÓSTICO ACTUAL DEL SISTEMA ELEPCO S.A.	
2.1 Descripción del sistema de subtransmisión de ELEPCO S.A.....	32
2.1.1 Introducción.....	32
2.1.2 Área de concesión.....	33
2.1.3 Fuentes de suministro de la energía eléctrica.....	34
2.1.3.1 Generación propia.....	34
2.1.3.2 Nodos del Sistema Nacional Interconectado (SIN).....	35
2.1.4 Líneas de subtransmisión.....	36
2.1.5 Subestaciones de distribución y elevación.....	37
2.2 Levantamiento y toma de datos de campo.....	39

2.2.1	Recopilación de datos.....	39
2.2.2	Validación y procesamiento de la información.....	41
2.3	Corrida de flujos de potencia.....	42
2.3.1	Modelación del sistema de subtransmisión actual.....	42
2.3.2	Corrida de flujos y obtención de resultados.....	44
2.4	Análisis de resultados	49
2.4.1	Análisis de resultados por subestaciones.....	55
2.5	Diagnóstico del sistema de subtransmisión actual.....	67
CAPITULO III.....		69
ESQUEMA PROPUESTO PARA LA RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN		
3.1	Proyección de la demanda.....	69
3.1.1	Descripción del método para el cálculo de la proyección.....	70
3.1.1.1	Proyección de la demanda del sector residencial.....	70
3.1.1.2	Proyección de la demanda del sector comercial.....	72
3.1.1.3	Proyección de la demanda del sector industrial.....	73
3.1.1.4	Proyección de la demanda del sector alumbrado público.....	74
3.1.1.5	Proyección de la demanda del sector otros consumo.....	75
3.1.1.6	Proyección de la demanda del consumo total.....	76
3.1.2	Proyección de la demanda por subestaciones	77
3.2	Flujos de potencia del sistema actual con demandas proyectadas al 2020.....	78
3.2.1	Corrida de flujos y obtención de resultados.....	79
3.2.1.1	Flujos de potencia para el escenario 2012.....	79
3.2.1.2	Flujos de potencia para el escenario 2014.....	82
3.2.1.3	Flujos de potencia para el escenario 2016.....	85
3.2.1.4	Flujos de potencia para el escenario 2018.....	88
3.2.1.5	Flujos de potencia para el escenario 2020.....	91
3.2.2	Análisis de resultados en los diferentes escenarios.....	93
3.2.2.1	Análisis de resultado para el escenario 2012.....	95
3.2.2.2	Análisis de resultado para el escenario 2014.....	99
3.2.2.3	Análisis de resultado para el escenario 2016.....	99

3.2.2.4	Análisis de resultado para el escenario 2018.....	100
3.2.2.5	Análisis de resultado para el escenario 2020.....	100
3.3	Configuración futura del sistema.....	102
3.3.1	Planteamiento de soluciones.....	102
3.3.1.1	Reconfiguración del sistema alternativo uno.....	104
3.3.1.2	Reconfiguración del sistema alternativo dos.....	105
3.3.2	Corrida de flujos de Potencia a las soluciones propuestas.....	106
3.3.2.1	Corrida de flujos de potencia alternativa uno.....	106
3.3.2.2	Corrida de flujos de potencia alternativa dos.....	109
3.3.3	Análisis comparativo de las soluciones propuestas.....	112
3.3.4	Flujos de cortocircuitos de la propuesta final.....	112
3.4	Requerimientos de infraestructura de subtransmisión.....	114
3.4.1	Líneas de subtransmisión.....	114
3.4.1.1	Construcción de líneas de subtransmisión para la Alternativa uno.....	114
3.4.1.2	Construcción de líneas de Subtransmisión para la Alternativa dos.....	115
3.4.2	Subestaciones.....	115
3.4.2.1	Construcción de Subestaciones para la Alternativa uno.....	115
3.4.2.1	Construcción de Subestaciones para la Alternativa dos.....	116
3.4.3	Especificaciones de equipos y materiales.....	116
3.5	Presupuesto referencial.....	122
3.5.1	Subestaciones.....	122
3.5.2	Líneas de subtransmisión.....	124
3.6	Cronograma de prioridades.....	126
3.7	Conclusiones.....	127
3.8	Recomendaciones.....	130
3.9	Anexos.....	132

INDICE DE GRÁFICOS.

GRÁFICO No. 1 LINEAS CORTAS DE TRANSMISIÓN.....	6
GRÁFICO No. 2 LINEAS DE TRANSMISIÓN LONGITUD MEDIA.....	7
GRÁFICO No. 3 PARAMETROS DE LINEA DE TRANSMISIÓN LONGITUD MEDIANA.....	7
GRÁFICO No. 4 LINEAS DE TRANSMISIÓN LARGA	8
GRÁFICO No. 5 INDUCTANCIA LINEA SIMPLE SIMETRICA EN TRIÁNGULO EQUILATERO.....	10
GRAFICO No. 6 INDUCTANCIA LINEA SIMPLE ASIMETRICA.....	11
GRAFICO No. 7 INDUCTANCIA LINEA DOBLE.....	11
GRÁFICO No. 8 MODELACIÓN DE UN TRANSFORMADOR CON CAMBIO DE TAP.....	17
GRÁFICO No. 9 AREA DE CONSESION DE ELEPCO.....	33
GRÁFICO No.10 GENERACIÓN LOCAL Y NODOS DE INTERCONEXIÓN CON EL S.N.I.....	36
GRÁFICO No. 11 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN AL AÑO 2010.....	38
GRÁFICO No. 12 MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE ELEPCO S.A.....	43
GRÁFICO No. 13 CURVA DE CARGA DE LA DEMANDA AÑO 2010.....	45
GRÁFICO No. 14 ESPECTROGRAFÍA DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN CON PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA.....	50
GRÁFICO No. 15 ESPECTROGRAFÍA DE LINEAS CON PÉRDIDAS DE POTENCIAS REACTIVAS DE ORIGEN INDUCTIVO Y CAPACITIVO	51
GRÁFICO No. 16 PERFILES DE VOLTAJE DE 69 KV AÑO 2010.....	52
GRÁFICO No. 17 ESPECTROGRAFÍA DE VOLTAJE PARA LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.....	53
GRÁFICO No. 18 ESPECTROGRAFIA DE VOLTAJE EN BARRAS DE SUBESTACIONES Y DISTRIBUCIÓN.....	54
GRÁFICO No. 19 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL	

CALVARIO.....	55
GRÁFICO No. 20 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL SAN RAFAEL.....	56
GRÁFICO No. 21 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL SALCEDO.....	57
GRÁFICO No. 22 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN MULALÓ.....	58
GRÁFICO No. 23 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN LASSO.....	59
GRÁFICO No. 24 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN LA COCHA.....	60
GRÁFICO No. 25 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SIGCHOS.....	61
GRÁFICO No. 26 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN LA MANÁ.....	62
GRÁFICO No. 27 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL ESTADO.....	63
GRÁFICO No. 28 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN CATAZACÓN.....	64
GRÁFICO No. 29 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ILLUCHI 1.....	65
GRÁFICO No. 30 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ILLUCHI 2.....	66
GRÁFICO No. 31 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA RESIDENCIAL.....	72
GRÁFICO No. 32 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA COMERCIAL.....	73
GRÁFICO No. 33 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA INDUSTRIAL.....	74
GRÁFICO No. 34 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ALUMBRADO PÚBLICO.....	75
GRÁFICO No. 35 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA OTROS CONSUMO.....	76
GRÁFICO No. 36 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL DE ELEPCO S.A.....	77

GRÁFICO No. 37 RESULTADO DE LA CORRIDA DE FLUJOS DE POTENCIA ESQUEMA ACTUAL, ESCENARIO 2012.....	81
GRÁFICO No. 38 RESULTADO DE LA CORRIDA DE FLUJOS DE POTENCIA ESQUEMA ACTUAL, ESCENARIO 2014.....	83
GRÁFICO No. 39 RESULTADO DE LA CORRIDA DE FLUJOS DE POTENCIA ESQUEMA ACTUAL, ESCENARIO 2016.....	86
GRÁFICO No. 40 RESULTADO DE LA CORRIDA DE FLUJOS DE POTENCIA ESQUEMA ACTUAL, ESCENARIO 2018.....	89
GRÁFICO No. 41 RESULTADO DE LA CORRIDA DE FLUJOS DE POTENCIA ESQUEMA ACTUAL, ESCENARIO 2020.....	92
GRÁFICO No. 42 RESULTADO DE LA CORRIDA DE FLUJOS DE POTENCIA ESQUEMA ACTUAL, ESCENARIO 2012 CON TAPS.....	96
GRÁFICO No. 43 ZONAS DE ALTO RIESGO EN CASO DE ERUPCIÓN VOLCÁNICA.....	101
GRÁFICO No. 44 ZONAS DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA.....	103
GRÁFICO No. 45 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ALTERNATIVO UNO.....	107
GRÁFICO No. 46 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ALTERNATIVO DOS.....	110

INDICE DE CUADROS.

CUADRO No. 1 SUBESTACIONES DE ELEPCO S.A.....	2
CUADRO No. 2 CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN DE ELEPCO S.A.....	35
CUADRO No. 3 SUBESTACIONES DE ELEPCO S.A. AL 2010.....	37
CUADRO No. 4 DEMANDA DE POTENCIA ACTIVA DE SUBESTACIONES.....	44
CUADRO No. 5 CONTRIBUCIONES ENERGÉTICAS AL SISTEMA DE ELEPCO S.A.	45
CUADRO No. 6 CARGAS CONECTADAS AL SISTEMA DE ELEPCO S.A.....	46
CUADRO No. 7 REPORTE DE FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS Y TRANSFORMADORES A 69 KV.....	47
CUADRO No. 8 REPORTE DE FLUJOS DE POTENCIA EN BARRAS Y NODOS DEL SISTEMA A 69 KV.....	48
CUADRO No. 9 PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA EN LAS LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN CRITICAS.....	49
CUADRO No. 10 DATOS DE CARGA PARA FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO 2012.....	79
CUADRO No. 11 REPORTE DE FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO 2012.....	80
CUADRO No. 12 DATOS DE CARGA PARA FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO 2014.....	82
CUADRO No. 13 REPORTE DE FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO 2014.....	84
CUADRO No. 14 DATOS DE CARGA PARA FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO 2016.....	85
CUADRO No. 15 REPORTE DE FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO 2016.....	87

CUADRO No. 16 DATOS DE CARGA PARA FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO 2018.....	88
CUADRO No. 17 REPORTE DE FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO 2018.....	90
CUADRO No. 18 DATOS DE CARGA PARA FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO 2020.....	91
CUADRO No. 19 REPORTE DE FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO 2020.....	93
CUADRO No. 20 RESUMEN DE LAS CORRIDAS DE FLUJOS PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS CON EL SISTEMA ACTUAL.....	94
CUADRO No. 21 REPORTES DE FLUJO DE POTENCIA ESCENARIO 2012 CON TAPS.....	97
CUADRO No. 22 ELEMENTOS DEL SISTEMA QUE PRESENTAN PROBLEMAS.....	98
CUADRO No. 23 REPORTES DE FLUJO DE POTENCIA ALTERNATIVA UNO.....	108
CUADRO No. 24 REPORTES DE FLUJO DE POTENCIA ALTERNATIVA DOS.....	111
CUADRO No. 25 NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN LAS BARRAS DE 69 Kv.....	113
CUADRO 26 COSTO TOTAL PARA EL MONTAJE DE UNA SUBESTACION.....	122
CUADRO 27 COSTO TOTAL PARA LA CONSTRUCCION DE UN KM DE LINEA A 69 KV.....	124
CUADRO 28 COSTO TOTAL DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ALTERNATIVA UNO.....	125
CUADRO 29 COSTO TOTAL DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ALTERNATIVA DOS.....	125
CUADRO 30 PRIORIDADES DE EJECUCIÓN DE LOS PROYECTOS CON LA ALTERNATIVA UNO.....	126
CUADRO 31 PRIORIDADES DE EJECUCIÓN DE LOS PROYECTOS CON LA ALTERNATIVA DOS.....	126

INDICES DE ANEXOS

ANEXO 2.1A CAPITULO II CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES DE ALUMINIO DESNUDO CON ALMA DE ACERO ACSR.....	127
ANEXO 2.1B CAPITULO II CARACTERÍSTICAS DE LAS LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV DE ELEPCO S.A.....	128
ANEXO 2.1C CAPITULO II VALORES EN POR UNIDAD DE TRANSFORMADORES.....	138
ANEXO 2.1D CAPITULO II DATOS DE LOS GENERADORES.....	139
ANEXO 2.2 CAPITULO II MANUAL DE USUARIO DEL MANEJO DEL PAQUETE POWER WORLD.....	140
ANEXO 3.1A CAPITULO III CONSUMO POR SECTORES (Gwh) Y CRECIMIENTO EN PORCENTAJE.....	141
ANEXO 3.1B CAPITULO III CONSUMO POR SECTORES (Gwh) Y ESTRUCTURA EN PORCENTAJE.....	142
ANEXO 3.1C CAPITULO III ABONADOS POR SECTORES (Gwh) Y CRECIMIENTO EN PORCENTAJE.....	143
ANEXO 3.1D CAPITULO III ABONADOS POR SECTORES (Gwh) Y CONSUMO ESPECÍFICO.....	144
ANEXO 3.1E CAPITULO III ESTADISTICAS DE DEMANDA ELÉCTRICA.....	145
ANEXO 3.1F CAPITULO III CRECIMIENTO DE LA DEMAND ELÉCTRICA.....	146
ANEXO 3.2A CAPITULO III PROYECCIÓN DEL CONSUMO RESIDENCIAL.....	147
ANEXO 3.2B CAPITULO III PROYECCIÓN DEL CONSUMO COMERCIAL.....	148
ANEXO 3.2C CAPITULO III PROYECCIÓN DEL CONSUMO INDUSTRIAL.....	148
ANEXO 3.2D CAPITULO III PROYECCIÓN DEL CONSUMO ALUMBRADO PÚBLICO.....	149

ANEXO 3.2E CAPITULO III PROYECCIÓN DE OTROS CONSUMOS	
.....	149
ANEXO 3.2F CAPITULO III EVOLUCIÓN DE LOS CONSUMO	
SECTORIALES.....	
...	149
ANEXO 3.3 CAPITULO III CURVA DE CARGA DE LAS	
SUBESTACIONES.....	
...	150
ANEXO 3.4A CAPITULO III PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA	
SUBESTACIÓN	
MULALÓ.....	151
ANEXO 3.4B CAPITULO III PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA	
SUBESTACIÓN	
SALCEDO.....	152
ANEXO 3.4C CAPITULO III PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA	
SUBESTACIÓN	
RAFAEL.....	153
ANEXO 3.4D CAPITULO III PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA	
SUBESTACIÓN	
CALVARIO.....	154
ANEXO 3.4E CAPITULO III PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA	
SUBESTACIÓN	
COCHA.....	155
ANEXO 3.4F CAPITULO III PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA	
SUBESTACIÓN	
LASSO.....	156
ANEXO 3.4G CAPITULO III PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA	
SUBESTACIÓN	
SIGCHOS.....	157
ANEXO 3.4H CAPITULO III PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA	
SUBESTACIÓN	
MANÁ.....	158

ANEXO 3.4I CAPITULO III PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA SUBESTACIÓN	HOLCIM	69
KV.....		159
ANEXO 3.4J CAPITULO III PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE LA SUBESTACIÓN	NOVACERO	NIVEL
KV.....		138
		160
ANEXO 3.4K CAPITULO III PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL DEL SISTEMA.....		
...161		
ANEXO 3.4L CAPITULO III PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL CON	RELACIÓN	AL
S.N.I.....		162
ANEXO 3.5 CAPITULO III DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN		ALTERNATIVA
UNO.....		163
ANEXO 3.6 CAPITULO III DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN		ALTERNATIVA
DOS.....		164

RESUMEN

El presente trabajo de tesis se elabora con el propósito de realizar el análisis y diagnóstico del sistema de subtransmisión a 69 kV de la ELEPCO S.A., para determinar si operativamente presenta partes críticas e identificar los elementos en conflicto o con problemas y establecer las alternativas de solución. Todo esto, bajo la intención primero de reubicar las subestaciones y líneas fuera del área de riesgo en caso de una erupción volcánica y de mejorar la calidad del producto energético que el usuario final ha de recibir, para lo que se requiere efectuar análisis de flujos de potencia correspondiente al año 2010, el mismo que se considera como año base.

A partir de los datos obtenidos de los flujos de potencia realizados en el año base, se determina la proyección de la demanda utilizada por la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, lo que, acompañado de un estudio del comportamiento del sistema en los años siguientes, utilizando el software Power World V8.0; ha permitido proponer un plan de expansión del sistema de subtransmisión de 69 kV., para que sea considerado, evaluado y aprobado por el CONELEC.

Adicionalmente se realiza corridas de flujos para cortocircuitos con el fin de determinar las corrientes de cortocircuito máximas en las diferentes barras de las subestaciones; con lo que se podrá determinar las especificaciones de equipos de control y protección requeridos en el presente trabajo. A partir del plan de obras propuesto, se realiza un cronograma y la estimación de recursos con el fin de encontrar el financiamiento para la ejecución de las obras propuestas en el periodo de estudio 2010-2020.

ABSTRACT

This thesis is elaborated with the purpose of conducting the analysis and diagnosis of sub-transmission system at 69 kV ELEPCO SA, to determine whether operationally presents critical parts and identify the elements in conflict or problems and alternative solutions set . All this, under the first intention of relocating the substation and lines outside the area of risk in the event of a volcanic eruption and improve product quality energy to the end user has to receive, what is required to perform flow analysis power for the year 2010, it is considered as base year.

From the data obtained from the power flow carried in the base year, determine the demand projection used by the Provincial Electric Company Cotopaxi, which, together with a study of the behavior of the system in the following years, using the Power World software V8.0, has led to propose a plan for expansion of the 69 kV., sub-transmission to be considered, evaluated and approved by the CONELEC.

Addition is made to short-circuit flow runs to determine the maximum short-circuit currents in the different bars of the substations so that you can determine the specifics of control and protection equipment required by this job. From the proposed work plan, a schedule is done and the estimate of resources to find funding for the execution of the works proposed in the study period 2010-2020.

INTRODUCCIÓN.

Los sistemas de subtransmisión tienen una importancia fundamental dentro de un sistema eléctrico de potencia, causado por el volumen de inversión que exige, así como la elevada responsabilidad de entregar una buena calidad de servicio a sus consumidores.

El presente estudio está orientado y desarrollado para el Sistema de Subtransmisión a 69 kV de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A., y analiza temáticas tales como: proyección de la demanda,

simulación de flujos de potencia en condiciones actuales y proyectadas al año 2020, análisis de pérdidas técnicas, y niveles de voltaje para este periodo, determinación de corrientes de cortocircuito, planteamiento de alternativas de reconfiguración; determinación de precios unitarios de unidades de obra constructiva, junto con la respectiva valoración de las líneas de subtransmisión, y finalmente, la elaboración de un plan de expansión para dicho sistema.

La investigación consta de tres capítulos:

El Primer Capítulo establece el MARCO TEÓRICO que describe de manera muy general, la postura teórica adoptada para desarrollar la investigación, enunciando los postulados y conceptos básicos relacionados con la planificación y análisis de los sistemas de subtransmisión a 69 kV.

En el Segundo Capítulo se encuentra la METODOLOGÍA del trabajo de investigación, el estudio se considera una investigación de campo, in situ y se basa en los niveles de investigación interpretativa, ayudada de la investigación documental, de campo, descriptiva y proyectiva, con la que se analiza y evalúa las condiciones actuales del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi

En el Tercer Capítulo se desarrolla la PROPUESTA, una vez que se determina el crecimiento de la demanda y analizando el mapa de riesgos existente en caso de una erupción volcánica, con esta información se plantea la reconfiguración del sistema, reubicando las subestaciones a zonas de seguridad, se plantea además la conexión a un tercer punto del S.N.I. A un nivel de voltaje de 230 kV., una vez establecido los sitios en donde se construirá las nuevas subestaciones, el nuevo trazado de las líneas y la longitud de las mismas; se realiza corridas de flujos con el fin de determinar pérdidas y verificar niveles de voltaje, se concluye con la

elaboración de un cronograma de ejecución de obras y se elabora el presupuesto estimativo de obras de la infraestructura eléctrica requerida.

Por último se presenta conclusiones y recomendaciones surgidas en el desarrollo de este estudio.

CAPITULO I

1.1 ANTECEDENTES

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica, tienen a su cargo la responsabilidad de suministrar a todos sus consumidores la cantidad de

potencia y de energía eléctrica necesaria para satisfacer su demanda. Para cumplir con este propósito, las empresas deben contar con la infraestructura adecuada y que dependen de las características propias de su construcción y de las cargas que están siendo alimentadas.

En los años 50, la previsión de la demanda estaba basada en la experiencia del planificador, que consistía en colorear con distintos colores cada zona en función de la demanda que intuía el planificador.

En la década de los 60 aparecen los primeros métodos basados en técnicas matemáticas. La demanda se intenta aproximar con curvas de todo tipo (lineales, polinomiales, etc.) y se prueban modelos de tendencia, y multivariantes. Estos métodos ya tienen en cuenta datos históricos tanto eléctricos como económicos o de otro tipo.

En la década de los 80, se abordan problemas como la previsión de la demanda en áreas vacías (sin consumo inicial), la transferencia de carga entre subestaciones.

En la década de los 90, han surgido diversos métodos de simulación, que en general requieren de un mayor número de datos, pero modelan mejor el comportamiento de la demanda.

Actualmente, la aplicación de los Sistemas de Información Geográfica (SIG) para el soporte de la información en los sistemas de distribución, aparece como una solución para gestionar la complejidad de los programas desarrollados para la previsión de la demanda, al tener que relacionar información alfa-numérica y geográfica o espacial.

Por otro lado los sistemas de subtransmisión tienen una importancia fundamental dentro de un sistema eléctrico de potencia, causado por el volumen de inversión que exige, así como la elevada responsabilidad de entregar una buena calidad de servicio a sus consumidores.

El 2 de mayo de 1975 el Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL se hace cargo de la administración de la energía eléctrica de Cotopaxi y funda el Sistema Eléctrico Latacunga (S.E.L.)

El 25 de noviembre de 1983 se otorga la escritura pública de constitución de la compañía anónima denominada "EMPRESA ELECTRICA PROVINCIAL DE COTOPAXI S.A., ELEPCO S.A."

Con el financiamiento del INECEL y fondos propios de la Empresa, se ejecutaron varios proyectos de subtransmisión tendientes a mejorar el servicio y ampliar su cobertura en el área de concesión, los mismos que se muestran en el siguiente cuadro.

CUADRO No. 1 SUBESTACIONES DE LA ELEPCO S.A.

DESCRIPCIÓN		Año que entra en operación
Línea Subtransmisión	Subestaciones	
Illuchi1 El Calvario	El Calvario	1950
Ambato-Salcedo-San Juan - San Rafael.	Salcedo	1977
Illuchi 2 - El Calvario	Calvario 2	1988
San Rafael - Laygua – Mulaló	Mulaló	1991
Mulaló – Lasso	Lasso	1991
Laygua – La Cocha	La Cocha	1996
Lasso – Sigchos	Sigchos	1998
San Juan – Holcim	Holcim	2002

Fuente: ELEPCO S.A.

Recopilación: Postulantes.

Desde el año 2002 hasta la actualidad la ELEPCO S.A., no ha realizado ninguna inversión en subtransmisión pese a que su demanda ha crecido paulatinamente.

Por lo indicado, el primer paso necesario para el presente proyecto es conocer el funcionamiento en condiciones actuales del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A., 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 el sistema.

1.2 JUSTIFICACIÓN

La planificación de los sistemas de generación, transmisión, subtransmisión y distribución surge debido al crecimiento de la demanda, por esta razón, se plantea este proyecto donde se recopila los problemas que pueden encontrarse en los sistemas de subtransmisión, mientras que en los sistemas de distribución se consideran los aspectos más relevantes para tomar la decisión de expandirse.

Las subestaciones de Lasso, Mulaló, San Rafael y Salcedo que actualmente dan servicio a ELEPCO S.A., y la respectiva línea de 69 kV que las une, fueron construidas por el INECEL en base a varios programas de subtransmisión, pero lamentablemente estas subestaciones están ubicadas en la zona de alto riesgo en caso de producirse una erupción del volcán Cotopaxi, ya que por estar cerca del lecho del río Cutuchi serían arrasadas por la avalancha que descendería desde el volcán, constituyéndose en un caos el servicio eléctrico de toda la provincia.

Según estadísticas el volcán Cotopaxi erupciona en periodos aproximados de cien años, pero de la última vez que erupcionó ya han transcurrido ciento veinte años, por lo que probablemente estamos cerca de una próxima erupción.

Por éste motivo, es necesario que se construyan las subestaciones fuera del área de riesgo, a las cuales se pasaría la carga de las subestaciones en peligro.

La subestación a ser reubicada por el sector de Tanicuchi, nos ayudará a cubrir mas solicitudes de energía de grandes consumidores, como el caso de NOVACERO, que quiere aumentar su potencia de 23,8 MW hasta 45 MW, la Industria AGA ha solicitado una potencia de 4 MW para establecer una planta de gases del aire en nuestra provincia.

Si a todo esto añadimos que en Cotopaxi no se han construido proyectos de subtransmisión desde el año 2002 y siendo un proyecto que beneficiará a la provincia de Cotopaxi, tiene el respaldo de importantes autoridades como el Sr. Prefecto de Cotopaxi, de los Alcaldes cantonales y de la Cámara de Industriales, cuyos pedidos se anexan al final del presente trabajo; lo que justifica plenamente la realización del este estudio.

Es así que, este proyecto tiene como propósito el análisis y diagnóstico del sistema de subtransmisión a 69 kV de la ELEPCO S.A., para determinar si operativamente presenta partes críticas e identificar los elementos en conflicto o con problemas y establecer las alternativas de solución. Todo esto, bajo la intención de mejorar la calidad del producto energético que el usuario final ha de recibir.

Finamente el presente estudio a través de la empresa eléctrica se presentará al CONELEC, para su evaluación y aprobación.

1.3 ALCANCE DEL ESTUDIO

Se limita al análisis de flujos de potencia correspondiente al año 2010, el mismo que se considera como año base.

A partir de los datos obtenidos de los flujos de potencia realizados en el año base, se determina la proyección de la demanda utilizada por la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A., lo que, acompañado de un estudio del comportamiento del sistema en los años siguientes, permitirá

proponer un plan de expansión del sistema de subtransmisión de 69 kV., para que sea considerado, evaluado y aprobado por el CONELEC.

Adicionalmente se realiza corridas de flujos para cortocircuitos con el fin de determinar las corrientes de cortocircuito máximas en las diferentes barras de las subestaciones; con lo que se podrá determinar las especificaciones de equipos de control y protección requeridos en el presente trabajo.

A partir del plan de obras propuesto, se realiza la estimación de recursos con el fin de encontrar el financiamiento para la ejecución de las obras propuestas en el periodo de estudio 2010-2020, que es nuestro periodo de estudio

1.4 MARCO TEÓRICO

Sistema Eléctrico de Potencia.- Se define a un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), como “Un conjunto de equipos eléctricos, mecánicos y civiles que hacen factible unir la generación con la carga eléctrica en condiciones de barra infinita o dentro de parámetros eléctricos previamente establecidos”.

Los parámetros eléctricos previamente establecidos son:

- a) Voltaje: + / - un porcentaje que depende del nivel de voltaje de trabajo.
- b) Frecuencia: + / - 0.1 % de 60 HZ como referencia
- c) Secuencia: en nuestro sistema es: A – B - C.
- d) Fiabilidad: Derecho del usuario de tener el producto KWH con servicio de calidad.

Una de las principales funciones de un SEP, es garantizar el abastecimiento del suministro de energía eléctrica dentro de su área de aplicación, operando de forma técnica y económicamente óptima y garantizando el abastecimiento al mínimo costo, cumpliendo con los niveles de calidad establecidos en la norma técnica correspondiente.

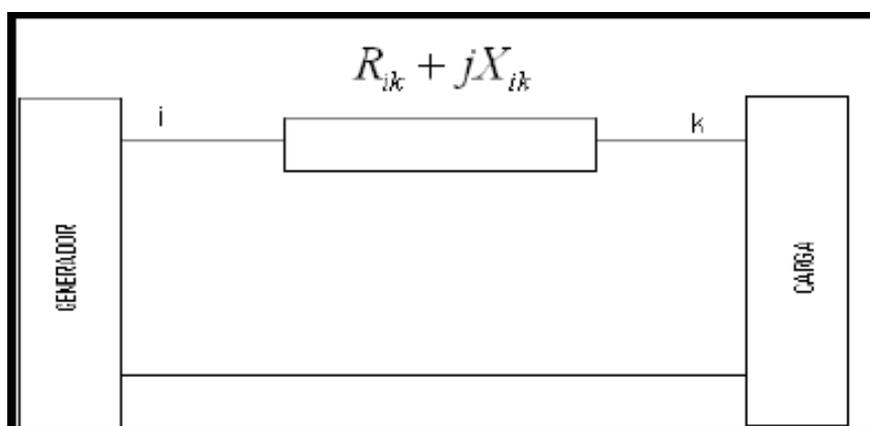
El SEP comprende a los subsistemas de generación, transmisión, subtransmisión y distribución de la energía eléctrica.

Generadores.- Se consideran normalmente como fuentes de potencia activa y reactiva.

Líneas de transmisión.- Según William D. Stevenson (1998), pueden clasificarse en: cortas, medianas y largas, y en base a esto tienen un modelo matemático que deber ser tomado en cuenta al momento de la simulación de flujos de potencia.

Líneas cortas: El circuito del gráfico No. 1, representa una línea de transmisión corta, por lo común aplicadas a líneas con menos de 80 Km de largo y a 60 Hz. Además, para este caso la admitancia en derivación se desprecia.

GRÁFICO No. 1 LINEA CORTA DE TRANSMISIÓN

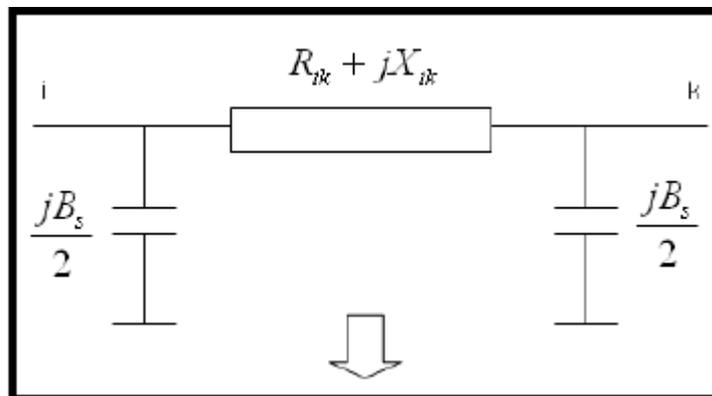


Fuente: <http://www.tuveras.com/lineas/lineas.htm>

Recopilación: Postulantes

Líneas medianas: Para las líneas de longitud media, que por lo general varían de 80 a 240 Km, a 60 Hz, es frecuente concentrar la capacitancia total en derivación y situar la mitad en cada extremo de la línea. En el gráfico No. 2, se muestra el circuito equivalente para este tipo de línea mediana, también conocido como circuito pi nominal, y en el gráfico No. 3 se indica los cálculos de los parámetros de las líneas de transmisión de longitud mediana

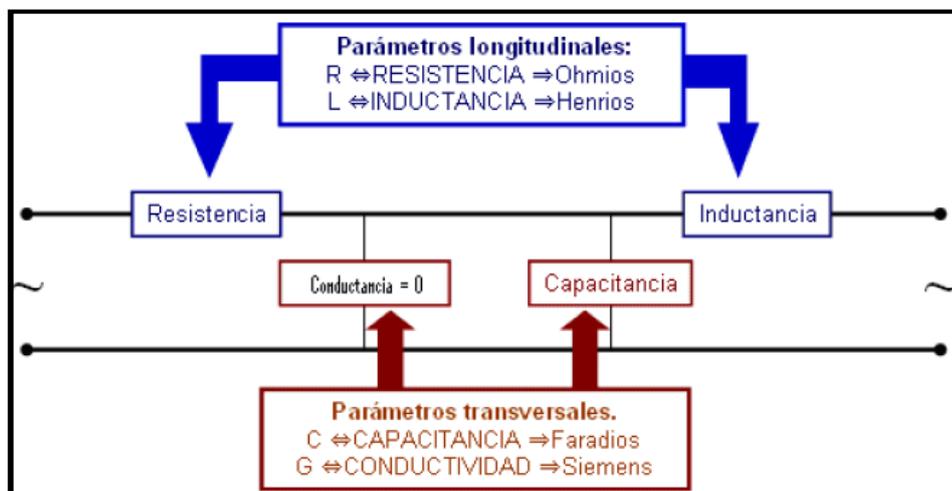
GRÁFICO No. 2 LINEA DE TRANSMISIÓN LONGITUD MEDIA,
CIRCUITO Pi NOMINAL



Fuente: <http://www.tuveras.com/lineas/lineas.htm>

Recopilación: Postulantes

GRAFICO No. 3 PARÁMETROS DE LINEA DE TRANSMISIÓN LONGITUD
MEDIANA (SE DESPRECIA LA CONDUCTANCIA)



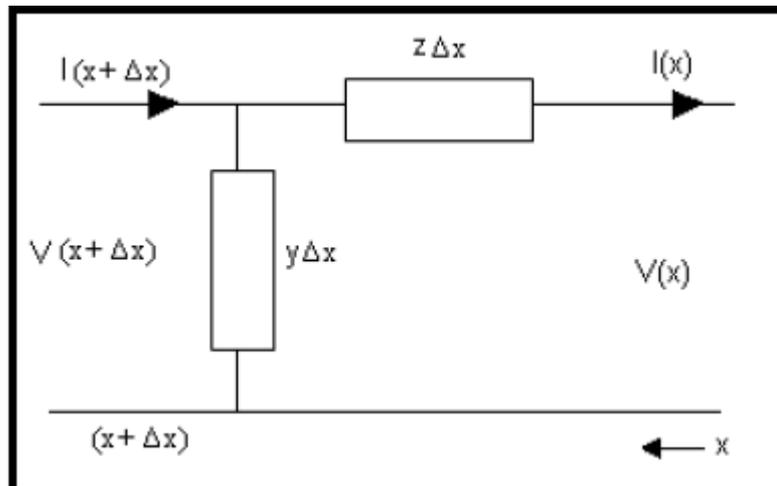
Fuente: <http://www.tuveras.com/lineas/lineas.htm>

Recopilación: Postulantes

Líneas largas: Las líneas a 60 Hz, con una longitud mayor a 240 Km, son consideradas como largas. Para este tipo de línea, debe considerarse el hecho de que los parámetros de la línea no están agrupados sino distribuidos uniformemente a lo largo de la línea.

El circuito del gráfico No. 4, representa una sección de línea de longitud ΔX . $V(x)$ e $I(x)$ denotan el voltaje y la corriente en la posición x , la cual se mide en metros desde la derecha, o extremo receptor de la línea. De igual forma, $V(x+\Delta x)$ e $I(x+\Delta x)$ denotan el voltaje y la corriente en la posición $(x+\Delta x)$.

GRAFICO No. 4 LINEA DE TRANSMISIÓN LARGA



Fuente: <http://www.tuveras.com/lineas/lineas.htm>

Recopilación: Postulantes

Resistencia.- En C. A. existen dos tipos de resistencia al paso de la corriente:

Una de similar valor que en corriente continua (cc):

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

L= longitud (m)

S= Sección (mm^2)

ρ = resistividad ($\Omega * mm^2 / m$)

Otra debida a que en corriente alterna, y a medida que aumenta la frecuencia, las diferencias entre la densidad de corriente en las distintas zonas de una sección transversal se hace más notoria. Este fenómeno se conoce como efecto pelicular o efecto Kelvin. Esto produce un aumento de la resistencia efectiva en comparación con la resistencia en corriente continua.

Factores que afectan a la resistencia

- Material y dimensiones del conductor
- Temperatura
- Frecuencia (Efecto skin o pelicular)
- Cercanía a otros conductores (Efecto proximidad)
- Espiralidad
- Intensidad de la corriente en conductores magnéticos

Cálculo de la resistencia en líneas de Subtransmisión Trifásicas.-

Para flujos de potencia se requiere la resistencia de los conductores determinados en secuencia positiva, negativa y cero; la resistencia de secuencia positiva y negativa son las mismas y se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$R_{12} = \frac{r_a * Long * MVA_{base} * 100(\%)}{[KV_{LL}]^2}$$

r_a , se encuentra tabulado, o bien se puede calcular mediante la ecuación:

$$r_a = \frac{\rho * Long}{A} [\Omega]$$

Mientras que la resistencia de secuencia cero se calcula mediante la ecuación

$$R_0 = \frac{(r_a + r_e) * Long * MVA_{base} * 100(\%)}{[KV_{LL}]^2}$$

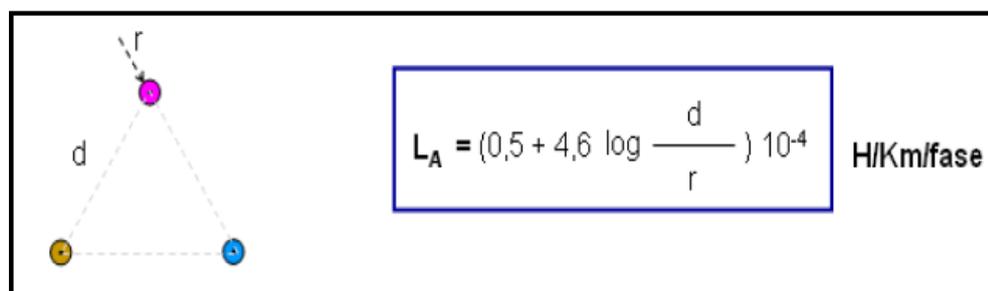
Inductancia.- Un conductor de la línea está en las proximidades de los otros y es cortado por tres flujos de naturaleza distinta:

- 1.- Un primer flujo corresponde al formado por la corriente que por el conductor circula desde la periferia del conductor hasta el infinito.
- 2.- Un segundo flujo también formado por la corriente que por el conductor circula y que se localiza en el interior del conductor.
- 3.- Y un tercer flujo que será igual a la suma de los flujos originado por los conductores cercanos recorridos por sus respectivas corrientes que también cortan al conductor considerado.

Estos flujos variables crean unas fem auto inducidas - inducidas $E = -L_A d_i / d_t$, tal que con sus efectos se oponen a las causas que las producen, originando una reactancia en la línea de valor: $X_L = \omega * L_A$

En la que L_A representa el coeficiente de autoinducción aparente de la línea, que se obtiene, según la configuración de los conductores, como se expone a continuación en las figuras Nos. 5, 6 y 7.

GRAFICO No. 5 INDUCTANCIA: LINEA SIMPLE SIMETRICA EN TRIÁNGULO EQUILATERO



Fuente: <http://www.tuveras.com/lineas/lineas.htm>

Recopilación: Postulantes

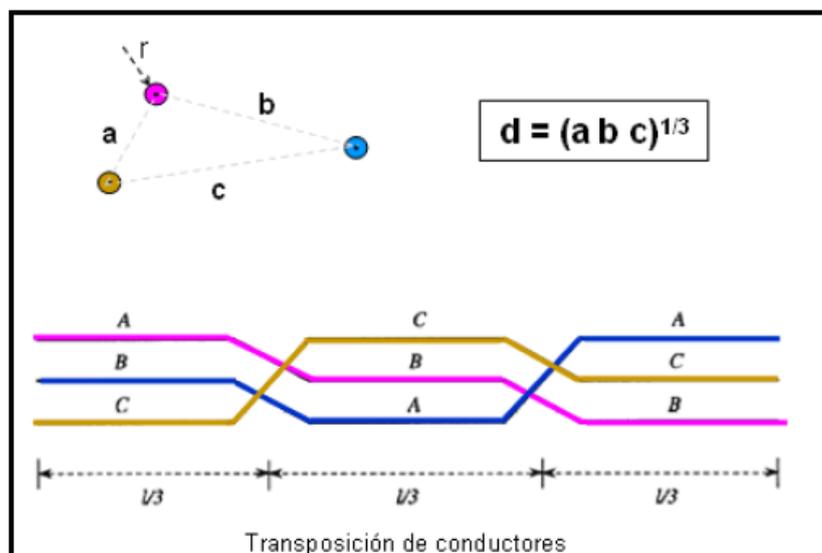
Dónde:

d = distancia media geométrica entre conductores

r = radio medio geométrico propio del conductor.

En caso que se trate de una línea asimétrica tendremos que efectuar la transposición de conductores para que así, sea tratada como una línea simétrica, utilizando como distancia entre fases la distancia media geométrica d .

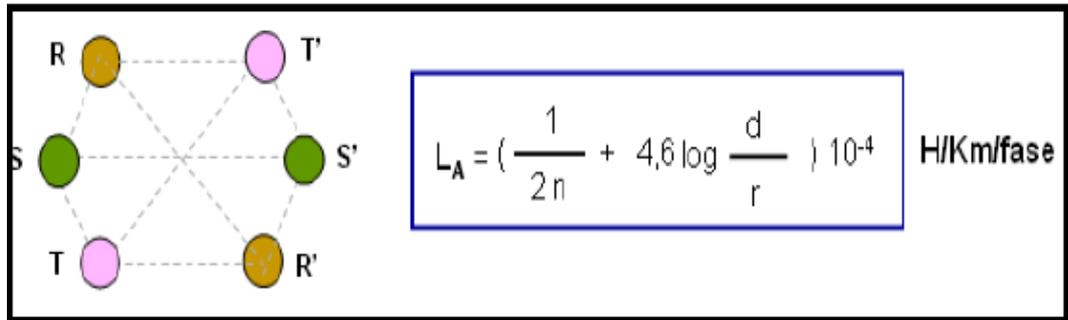
GRAFICO No. 6 INDUCTANCIA: LINEA SIMPLE ASIMÉTRICA



Fuente: <http://www.tuveras.com/lineas/lineas.htm>

Recopilación: Postulantes

GRAFICO No. 7 INDUCTANCIA: LINEA DOBLE



Fuente: <http://www.tuveras.com/lineas/lineas.htm>

Recopilación: Postulantes

Dónde:

n = número de conductores por fase

r = radio equivalente propio del conductor

d = distancia media geométrica entre fases

$$\left. \begin{aligned} d_1 &= \frac{\sqrt{(RS \cdot RT \cdot RS' \cdot RT')^{1/2}}}{RR'} \\ d_2 &= \frac{\sqrt{(SR \cdot ST \cdot ST' \cdot SR')^{1/2}}}{SS'} \\ d_3 &= \frac{\sqrt{(TS \cdot TR \cdot TR' \cdot TS')^{1/2}}}{TT'} \end{aligned} \right\} d = (d_1 d_2 d_3)^{1/3}$$

(RS=Distancia entre fase R y S, etc.)

Cálculo de la inductancia en líneas de Subtransmisión trifásicas.- Las ecuaciones que se han desarrollado para el cálculo de la inductancia por fase de líneas trifásicas son:

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \text{ H/m.por.fase}$$

La reactancia inductiva en ohm por kilómetro a 60 Hz se encuentra multiplicando el valor de la inductancia, en henrios por metro, por $2\pi 60 \times 1000$

$$X_L = 0,0754x \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \Omega / Km.por.fase \quad \text{ó} \quad X_L = 0,1213x \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \Omega / milla.por.fase$$

D_s y D_{eq} deben estar en las mismas unidades. Si la línea tiene un conductor por fase, D_s se obtiene directamente de las tablas.

Para líneas de un solo conductor por fase o de conductores agrupados:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab}D_{bc}D_{ca}}$$

Para líneas de conductores agrupados, $D_{ab}D_{bc}D_{ca}$ son las distancias entre los centros de los agrupamientos de las fases a, b y c.

Con las ecuaciones anteriores se determina la inductancia en $\Omega / Km.$, y para determinar los valores en por unidad se debe aplicar la siguiente ecuación:

$$X_{12} = \frac{(x_a + x_d) * Long * MVAbase}{(kV_{L-L})^2} * 100.(%)$$

$$X_d = 0.2794 \log_{10} .d \quad d = \text{separación en pies}$$

Mientras que para determinar la inductancia de secuencia cero se aplica la ecuación:

$$X_0 = \frac{(x_a + x_e - 2x_d) * Long * MVAbase}{(kV_{L-L})^2} * 100.(%)$$

$$X_e = 0.006985.f \log_{10} 4665600 \frac{p}{f}$$

Dónde:

f es la frecuencia

p es la resistividad

Capacitancia.- Los conductores de una línea eléctrica, aislados entre si y de tierra son, desde el punto de vista eléctrico, equivalentes a las armaduras de un condensador y, cuando están a potenciales distintos, toman una carga eléctrica dependiente de los valores relativos de dichos potenciales, entre si y respecto a tierra. Estos dos fenómenos de capacidad tienen lugar simultáneamente Y se engloban para el cálculo, correspondiéndole, por fase, una reactancia capacitiva de valor:

$$X_c = \frac{1}{\omega * C_s}$$

Capacitancia: línea simple simétrica en triángulo equilátero

$$C_s = \frac{0.0243}{Lg \frac{d}{r}} 10^{-6} \left[\frac{\text{Faradios}}{\text{Km}} \right]$$

Donde d y r tienen los mismos significados que en las ecuaciones para el cálculo de la inductancia.

Cálculo de la Capacitancia en líneas de subtransmisión trifásicas.- A través del análisis, se ha hecho hincapié en la similitud que hay en los cálculos de inductancia y capacitancia.

La ecuación importante para el cálculo de la capacitancia al neutro de un circuito monofásico de una línea trifásica es:

$$C_n = \frac{2\pi k}{\ln \frac{D_{eq}}{D_{sc}}} F / m.al.neutro$$

D_{sc} es el radio externo r del conductor para una línea que consiste en un conductor por fase. Para líneas aéreas, k es 8.854×10^{-12} ya que para el

aire, k es 1.0. La reactancia capacitiva en ohm-metro es $\frac{1}{2\pi fC}$, donde C está en faradios por metro. Así, a 60 Hz,

$$X_C = 4,77 \times 10^4 \ln \frac{D_{eq}}{D_{sC}} \Omega.km.al.neutro$$

O al dividir entre $1.609 \frac{km}{milla}$ se tiene

$$X_C = 2,965 \times 10^4 \ln \frac{D_{eq}}{D_{sC}} \Omega.milla.al.neutro$$

D_{eq} y D_{sC} deben estar en las mismas unidades.

Para líneas de un solo conductor por fase o de conductores agrupados:

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab}D_{bc}D_{ca}}$$

Para líneas de conductores agrupados, $D_{ab}D_{bc}D_{ca}$ son las distancias entre los centros de los agrupamientos de las fases a, b y c.

Con las ecuaciones anteriores se determina la capacitancia en $\frac{\Omega}{Km.}$, y para determinar los valores en por unidad de Y_c , se debe aplicar la siguiente ecuación:

$$Y_c = \frac{(2 * \Pi * f * 0.0241) * Long}{(10^6 * \text{Log}(\frac{d}{RMG}))}$$

$d = \text{distancia.entre.conductores}$

$RMG = \text{radio.medio.geométrico}$

Mientras que para determinar la inductancia de secuencia cero se aplica la ecuación:

$$X_0 = \frac{(x_a + x_e - 2x_d) * Long * MVAbase}{(kV_{L-L})^2} * 100.(%)$$

$$X_e = 0.006985 \cdot f \log_{10} 4665600 \frac{P}{f}$$

Dónde:

f es la frecuencia

ρ es la resistividad

Conductancia.- La conductancia tiene en cuenta las corrientes de fuga tanto de los aisladores que sostienen a las líneas aéreas, como las corrientes de electrones a través del aire (Efecto Corona). La conductancia depende de numerosos factores, entre ellos los climatológicos o medioambientales, que son difíciles de predecir, aparte de no mantenerse constantes a lo largo de toda una línea.

La conductancia representa solo una pequeña participación en el total de los efectos eléctricos de un circuito, y como resulta del todo imposible su cálculo exacto, se desprecia en la mayoría de casos.

Regulación del voltaje.- "La regulación de voltaje, es el cambio del voltaje en el extremo receptor de la línea cuando la carga varia de vacío hasta una carga plena especificada, con un factor de potencia especificado, mientras el voltaje en el extremo emisor se mantiene constante". Se expresa como un porcentaje del voltaje a plena carga.

$$\% RT = \frac{|V_{REV}| - |V_{RPC}|}{|V_{RPC}|} \times 100$$

Dónde:

RT = regulación del voltaje en porcentaje

$|V_{REV}|$ = magnitud del voltaje en el extremo receptor en vacío

$|V_{RPC}|$ = magnitud del voltaje en el extremo receptor a plena carga

Se utilizan muchos tipos de dispositivos para regular esta variación no deseada. La regulación del voltaje se consigue con reguladores de la

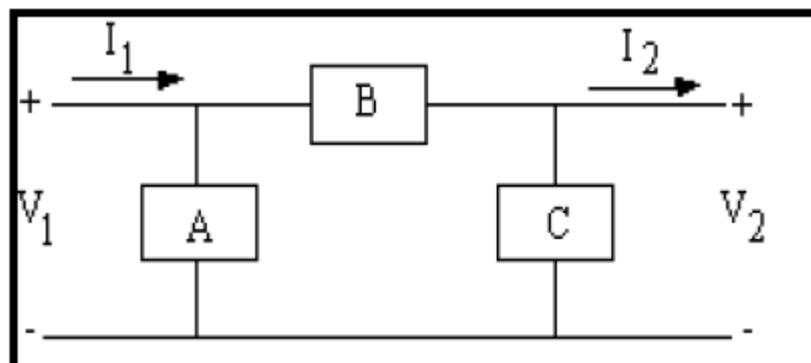
inducción y motores síncronos de tres fases, también llamados condensadores síncronos. Ambos varían los valores eficaces de la inductancia y la capacitancia en el circuito de transmisión.

La inductancia y la capacitancia tienden a anularse entre sí, cuando la carga del circuito tiene mayor reactancia inductiva que capacitiva (lo que suele ocurrir en las grandes instalaciones) la potencia suministrada para un voltaje y corriente determinada es menor que si las dos son iguales. La relación entre esas dos cantidades de potencia se llama factor de potencia.

Como las pérdidas en las líneas de conducción son proporcionales a la intensidad de corriente, se aumenta la capacitancia para que el factor de potencia tenga un valor lo más cercano posible a uno. Por esta razón se suelen instalar grandes condensadores en los sistemas de transmisión de electricidad.

Transformadores.- Cuando funcionan en su razón nominal, se representan por su impedancia de cortocircuito. Cuando operan con cambio de TAPS y razón no nominal, se representan por su circuito equivalente π , que se muestra en el gráfico No. 8

GRAFICO No. 8 MODELACIÓN DE UN TRANSFORMADOR CON CAMBIO DE TAP



Fuente: WILLIAM D. STEVENSON, JR.

Cargas.- Los valores de potencia activa (P) y reactiva (Q) se obtiene a partir de mediciones en la subestación y se representan por curvas de demandas. En este modelo, P y Q se suponen constantes. Esta es la representación de carga usada generalmente para el estudio de flujos de potencia.

TIPOS DE BARRAS

Barras de carga (PQ).- Son aquellas barras que cuentan con una o varias cargas con sus respectivos consumos de potencia real y reactiva y se conocen como registro históricos, de la planeación de cargas o de mediciones.

Barras de voltaje controlado (PV).- Se considera una barra del sistema como PV a aquellas que cuentan con uno o más generadores conectados directamente a ellas y que pueden regular el modulo del voltaje y la potencia activa inyectada a la barra.

Barra infinita.- Se escoge una barra PV del sistema en estudio para ser barra infinita, considerando como conocidos el modulo y ángulo del voltaje, el cual constituye el fasor de referencia para los voltajes en las barras del sistema determinados en la resolución del flujo de potencia. La barra infinita inyecta al sistema (o absorbe) la potencia activa y reactiva necesaria para igualar la generación total del sistema con la demanda total de los consumos y las pérdidas de potencia.

Flujos de potencia en sistemas de subtransmisión.- El estudio de los flujos de potencia es una herramienta sumamente importante para evaluar el funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia, ya que nos proporciona información que influye en la toma de decisiones acerca de la operación tanto técnica como económica del sistema, y es la base

para posteriores análisis tales como el plan de expansión del sistema. Entre otras cosas, el estudio de los flujos de potencia nos permite:

- Determinar los flujos de potencia activa y reactiva en una red eléctrica.
- Determinar los voltajes en las barras de una red eléctrica.
- Calcular las pérdidas en una red eléctrica.
- Estudiar las alternativas para la planificación de nuevos sistemas o ampliación de los ya existentes.
- Evaluar los efectos de pérdidas temporales de generación o de circuitos de transmisión.
- Evaluar los efectos de reconfigurar los circuitos de un SEP (por ejemplo ante la pérdida de una Línea de transmisión).
- Evaluar las mejoras que se producen ante el cambio en la sección de los conductores de un SEP.

Tipos de pérdidas presentes en sistemas de Subtransmisión.- Las pérdidas de energía en un SEP, son inevitables, ya que para suministrar energía hasta cada uno de nuestros hogares es necesario que ésta pase a través de varias etapas funcionales (generación - transmisión - distribución). Esto involucra pérdidas de energía de tipo técnicas, ya que cada una de estas etapas funcionales, comprenden varios dispositivos y elementos tales como: conductores, transformadores, etc., los mismos que están compuestos por resistencias, reactancias, etc., pero que son necesarios para el transporte y distribución de la energía.

Sin embargo, estas pérdidas de tipo técnicas, puede considerarse como un costo de operación necesario para transportar la energía desde donde se genera hasta cada uno de los puntos de consumo.

Clasificación de pérdidas técnicas en Subtransmisión.- Según el manual de la OLADE se define a las pérdidas técnicas como "El

conjunto de las pérdidas eléctricas de un sistema debidas a fenómenos físicos". Estas pérdidas son generadas por las circunstancias propias de la conducción y transformación de la energía eléctrica y se pueden clasificar a su vez según la función del componente y según la causa que las origina.

1. Por función del componente:

- Pérdidas por transporte
- Pérdidas por transformación

2. Por causa de pérdidas:

- Pérdidas por efecto corona
- Pérdidas por efecto Joule
- Pérdidas por corrientes parasites e histéresis

En lo que respecta a la etapa funcional de subtransmisión, se puede analizar las pérdidas técnicas según las causas que las originan:

- Efecto Joule.
- Efecto Corona.
- Corrientes de Fuga.

Efecto Joule.- Debido a que la corriente fluye a través de una línea de transmisión, y la línea de transmisión tiene una resistencia finita, hay una pérdida de potencia inherente e inevitable. Esto se llama pérdida del conductor o pérdida por calentamiento del conductor. La pérdida por calentamiento del conductor es directamente proporcional al cuadrado de longitud de la línea. Además, porque la disipación de potencia es directamente proporcional al cuadrado de la corriente, la pérdida del conductor es inversamente proporcional a la impedancia característica.

$$P = I^2 \times R$$

Dónde:

P = Potencia (Watts). Representa la energía consumida disipada en calor.

I = Corriente (Amperes)

R = Resistencia (Ohm)

Para reducir las pérdidas del conductor, simplemente debe acortarse la línea de transmisión, o utilizar un cable de metro mayor.

Efecto Corona.- El efecto corona se produce en los conductores de las líneas de alto voltaje y se manifiesta en forma de halo luminoso a su alrededor. Dado que los conductores suelen ser de sección circular, el halo adopta una forma de corona, de ahí el nombre del fenómeno. Es causado por la ionización del aire circundante al conductor debido a los altos niveles de voltaje, y por ende, de campo magnético, de la línea.

Consecuencias:

- Generación de luz
- Ruido audible
- Ruido de radio
- Vibración resultante del viento eléctrico
- Deterioro de los materiales como consecuencia de un bombardeo de iones
- Generación de ozono, óxidos de nitrógeno y la presencia de humedad, ácido nítrico
- Disipación de la energía

Lugares donde se presenta:

- Alrededor de conductores de línea
- En amortiguadores
- Aislantes eléctricos dañados
- Aislantes contaminados
- En los extremos vivos de ensambles de aislantes y manguitos aisladores

- En cualquier punto de su equipo eléctrico, donde la fuerza del campo eléctrico exceda los 3kV/m

Requerimientos para la cuantificación de las pérdidas de energía.-

Los requisitos principales para cuantificar las pérdidas de energía son: la metodología de cálculo, la información mínima y herramientas.

Pérdidas de potencia.- Las pérdidas de potencia resistivas se pueden obtener por dos métodos:

- Mediante una corrida de flujos del sistema de subtransmisión en el día de demanda máxima del año, incluyendo los transformadores de las subestaciones. A las que se agregaran las pérdidas de potencia ocasionadas por los núcleos de los transformadores de las subestaciones, obtenidas de los protocolos de pruebas de dichos transformadores y que no son función de las variaciones de la carga.
- Mediante registro de la demanda por medio de registradores trifásicos de demanda en los puntos de entrega al sistema de subtransmisión y en las barras de los secundarios de los transformadores de las subestaciones, que son las barras del sistema primario de distribución. Los registros deberán garantizar simultaneidad y consistencia en el intervalo de demanda para ser agregados y obtener por diferencia las demandas de las pérdidas en este subsistema.

A partir de los registros de demandas es posible obtener las siguientes curvas de carga:

- Generación local.
- Suministro en las subestaciones de entrega en bloque.

- Suministro total, a partir de la suma de la generación local y del suministro en bloque.
- De cada subestación de la empresa eléctrica a nivel de barra de alimentadores primarios.
- Curva total de las subestaciones a nivel de barras del sistema primario de distribución.

Perdidas de energía. Las pérdidas de energía se pueden determinar por cualquiera de los dos métodos siguientes:

- A partir de las pérdidas de potencia en la demanda máxima del año, calculada por la corrida de flujos de potencia y con la curva de carga de la energía total entregada, se calcula la energía de pérdidas empleando las curvas de carga registradas para todo el año. Las pérdidas resistivas en las líneas de subtransmisión y en los devanados de los transformadores de subestaciones, a una hora cualquiera, se obtienen de la relación cuadrática de la demanda a dicha hora con respecto a la demanda máxima. Se suman las pérdidas a cada intervalo de demanda y se multiplica por el tiempo de dicho intervalo. A las pérdidas resistivas se deberá agregar la energía de pérdidas en los núcleos, obtenida multiplicando las pérdidas totales en los núcleos por las horas del año.
- A partir de las mediciones de energía con contadores trifásicos en los puntos de entrega al sistema de subtransmisión y en las barras de los secundarios de los transformadores de las subestaciones, las pérdidas se obtienen como la diferencia entre la energía entregada neta y la energía a nivel de barras de los secundarios de los transformadores de las subestaciones.

Factor de carga (fc).- Es un indicador numérico importante acerca de la forma de uso de los equipos eléctricos en una instalación.

Se define como la relación entre la demanda promedio del periodo y la demanda máxima en el mismo periodo, o sea:

$$f_c = \frac{\text{Demanda.promedio}}{\text{Demanda.máxima}}$$

Lo más recomendable para las instalaciones es que su factor de carga esté lo más cercano al valor de uno, ya que demuestra una utilización constante de la carga. Pero si el factor de carga es menor que uno, se demuestra una utilización ineficiente de los equipos instalados.

Factor de pérdidas.- Es la razón entre el valor medio y máximo de las potencias disipadas en pérdidas, en un período dado.

$$f_p = \frac{P_{pérd.media}}{P_{pérd.máxima}}$$

Proyección de la Demanda.- Según Enríquez Harper (1982), la proyección de la demanda es la estimación a futuro de la misma, en base a observaciones estadísticas de su comportamiento anterior.

En los sistemas de distribución se hace el pronóstico basándose en dos índices que son:

- Crecimiento Horizontal.- Este crecimiento se refiere al aumento de la demanda debido a la creación de nuevos conjuntos habitacionales, urbanizaciones, y otras áreas residenciales, comerciales o industriales, éste se lo puede entender como el crecimiento del número de consumidores.
- Crecimiento Vertical.- Este crecimiento se refiere al aumento producido en la demanda de un área que cuenta con servicio eléctrico y que puede ser motivado por factores como: reconstrucción de conjuntos

habitacionales y otras áreas residenciales, creación y/o ampliación de centros comerciales, industrias, a esto se lo puede entender como el crecimiento del consumo

Sistemas Por Unidad (p.u).- La Normalización de los sistemas es una tarea necesaria prácticamente en todas las áreas de la Ingeniería, y la Ingeniería de los Sistemas de Potencia no es la excepción. La variedad de valores numéricos tanto en variables eléctricas (voltaje, corriente, potencia, etc.), como en parámetros (impedancia, admitancia, etc.), hace imprescindible el recurrir a la normalización para facilitar el manejo numérico de los problemas presentados en el análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP).

La definición básica para expresar una variable ó parámetro en forma normalizada está dada por:

Cantidad en pu = Cantidad Real (en unidades originales)/Cantidad Base

Cantidad en % = (Cantidad en pu) * 100.

Algunas de las ventajas de la normalización (del sistema en p.u.) son:

- Usualmente especifican los valores de las impedancias en p.u. ó por ciento de los datos nominales de placa de los equipos. Por tanto la impedancia nominal puede usarse directamente, si las bases escogidas son las mismas que las de placa.
- Los valores en p.u. de las impedancias caen dentro de un rango de valores muy estrecho, mientras que los valores óhmicos tiene un espectro numérico muy amplio. Además existen tablas en manuales de referencia con valores típicos para los diferentes tipos de equipo, y se puede verificar si para un equipo dado el valor de su impedancia es correcto ó está en un rango adecuado, consultando en dichos manuales de referencia. Su representación resulta en datos con más significado donde las magnitudes relativas de todas las cantidades de circuitos similares pueden compararse directamente.

- La impedancia en p.u. de cualquier transformador es la misma cuando se refiere al primario ó al secundario.
- La impedancia en p.u. de un transformador en un sistema trifásico es la misma sin importar el tipo de conexión del devanado (estrella-delta, estrella-estrella ó delta-delta).
- El método en p.u. es independiente de cambios de voltaje y desfases a través de transformadores, donde los voltajes de base en los devanados son proporcionales al número de vueltas.
- Los fabricantes de transformadores
- Todo lo anterior nos conduce a concluir que es conveniente realizar las simulaciones de los SEP normalizados, dado que además numéricamente representa ventajas en cuanto al control del error.

Las cuatro cantidades eléctricas más usuales son:

1. Voltaje, V (V)
2. Corriente, A (I)
3. Volt-Amperes, VA
4. Impedancia, V/A (Z).

Se puede observar que solamente V y A están involucradas y por lo tanto se requiere especificar solamente dos cantidades, de las cuatro arriba listadas, y las otras dos quedarán definidas en función de éstas. Típicamente en el análisis de sistemas de potencia se especifican el voltaje y la potencia aparente (V y VA) y las otras dos cantidades se calculan en función de éstas. La potencia aparente se selecciona debido a que es común a través de toda la red, mientras que los niveles de voltaje cambian como resultado de la presencia de los transformadores.

Si seleccionamos V_{base} y VA_{base} podemos calcular I_{base} y Z_{base}

$$I_{base} = \frac{VA_{base}}{V_{base}} \qquad Z_{base} = \frac{(V_{base})^2}{VA_{base}}$$

En ambos casos para sistemas monofásicos. Con lo anterior en mente, podemos calcular las cantidades en *p.u.* (por unidad) como sigue:

$$\begin{aligned} V_{pu} &= \frac{V_{act}}{V_{base}} & Z_{pu} &= \frac{Z_{act}}{Z_{base}} & Q_{pu} &= \frac{Q_{act}}{Q_{base}} \\ I_{pu} &= \frac{I_{act}}{I_{base}} & P_{pu} &= \frac{P_{act}}{VA_{base}} \end{aligned}$$

Como las unidades de VA y V son muy pequeñas en la práctica, son más comunes en su lugar MVA y kV, respectivamente. En forma monofásica podemos entonces definir:

$$I_{base} = \frac{MVA_{base}}{KV_{base}} * 10^3 \qquad Z_{base} = \frac{(kV_{base})^2}{MVA_{base}}$$

Sistema en p.u en transformadores.- Suponga que se selecciona una base en kV_{base} para el devanado primario, entonces los kV_{base} para el devanado secundario serán:

$$kV_{base(sec)} = kV_{base(pri)} \frac{V_{S(nominal)}}{V_{P(nominal)}}$$

$V_{S(nominal)}$ y $V_{P(nominal)}$ son las posiciones del tap expresadas en kV para los lados secundario y primario, respectivamente. El subíndice (nominal) indica la posición del tap para el voltaje nominal. Más adelante esta relación de taps se expresará en por unidad.

Impedancia base:

$$Z_{base(sec)} = \frac{(kV_{base(sec)})^2}{MVA_{base}} \qquad Z_{base(pri)} = \frac{(kV_{base(pri)})^2}{MVA_{base}}$$

Impedancia del transformador (*p.u.*):

$$Z_{pu(sec)} = \frac{Z_{act(sec)}}{Z_{base(sec)}} \qquad Z_{pu(pri)} = \frac{Z_{act(pri)}}{Z_{base(pri)}}$$

Razón del Tap:

$$Z_{pu(pri)} = \frac{Z_{act(pri)}}{Z_{base(pri)}} \qquad \text{Entonces} \qquad Z_{act(pri)} = a^2 * Z_{act(base)}$$

De lo anterior se concluye que: $Z_{pu(pri)} = Z_{pu(sec)}$

Cambio de base.- Debido a que los datos de placa de los equipos están normalizados, tomando como base los datos nominales del propio equipo, es decir $kV_{nominal}$ y $MVA_{nominal}$, es preciso hacer un cambio de base, pues en general las bases del equipo no coinciden con las del sistema.

Suponga además que se usarán nuevas bases denominadas kV_{base2} y MVA_{base2} , entonces tenemos:

$$Z_{pu2} = \frac{Z_{act}}{Z_{base2}}$$

Es importante notar que: $Z_{act} = Z_{pu1} Z_{base1} = Z_{pu2} Z_{base2}$ ó bien

$$Z_{pu2} = Z_{pu1} \frac{Z_{base1}}{Z_{base2}} = Z_{pu1} \frac{(kV_{base})^2 / MVA_{base1}}{(kV_{base2})^2 / MVA_{base2}}$$

De donde obtenemos

$$Z_{pu2} = Z_{pu1} (kV_{base1} / kV_{base2})^2 \frac{MVA_{base2}}{MVA_{base1}}$$

Esta última expresión es útil cuando los datos nominales del equipo son diferentes a las bases de sistema seleccionadas.

Corrientes de Cortocircuito.- El análisis de cortocircuito se fundamenta en el cálculo o determinación de las magnitudes de las

corrientes de falla y los aportes de cada uno de los elementos a esta falla, características que permiten el diseño de interruptores, calibración y ajuste de los mecanismos de protección.

La corriente de cortocircuito del sistema, permite establecer las características de los elementos de protección que deberán soportar o cortar la corriente de falla, por lo que es necesario realizar el cálculo para cada uno de los niveles de voltaje del sistema. Estas corrientes pueden producir daños térmicos o mecánicos, por lo que es necesario aislar lo más pronto posible la falla, mediante la apertura de los interruptores correspondientes.

Desde el punto de vista eléctrico, un cortocircuito es la conexión accidental o intencionada, mediante una resistencia o impedancia relativamente baja, de dos o más puntos de un circuito que está operando en condiciones normales a voltajes diferentes.

Un cortocircuito origina aumentos bruscos en las corrientes que circulan por el sistema, ocasionando daños al equipamiento existente. Algunos de los incidentes más graves por cortocircuitos en la red eléctrica son debidos a la caída de un rayo en una línea de transmisión, el incendio de un transformador, la inundación de una subestación, etc.

Los valores de corriente de cortocircuito a considerar son:

- a) La corriente máxima de cortocircuito, que determina:
 - El dimensionamiento del equipo de protección.
 - El cálculo de ajuste de protecciones.
 - El dimensionamiento de puestas a tierra.

La corriente máxima de cortocircuito se obtiene cuando en el sistema se tiene el mayor número de fuentes de generación operando.

- b) La corriente mínima de cortocircuito, se utiliza para realizar verificaciones del ajuste de protecciones y se obtiene cuando en el sistema se encuentra operando el menor número de fuentes de generación.

Los resultados obtenidos del cálculo de cortocircuito son:

- La corriente de las diferentes componentes de falla.
- Los voltajes después de la falla en todas las barras del sistema eléctrico.

Para el cálculo de cortocircuito es conveniente efectuar las siguientes aproximaciones:

- El generador se modela como una fuente de tensión de valor 1.0 p.u, en serie con su impedancia.
- Todos los cálculos se deben realizar en por unidad.
- Las cargas se representan por su impedancia equivalente, independiente del nivel de voltaje.
- Todas las barras del sistema tienen un voltaje nominal de 1.0 p.u., respecto a tierra, de forma que no fluyen corrientes de prefalla en la red, pero respecto a la red nodal es cero.
- El sistema eléctrico se analiza como si estuviera en régimen estable.
- Se pueden despreciar todas las conexiones en paralelo desde las barras del sistema al nodo de referencia (neutro) en los circuitos equivalentes que representan a las líneas de transmisión y a los transformadores.

Dentro de los resultados de cortocircuito que se obtienen del programa POWERWORLD se considera a la potencia de cortocircuito como un dato básico para la caracterización de la red, debido a que se relaciona

directamente con su comportamiento ante maniobras de equipos y estabilidad del sistema; su valor viene dado por la ubicación de las plantas generadoras, de manera que un valor elevado de potencia de cortocircuito en un nodo representa de alguna forma la proximidad eléctrica de un grupo de generación considerable.

Por estas razones, resulta necesario conocer los valores de corrientes de cortocircuito (I_{cc}) y las potencias de cortocircuito (S_{cc}) en las barras de la red.

Dichos valores son la base del diseño de las características de los elementos de protección.

Al producirse un cortocircuito:

- Los voltajes caen. Los generadores se aceleran porque dejan de transmitir potencia activa y existe elevación del flujo de potencia.
- La corriente que fluye inmediatamente ocurrida la falla en un sistema eléctrico de potencia, se determina mediante las impedancias de los elementos de la red y de las máquinas sincrónicas.

Procedimientos de cálculo de cortocircuitos.- El procedimiento para calcular las corrientes de cortocircuito en un sistema eléctrico de potencia consta de los siguientes pasos:

- Dibujar el diagrama unifilar con todas las fuentes y todas las impedancias del circuito.
- Convertir impedancias, del diagrama en estudio, en valores en base común (sistema por unidad).
- Combinar impedancias, reducción del diagrama de impedancias para calcular la impedancia equivalente.

- Calcular la corriente de cortocircuito; el paso final es el cálculo de la corriente de cortocircuito, las impedancias de las máquinas rotatorias usadas en el circuito dependen del estudio en cuestión.
- Calcular las corrientes en los componentes del sistema.

Debido a la asimetría existente en la corriente de cortocircuito, y al hecho de que la contribución de los motores depende del tiempo transcurrido desde el instante en que se produce la falla, se diferencian las siguientes corrientes de cortocircuito:

- a) Corrientes momentáneas.- La corriente momentánea corresponde al valor efectivo de la corriente de cortocircuito generada en el primer ciclo después que ocurrió la falla.
- b) Corrientes de interrupción.- La corriente de interrupción, corresponde al valor efectivo de la corriente de cortocircuito en el intervalo comprendido entre los 1,5 y los 8 ciclos, después de ocurrida la falla.
- c) Corrientes permanentes.- La amplitud de la corriente de cortocircuito permanente I_k , depende del estado de saturación del circuito magnético de los generadores.

CAPITULO II

DIAGNÓSTICO ACTUAL DEL SISTEMA ELEPCO.S.A.

2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE ELEPCO S.A.

2.1.1 Introducción.

La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A., acorde con lo que determina su escritura pública de constitución, tiene por objeto la prestación del servicio público de electricidad y por lo tanto está autorizada para proveer del mismo en la Provincia de Cotopaxi.

Las Instituciones que le antecedieron fueron los Servicios Eléctricos Municipales y luego el Sistema Eléctrico Latacunga. Pero durante la existencia de estas instituciones su infraestructura técnica era muy limitada y sus redes estaban alejadas de un gran cantón como es La

Maná situado en el sector occidental de la Provincia, motivo por el cual la Empresa Eléctrica EMELGUR captó ese sector y electrificó a la ciudad de La Maná y varios de sus recintos adyacentes tales como: Chipe-Hamburgo, El Toquillal, Tres Coronas, Manguila y San Pablo. Sin embargo en Julio del 2010 se inaugura la Subestación La Maná para mejorar el servicio a los cantones de Pangua y La Maná.

Por similares razones, la Empresa Eléctrica Ambato dio servicio en el extremo sur de la Provincia en el sector de Cunchibamba y La Empresa Eléctrica Quito en el extremo norte a los sectores de San Bartolomé Romerillos y el CLIRSEN.

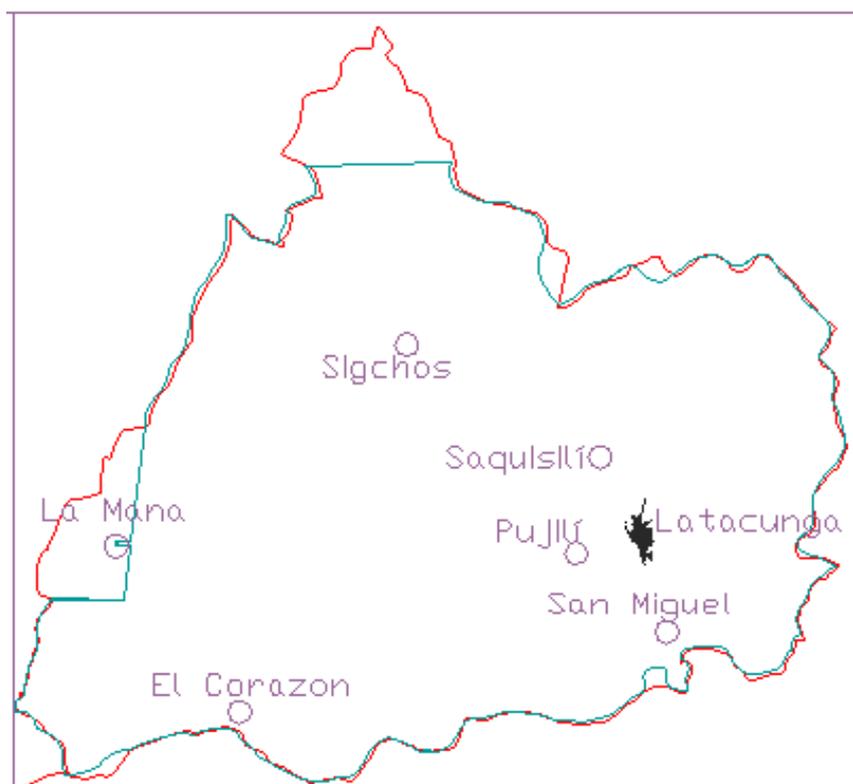
Las Parroquias de Palo Quemado y Las Pampas pertenecientes al Cantón Sigchos ubicadas en los confines Nor-Occidentales de Cotopaxi ante la imposibilidad de atender desde ELEPCO S.A. fueron electrificadas por la Empresa Santo Domingo.

2.1.2 Área de concesión

Desde el año de 1978 paralelamente a la remodelación de redes se inicia la expansión del sistema y es así que en forma planificada y paulatina fue extendiendo sus redes eléctricas de distribución y actualmente ha rodeado las redes de las empresas eléctricas adyacentes impidiendo su avance.

Con el fin de dar cumplimiento a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y en una reunión con todas las Empresas Eléctricas del País se fijaron los límites de áreas de concesión y en el mes de Octubre de 1998 en las oficinas del Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, organismo rector del sector energético se firmó el acta de Límites de ELEPCO S.A., del área de concesión tal como se indica en el gráfico No. 9

GRÁFICO No. 9 AREA DE CONCESIÓN DE ELEPCO S.A.



Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

2.1.3 Fuentes de suministro de la energía eléctrica

El sistema eléctrico de ELEPCO S.A. cuenta con dos fuentes de suministro de energía, la generación propia y los nodos del S.N.I. localizados en las subestaciones Ambato a 69 kV, Mulaló a 138/69 kV y Quevedo a 69kV. Estos nodos son los que mas aportan, en potencia y energía a la demanda eléctrica de ELEPCO S.A., además, transfieren la estabilidad eléctrica necesaria para que el sistema opere adecuadamente.

2.1.3.1 Generación propia

Está conformada por cinco Centrales Hidroeléctricas: **Illuchi 1 e Illuchi 2**, ubicadas en la parroquia Juan Montalvo perteneciente al Cantón Latacunga, **Catazacón** ubicado en la parroquia Moraspungo del Cantón Pangua, **El Estado** en la parroquia el Tingo y **Angamarca** situado en el

sector del Shuyo perteneciente a la parroquia de su mismo nombre; estas dos últimas pertenecen al Cantón Pujilí.

La capacidad instalada disponible de las cinco centrales para la generación de energía eléctrica es de 15,24 MVA.

Las centrales que mayor aportan son las Illuchi 1 e Illuchi 2 con capacidades de 5,24 MVA y 6,5 MVA respectivamente.

Las centrales con menor aporte se encuentran en el sector occidental de la Provincia, cada una con las siguientes capacidades: central El Estado con 2,125 MVA, central Catazacón con 1,0 MVA y la central Angamarca con 0,375 MVA.

Se debe indicar que la central Angamarca suministra energía eléctrica a un pequeño sector, cuyas redes eléctricas operan en forma aislada al sistema de distribución de ELEPCO S.A.

En el cuadro No. 2 se muestran las características de las centrales de generación de ELEPCO S.A.

CUADRO No. 2 CARACTERÍSTICAS DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN DE ELEPCO S.A.

CENTRAL	ILLUCHI 1	ILLUCHI 2	EL ESTADO	CATAZACON	ANGAMARC
GENERACION	HIDRAULICA	HIDRAULICA	HIDRAULICA	HIDRAULICA	HIDRAULICA
CAPACIDAD (kVA)	5244	6500	2125	1000	375
VOLTAJE (V)	2400	2400	4160	440	4160
FRECUENCIA (HZ)	60	60	60	60	60
F. de POTENCIA	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
No. GRUPO	4	4	2	2	2
Año ent. Servicio	1951	1979	1986	1991	1994

Observaciones	Inter. al sistema	Inter. al sistema	Inter. Al sistema	Inter. al sistema	Aislado sist.
---------------	-------------------	-------------------	-------------------	-------------------	---------------

Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

2.1.3.2 Nodos del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I)

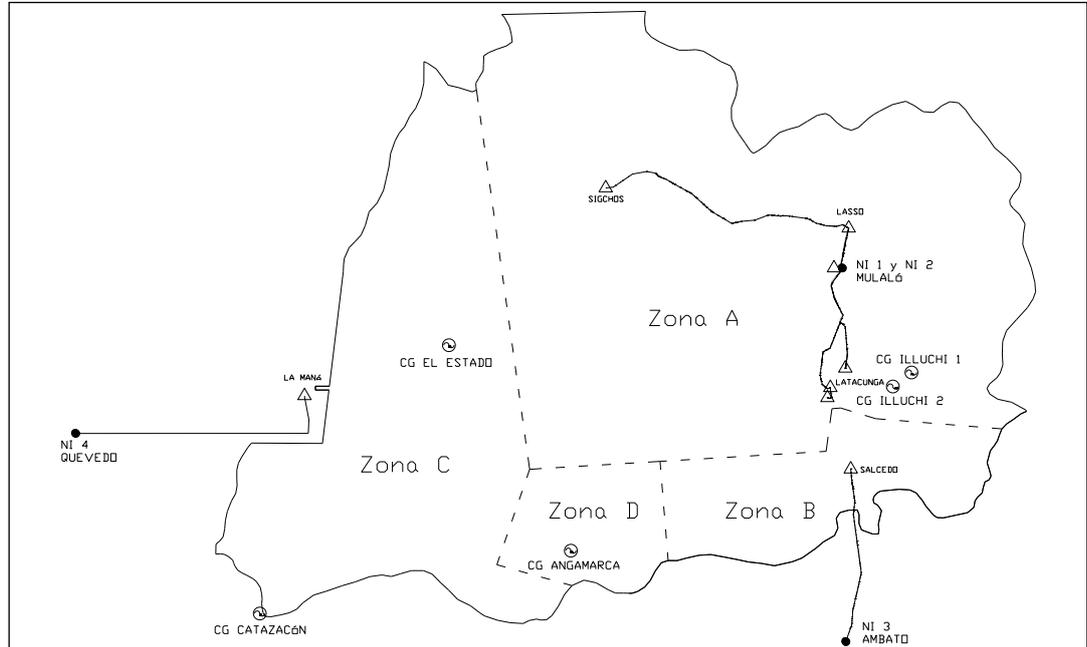
El sistema de ELEPCO S.A. se enlaza al S.N.I a través de cuatro nodos, dos de ellos situados en la subestación Mulaló a 138kV y 69kV, otro en la subestación Ambato a 69kV y el cuarto nodo se encuentra reflejado en las subestación Quevedo a 69kV; como se observa en el gráfico 10.

Los nodos de mayor importancia están localizados en la subestación de Mulaló por estar situado cerca al centro de carga, abasteciendo a las subestaciones La Cocha, San Rafael, El Calvario, Lasso, Sigchos y Novacero; con flujo de potencia que significa el 62,7 % de la energía eléctrica disponible. Esta subestación está conectada a la línea de transmisión Pucará-Santa Rosa a un nivel de voltaje de 138 kv. y cuenta con un transformador de 50/63 MVA, que reduce el voltaje de los 138 kv. a 69 kv, el mismo que dispone de regulación automática bajo carga.

Otro de los nodos esta localizado en la subestación Ambato, la misma que se encuentra interconectada con la línea de transmisión Pisayambo – Totoras a 138 kv del S.N.I., cuenta con un transformador de 33/44 MVA, que reduce el voltaje de 138 kv a 69 kv y no dispone de regulación automática bajo carga. Abastece de energía a las subestaciones Fairis, Salcedo y Holcim.

El último de los nodos esta reflejado en la subestación Quevedo ya que físicamente está instalado en la central de generación Enermax (Calope – La Maná), abasteciendo de energía a la nueva subestación La Maná.

GRÁFICO No. 10 GENERACIÓN LOCAL Y NODOS DE INTERCONEXIÓN CON S.N.I.



Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

2.1.4 Líneas de subtransmisión

El sistema de subtransmisión de ELEPCO S.A. permite llevar la energía eléctrica desde sus fuentes de suministro (centrales de generación y nodos SNI) hasta sus centros de carga o subestaciones, mediante líneas eléctricas con niveles de voltaje que van desde 13,8 kV hasta 69 kV, bajo un esquema eléctrico de tipo radial.

El sistema de subtransmisión tiene tres zonas perfectamente definidas que interconectan de la siguiente manera: en la zona A, las subestaciones San Rafael, La Cocha, El Calvario (interconectada a 13,8 kV), Mulaló, Lasso, Sigchos y Novacero, en la zona B, luego de la apertura de la línea en el sector de San Rafael, se continúa con la interconexión de las subestaciones Holcim, Salcedo, Fairis y por último, la zona C, al occidente

de la provincia. La subestación La Maná también se conecta radialmente a la S/E Quevedo; como se aprecia en el diagrama unifilar del gráfico 11.

2.1.5 Subestaciones de distribución y elevación

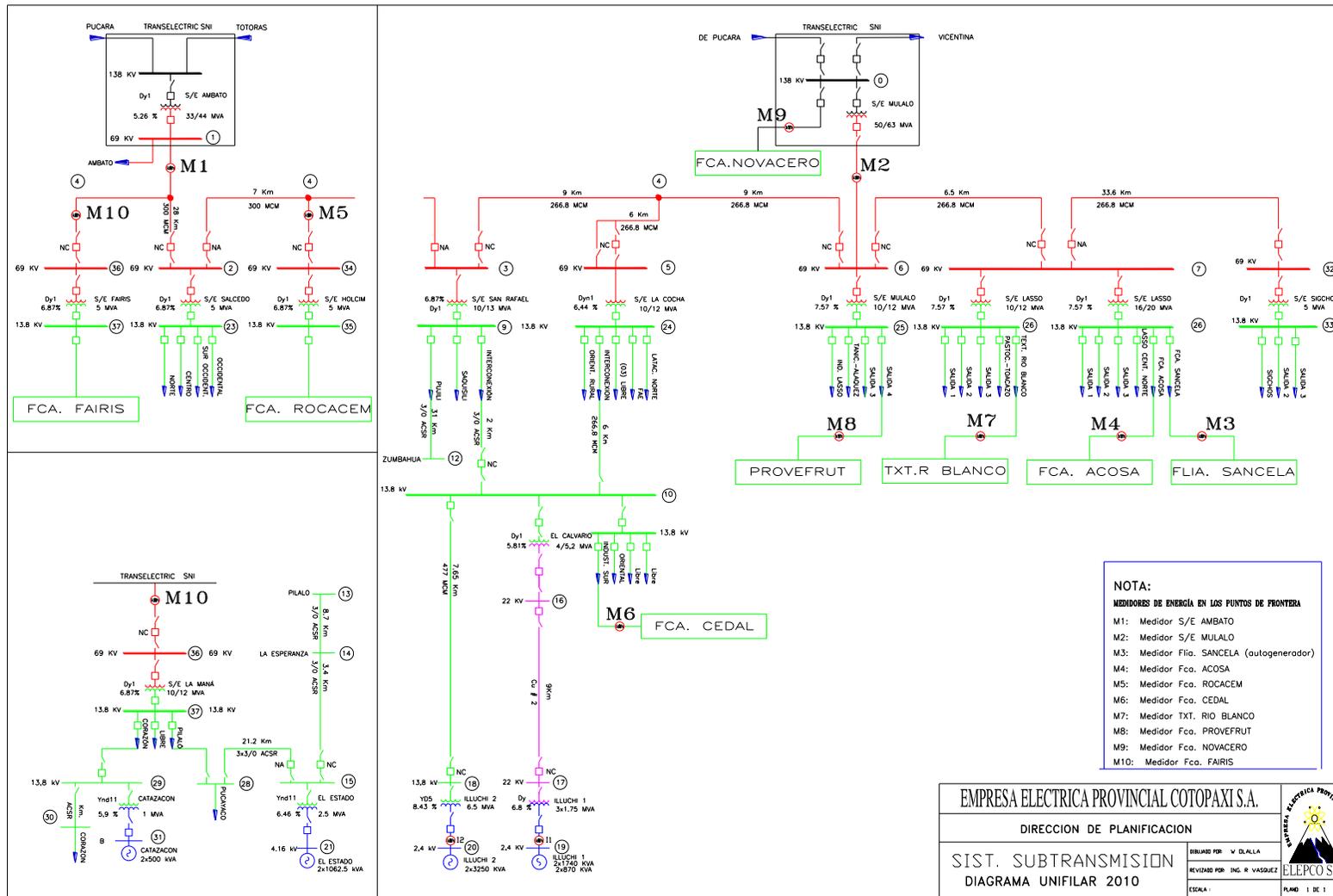
ELEPCO S.A. cuenta en la actualidad con ocho subestaciones a 69 Kv, como se muestra en el cuadro No. 3, cuya disposición básica es de barra simple para todos los niveles de voltaje.

CUADRO No. 3 SUBESTACIONES DE ELEPCO S.A. AL 2010

SUBESTACIÓN	TIPO	VOLTAJE (kv)	CONEXIÓN	CAPACIDAD (MVA)	SISTEMA ELÉCTRICO
S/E SALCEDO	R				
S/E SAN RAFAEL	R	69,0/13,8	Dy1	10,0	Subtransmisión
S/E EL CALVARIO	R	69,0/13,8	Dy1	10/13	Subtransmisión
S/E LA COCHA	R	23,0/13,8	Dy1 t	4/5,2	Subtransmisión
S/E LA MANÁ	R	69,0/13,8	Dy1	10/12,5	Subtransmisión
S/E LASSO	R	69,0/13,8	Dy1	10/12,5	Subtransmisión
S/E MULALO	R	69,0/13,8	Dy1	20	Subtransmisión
S/E SIGCHOS	R	69,0/13,8	Dy1	10/12,5	Subtransmisión
ILLUCHI 1	E	69,0/13,8	Dy1	5,0	Subtransmisión
ILLUCHI 2	E	2,4/22,0	Dy	3x1,75	Subtransmisión
S/E EL ESTADO	E	2,4/13,8	Yd5	6,5	Subtransmisión
S/E CATAZACON	E	4,16 /13,8	Ynd11	2,5	Distribución
S/E ANGAMARCA	E	0,44 /13,8		1,0	Distribución
		4,16 /13,8		0,375	Distribución

Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

GRAFICO No. 11 DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN AL AÑO 2010



Fuente: ELEPCO S.A.
 Recopilación: Postulantes.

Las tres últimas subestaciones no son parte del sistema de subtransmisión, pues se encuentran conectadas al sistema de distribución primario en el sector occidental de la provincia.

Con esta infraestructura la empresa a nivel de distribución entrega el servicio eléctrico a 101.157 usuarios, correspondiendo el 88 % al sector residencial, el 6 % al sector comercial, el 4 % al sector industrial y el restante 2 % a otros servicios, cuya demanda en potencia y energía son 65,7 MW y 360 GWh al año respectivamente.

El sector residencial consume el 24 %, el sector comercial el 7 %, el sector industrial el 56 %, otros servicios el 3 % y las pérdidas el 10 % (técnicas 8% y comerciales 2%). Se estima una población servida de 230.000 habitantes.

2.2 Levantamiento y toma de datos de campo

2.2.1 Recopilación de datos

El proceso de recopilación de datos inicia con una etapa primaria, en la que se obtiene toda la información existente en los diferentes Departamentos (Planificación, Técnico y Comercial) de ELEPCO S.A., dando prioridad a la información concerniente a la disposición y características de las instalaciones que se encuentran en funcionamiento, así como los registros de operación y mantenimiento del sistema de subtransmisión.

Mucha de la información requerida para el estudio se encontró dispersa en los diferentes Departamentos de la empresa y no siempre estaba completa, ni totalmente actualizada e inclusive se pudo notar una diferencia en una misma información, al ser proporcionada por varios de los Departamentos. Para cubrir las deficiencias en la información, fue

necesario entonces, cubrir una etapa complementaria en el proceso de recopilación, que permitió obtener la información en forma directa, debiendo para ello realizar una inspección física de las instalaciones de cada una de las subestaciones, así como también, efectuando recorridos de campo para el caso de las líneas de subtransmisión.

Las fuentes de información no solo fueron internas a ELEPCO S.A., sino también externas, así tenemos las siguientes:

CONELEC

- Diagramas unifilares del sistema nacional interconectado
- Plan maestro de electrificación

TRANSELECTRIC

- Impedancias equivalentes del SNI, en los diferentes puntos de intercambio del sistema eléctrico de ELEPCO S.A.

DEPARTAMENTO DE PLANIFICACION DE ELEPCO S.A.

- Registros estadísticos de la demanda eléctrica de ELEPCO S.A.
- Proyecciones de la demanda eléctrica de ELEPCO S.A.
- Diagramas y esquemas unifilares del sistema de subtransmisión.

DEPARTAMENTO FINANCIERO

- Costo de equipos y materiales referenciales
- Balances anuales contables del estado de situación de la empresa
- Órdenes de trabajo ejecutadas y liquidadas

DEPARTAMENTO TÉCNICO

- Información del trazado de líneas de subtransmisión e interconexión, disposición y calibres de conductores.
- Información de las subestaciones
- Datos de carga de alimentadores primarios

DEPARTAMENTO DE GENERACIÓN

- Información de las centrales de generación

DEPARTAMENTO COMERCIAL

- Facturación de energía
- Información sobre grandes clientes

2.2.2 Validación y procesamiento de la información

La veracidad de la información es muy importante para la ejecución de un diagnóstico, por lo que ha sido imprescindible que posterior a la etapa primaria de recopilación de la información y durante la etapa de actualización y complementación de la misma, se ha procedido en forma paralela a confirmarla y validarla, de manera que se asegure su consistencia y confiabilidad, particularmente los datos característicos de los equipos y elementos instalados en: centrales de generación, líneas de subtransmisión y subestaciones. Estos datos validados y confirmados se encuentran tabulados en los anexos 2.1 (A, B, C, D)

Una vez obtenida y validada la información, se ha procesado adecuadamente, de manera que responda a una estructura ordenada en planos, diagramas, esquemas y/o tablas, tal que permita ser utilizada correcta y convenientemente en las etapas de cálculo, análisis y diagnóstico.

También se utilizó información primaria, como el uso de catálogos o manuales, para obtener las características técnicas de los conductores de líneas, tipo de estructuras de soporte y algunos equipos eléctricos de potencia.

Para realizar el análisis de flujos de potencia es necesario conocer las condiciones de carga bajo las cuales opera el sistema, por tanto fue necesario conocer el detalle de la demanda coincidente en cada

subestación del sistema y cada central de generación, considerando el día de demanda máxima de todo el sistema. Esta información se la encuentra en los registros históricos de las estadísticas de operación del sistema.

2.3 Corrida de flujos de potencia

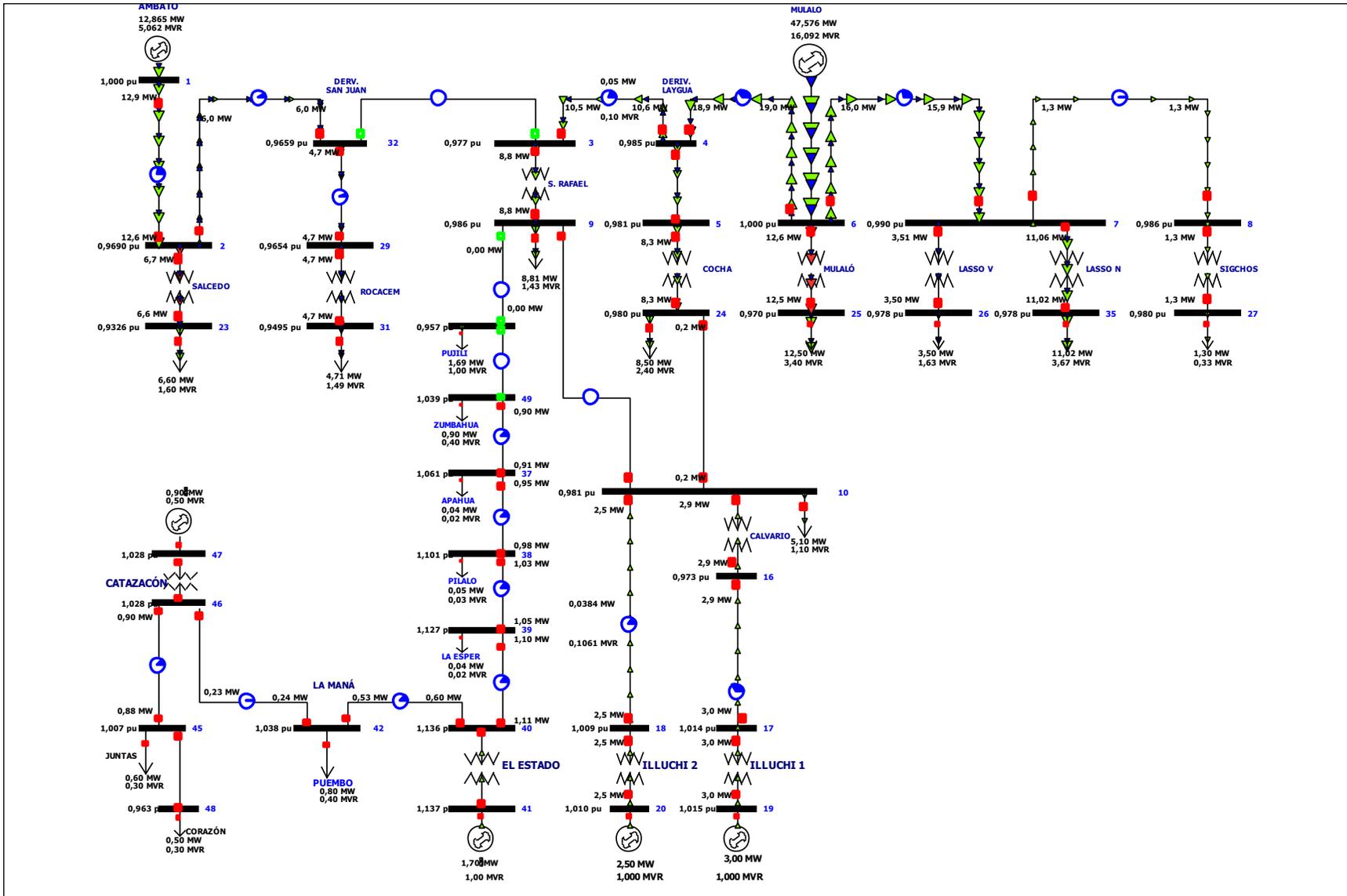
2.3.1 Modelación del sistema de subtransmisión actual

Para el análisis de las condiciones operativas, se consideran los modelos matemáticos de todas las partes o elementos constitutivos del sistema de potencia, que fueron tratados en las secciones precedentes a ésta. Con el uso de estos modelos se configura todo el sistema eléctrico y se realizan los cálculos de flujos de potencia en líneas y transformadores, para condiciones normales de operación y se obtienen todos los parámetros eléctricos en nodos y líneas.

Pese a todo los métodos de cálculo desarrollados para los sistemas de potencia, éstos resultan ser una tarea muy complicada sin la ayuda de un sistema informático que se encargue de efectuar los cálculos. Así, para este estudio, se utiliza el POWER WORLD, cuyo manual del usuario se presenta en el anexo 2.2. Este es un software experto en el análisis de sistemas eléctricos de potencia y en el cual se modela todo el sistema con base a objetos gráficos que representan cada uno de los elementos propios del sistema, como se observa en el gráfico No. 12.

El modelo muestra a manera de diagrama unifilar, el sistema eléctrico de ELEPCO S.A., con sus diferentes niveles de voltaje (13,8 kv, 22 kv y 69 kv) y etapas funcionales (generación, subtransmisión y transformación), separados por barras de interconexión. Como es de saber, todo modelo requiere de al menos una barra infinita o barra slack, para proveer la potencia y estabilidad de voltaje necesaria por un sistema eléctrico, entonces en el caso de ELEPCO S.A., éstas están constituidas por los nodos de intercambio con el S.N.I.

GRÁFICO No. 12 MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA DE ELEPCO S.A



Fuente: POWER WORLD

Recopilación: Postulantes.

Con los resultados obtenidos, se pueden determinar aquellos elementos que operan en condiciones críticas o deficientes, que se acercan peligrosamente a sus límites de funcionamiento o zonas de saturación, donde su comportamiento no es estable ni predecible.

De ésta manera, el diagnóstico puede efectuarse sobre cada uno de los elementos en particular ó sobre todo el sistema en general, lo cual conducirá al planteamiento de soluciones inmediatas para superar ciertas limitaciones críticas actuales, pero especialmente para generar planes de expansión del sistema en el mediano y largo plazo, de manera que la disponibilidad energética no se vea comprometida y se tenga siempre la suficiente capacidad para satisfacer el constante crecimiento de la demanda.

2.3.2 Corrida de flujos y obtención de resultados

Es necesario establecer el escenario de operación del sistema para el cual se realizará la corrida de flujos de potencia, de manera que éste ponga en evidencia las condiciones operativas más exigentes sobre cada uno de los elementos. Así, se considera como escenario del presente proyecto, el día 15 de noviembre del 2010, en el que se registra la máxima demanda del sistema, como se muestra en el cuadro No. 4.

CUADRO No. 4 DEMANDA DE POTENCIA ACTIVA DE LAS SUBESTACIONES.

DEMANDA MÁXIMA

DEMANDAS DE POTENCIA ACTIVA SUBESTACIONES ELEPCO S.A AÑO 2010

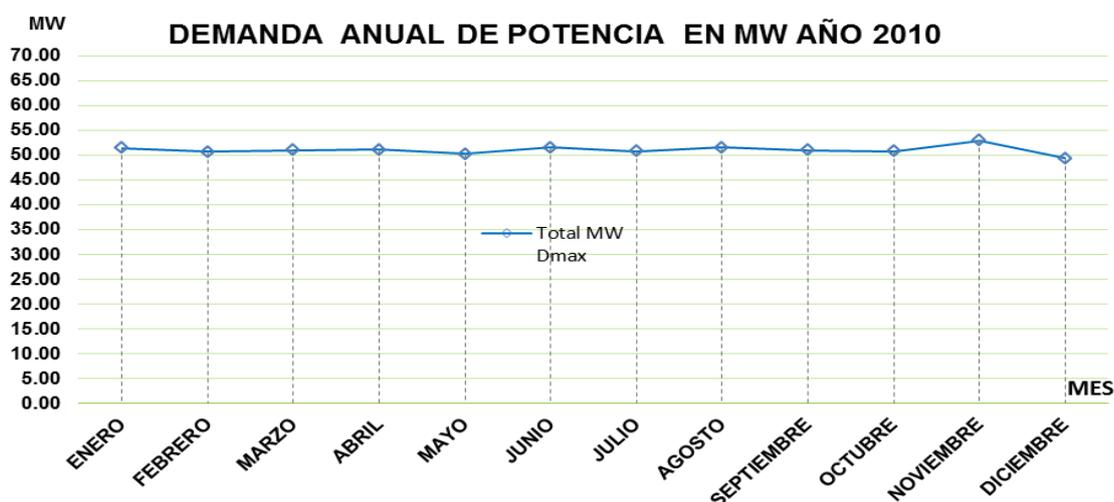
SUBESTACIÓN	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEM	OCTUBRE	NOVIEM	DICIEM
El Calvario	6.39	6.39	6.50	6.50	6.39	6.39	6.39	6.39	6.39	6.39	6.50	6.08
San Rafael	8.32	7.67	7.52	7.52	7.67	7.67	7.67	8.50	8.50	8.50	8.50	7.90
Salcedo	7.55	7.34	7.67	7.78	7.78	7.90	7.78	7.78	7.55	7.55	7.90	7.34
Mulaló	5.76	5.60	5.82	5.82	5.29	6.20	5.71	5.94	5.76	6.20	6.20	6.13
Lasso	9.15	9.24	9.06	8.98	8.51	8.9	8.66	9.15	8.98	8.74	9.23	8.19
La Cocha	6.2	6.28	6.36	6.43	6.41	6.38	6.45	5.64	5.68	5.24	6.45	5.64
Sigchos	1.16	1.16	1.16	1.16	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.16
La Maná	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
HOLCIM	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71	4.71
NOVACERO	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
*TERCEROS	8.73	8.73	8.73	8.73	8.73	8.73	8.73	8.73	8.73	8.73	8.73	8.73
TOTAL MW	51.44	50.59	51.00	51.10	50.16	51.55	50.77	51.51	50.97	50.73	52.89	49.35

* NO SE SUMA LA DEMANDA DE TERCEROS

Fuente: ELEPCO S.A.
Elaboración: Postulantes.

Con los valores obtenidos del cuadro No. 4, se ha elaborado el perfil de la curva de carga del año 2010 como se indica en el gráfico No. 13, valores que se han ingresado como datos de carga para el análisis del año base.

GRÁFICO No. 13 CURVA DE CARGA DE LA DEMANDA AÑO 2010



Fuente: ELEPCO S.A.
Elaboración: Postulantes.

Una vez realizado las corridas de flujos de potencia, se determinan las contribuciones energéticas que realizan los generadores y nodos del S.N.I, al sistema de ELEPCO S.A. Aquí, la demanda total del sistema es de 63,32 MW y 24,33 MVar., como se muestran en el cuadro No. 5.

CUADRO No. 5 CONTRIBUCIONES ENERGÉTICAS AL SISTEMA DE ELEPCO S.A.

Number	Name	Status	Gen MW	Gen Mvar
1	AMB69	Closed	15,89	6,49
19	ILL1 2,4	Closed	3	1
20	ILL2 2,4	Closed	2,5	1
41	EST4,16	Closed	1,7	1
47	CATAZ2,4	Closed	0,9	0,5
50	CALOPE6.	Open	0	0
52	QUEV69	Closed	1,31	0,15

57	MUL138	Closed	38,02	14,19
TOTAL			63,32	24,33

Fuente: POWER WORLD

Recopilación: Postulantes.

En el cuadro No. 6 se indican las diferentes cargas que se encuentran asociadas al sistema de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A., de los cuales 52,9 MW y 13,1 MVar le corresponden a la carga de ELEPCO S.A., mientras que 8,7 MW y 2,9 MVar, son la carga de terceros (gran consumidor del M.E.M FAIRIS, FAMILIA) y el remanente 1,75MW y 8,6 MVar son las pérdidas del sistema.

CUADRO No. 6 CARGAS CONECTADAS AL SISTEMA DE ELEPCO S.A.

Number	Name	MW	Mvar	MVA
9	S.RAF13.	8.5	2.5	8.86
10	CALV13.8	6.5	1.3	6.63
23	SALC13.8	7.9	2.4	8.26
24	COCH 13	6.45	2.34	6.86
25	COT13.8	6.2	1.8	6.46
27	SIG13.8	1.2	0.17	1.21
31	ROCAC13.	4.71	1.49	4.94
35	LASS13.8	3.5	1.63	3.86
35	LASS13.8	1.3	0.1	1.3
35	LASS13.8	4.43	1.25	4.6
36	PUJILI	1.7	0.5	1.77
37	APAHUA	0.04	0.02	0.04
38	PILALO	0.05	0.03	0.06
39	LA ESPER	0.04	0.02	0.05
42	LA MANÁ	0.8	0.4	0.89
45	JUNTAS	0.6	0.3	0.67
48	CORAZÓN	0.5	0.3	0.58
49	ZUMBAHUA	0.9	0.4	0.98
57	MUL138	2.5	-2.9	3.83
58	FAI69	3	1.5	3.35
60	GUAYACAN	0.8	0.4	0.89

TOTAL SISTEMA	61.62	15.95	66.09
TOTAL TERCEROS	8.73	2.85	9.25
TOTAL ELEPCO	52.89	13.1	56.84

Fuente: POWER WORLD.

Recopilación: Postulantes.

En los cuadros No. 7 y 8 se presentan los resultados obtenidos por el software Power World luego de haber realizado las corridas de flujos de potencia.

CUADRO No. 7 REPORTE DE FLUJOS DE POTENCIA EN LINEAS Y TRANSFORMADORES A 69 KV

Fro Num	From Name	To Num	To Name	From Volt (kV)	To Volt (kV)	From MW	From Mvar	MW Loss	Mvar Loss
1	AMB69	58	FAI69	69	6.776.313	15.891.075	6.488.018	0,169633	0,310662
2	SALCE 69	23	SALC13.8	6.701.736	1.312.334	7.928.043	2.855.741	0,03184	0,46368
2	SALCE 69	32	DER.S.JU	6.701.736	6.674.879	4.737.458	1.663.655	0,011576	-0,039932
58	FAI69	2	SALCE 69	6.776.313	6.701.736	12.750.897	4.652.186	0,085407	0,132796
3	S. RAF 69	4	LAIGUA	630.137	6.379.427	-1.036.001	-3.682.105	0,068549	0,15592
3	S. RAF 69	9	S. RAF13.	630.137	1.252.996	10.351.381	3.684.369	0,05862	0,945353
32	DER.S.JU	3	S. RAF 69	6.674.879	630.137	0	0	0	0
4	LAIGUA	5	COCHA69	6.379.427	6.346.354	7.679.571	2.456.992	0,022199	0,034343
4	LAIGUA	6	MUL 69	6.379.427	6.481.639	-1.810.802	-6.295.027	0,155317	0,43417
5	COCHA69	24	COCH 13	6.346.354	1.243.948	7.657.409	2.422.644	0,032254	0,469704
6	MUL 69	7	LASS 69	6.481.639	6.436.142	10.503.221	3.308.262	0,041405	0,091151
6	MUL 69	25	COT13.8	6.481.639	1.275.143	622.141	2.077.554	0,020526	0,295261
57	MUL138	6	MUL 69	138	6.481.639	35.516.436	1.709.378	0,528466	4.978.889
7	LASS 69	8	SIG 69	6.436.142	6.418.703	1.204.216	0,01465	0,002604	-0,175958
7	LASS 69	35	LASS13.8	6.436.142	1.273.599	9.257.722	320.249	0,027573	0,245399
8	SIG 69	27	SIG13.8	6.418.703	1.277.971	1.201.735	0,190631	0,002027	0,023507
9	S. RAF13.	10	CALV13.8	1.252.996	1.244.469	0	0	0	0
9	S. RAF13.	36	PUJILI	1.252.996	1.154.519	1.808.636	0,32234	0,119954	-0,141626
10	CALV13.8	16	CALV22	1.244.469	2.063.205	-2.856.844	-0,738871	0,013387	0,163398
10	CALV13.8	18	ILL 2 13	1.244.469	1.285.809	-245.753	-0,857289	0,044899	0,125045
24	COCH 13	10	CALV13.8	1.243.948	1.244.469	117.302	-0,339473	0	0,001835
16	CALV22	17	ILL1- 22	2.063.205	2.258.008	-2.874.976	-0,899919	0,12554	0,083239
17	ILL1- 22	19	ILL1 2.4	2.258.008	225.972	-3.000.507	-0,983155	0	0,007659
18	ILL 2 13	20	ILL2 2.	1.285.809	2.238.328	-2.502.424	-0,982334	0	0,007018
29	ROCAC69	31	ROCAC13.	6.671.608	131.254	4.724.119	170.522	0,013491	0,215854
32	DER.S.JU	29	ROCAC69	6.674.879	6.671.608	4.725.887	1.703.582	0,001759	-0,00164
36	PUJILI	49	ZUMBAHU	1.154.519	1.233.207	0	0	0	0
37	APAHUA	38	PILALO	1.267.449	1.331.798	-0,957271	-0,438904	0,038768	0,043151
49	ZUMBAHU	37	APAHUA	1.233.207	1.267.449	-0,897432	-0,396843	0,01991	0,022163
38	PILALO	39	LA ESPER	1.331.798	1.375.492	-104.695	-0,51301	0,027527	-0,220937
39	LA ESPER	40	EST13.8	1.375.492	1.391.246	-1.119.469	-0,316035	0,010686	-0,090708
40	EST13.8	41	EST4.16	1.391.246	4.196.562	-1.699.345	-0,997382	0	0,002468
60	GUAYACA	40	EST13.8	139.019	1.391.246	-0,569178	-0,771152	0	0,000905
43	MANA69	42	LA MANÁ	6.880.938	137.385	1.302.557	0,189958	0,000737	0,010733
42	LA MANÁ	46	CATAZ13.	137.385	1.323.234	0,257654	0,145306	0,007835	-0,001136
60	GUAYACA	42	LA MANÁ	139.019	137.385	-0,230521	0,371196	0,013443	0,004785
44	CALÓPE	43	MANA69	6.883.502	6.880.938	1.302.947	0,147892	0,000387	-0,042058
50	CALOPE6.	44	CALÓPE	6.883.502	6.883.502	0	0	0	0
51	QUEV69	44	CALÓPE	6.898.184	6.883.502	1.305.017	0,144565	0,002067	-0,003317
46	CATAZ13.	45	JUNTAS	1.323.234	1.282.878	1.149.916	0,64546	0,02844	0,029872
45	JUNTAS	48	CORAZÓN	1.282.878	1.217.193	0,521477	0,315604	0,021889	0,016156
47	CATAZ2.4	46	CATAZ13.	0,383754	1.323.234	0,900097	0,50017	0	0,001152
52	QUEV138	51	QUEV69	138	6.898.184	1.305.116	0,146796	0,000099	0,002233

Fuente: POWER WORLD

Recopilación: Postulantes.

CUADRO No. 8 REPORTE DE FLUJOS DE POTENCIA EN BARRAS Y NODOS DEL SISTEMA A 69 KV.

Number	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar
41	EST4.16	OCCIDENT	1,01	4.197	-3,3			1,7	1
40	EST13.8	OCCIDENT	1,01	13.912	-3,36				
60	GUAYACAN	OCCIDENT	1,01	13.902	-3,39	0,8	0,4		
52	QUEV138	OCCIDENT	1,00	138	0			1,31	0,15
1	AMB69	AMBATO	1,00	69	9,44			15,89	6,49
57	MUL138	MULALO	1,00	138	-0,03	2,5	-2,9	38,02	14,19
51	QUEV69	OCCIDENT	0,99974	68.982	-0,1				
50	CALOPE6.	OCCIDENT	0,99761	6.884	-0,38			0	0
44	CALÓPE	OCCIDENT	0,99761	68.835	-0,38				
43	MANA69	OCCIDENT	0,99724	68.809	-0,41				
39	LA ESPER	OCCIDENT	0,99673	13.755	-3,81	0,04	0,02		
42	LA MANÁ	OCCIDENT	0,99554	13.738	-0,87	0,8	0,4		
58	FAI69	AMBATO	0,98207	67.763	8,39	3	1,5		
2	SALCE 69	AMBATO	0,97127	67.017	7,7				
32	DER.S.JU	AMBATO	0,96737	66.749	7,45				
29	ROCAC69	AMBATO	0,9669	66.716	7,43				
38	PILALO	OCCIDENT	0,96507	13.318	-4,75	0,05	0,03		
47	CATAZ2.4	OCCIDENT	0,95939	0.384	-1,47			0,9	0,5
46	CATAZ13.	OCCIDENT	0,95886	13.232	-1,53				
31	ROCAC13.	AMBATO	0,95112	13.125	5,13	4,71	1,49		
23	SALC13.8	AMBATO	0,95097	13.123	4,75	7,9	2,4		
19	ILL1 2.4	MULALO	0,94155	2,26	-7,53			3	1
17	ILL1- 22	MULALO	0,94084	22,58	-7,66				
6	MUL 69	MULALO	0,93937	64.816	-6,63				
7	LASS69	MULALO	0,93277	64.361	-7,2				
20	ILL2 2.	MULALO	0,93264	2.238	-9,1			2,5	1
18	ILL 2 13	MULALO	0,93175	12.858	-9,24				
8	SIG69	MULALO	0,93025	64.187	-7,57				
45	JUNTAS	OCCIDENT	0,92962	12.829	-2,14	0,6	0,3		
27	SIGL3.8	MULALO	0,92607	12,78	-8,65	1,2	0,17		
4	LAIGUA	MULALO	0,92455	63.794	-7,81				
25	COT13.8	MULALO	0,92402	12.751	-9,06	6,2	1,8		
35	LASS13.8	MULALO	0,9229	12.736	-8,52	9,23	2,98		
5	COCHA69	MULALO	0,91976	63.464	-8,22				
37	APAHUA	OCCIDENT	0,91844	12.674	-5,95	0,04	0,02		
3	S. RAF 69	MULALO	0,91324	63.014	-8,71				
9	S. RAF13.	MULALO	0,90797	12,53	-13,4	8,5	2,5		
10	CALV13.8	MULALO	0,90179	12.445	-11,49	6,5	1,3		
24	COCH 13	MULALO	0,90141	12.439	-11,41	6,45	2,34		
16	CALV22	MULALO	0,89705	20.632	-8,54				
49	ZUMBAHUA	OCCIDENT	0,89363	12.332	-6,64	0,9	0,4		
48	CORAZÓN	OCCIDENT	0,88202	12.172	-3,06	0,5	0,3		
36	PUJILI	MULALO	0,83661	11.545	-16,7	1,7	0,5		

Fuente: POWER WORLD
Recopilación: Postulantes.

2.4 Análisis de resultados

Haciendo uso de los resultados de la corrida de flujos de potencia, el

software utilizado permite realizar una espectrografía de los elementos del sistema, la que nos ayuda en forma gráfica a identificar el estado operativo de los mismos, mediante colores cuyo espectro va pasando por diversos tonos, así: el color azul (aliviado), amarillo (moderado) y rojo (cargado).

En el gráfico No. 14, muestra a las líneas de subtransmisión más críticas desde el punto de vista de las pérdidas de potencia activa, resultando ser: Ambato-Fairis, Laigua-Mulalo, Calvario-Illuchi 1 y San Rafael-Pujilí; cuyos valores se aprecian en el cuadro No. 9.

CUADRO No. 9 PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA EN LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN CRÍTICAS

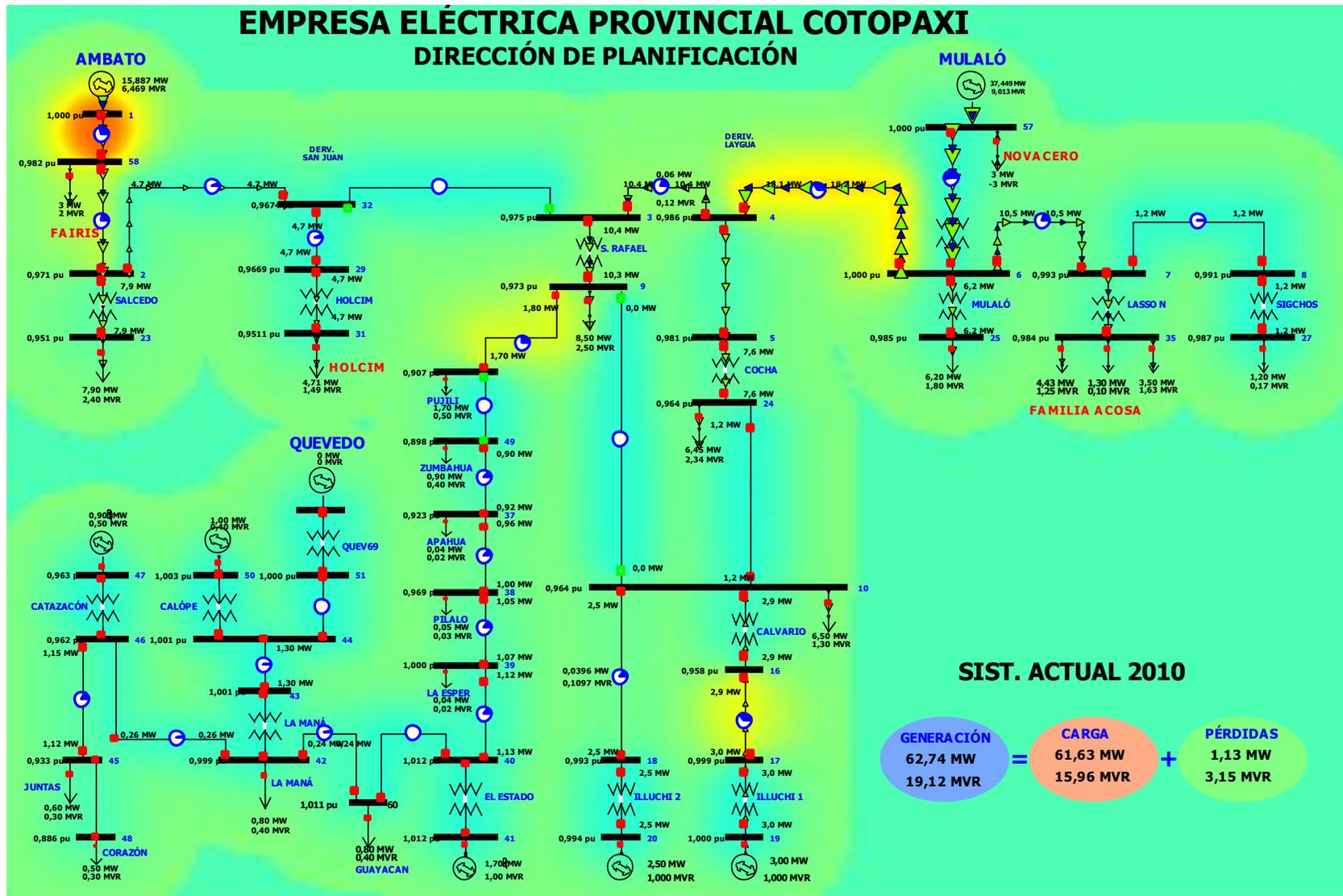
From Num	From Name	To Num	To Name	From MW	From Mvar	From MVA	MW Loss	Mvar Loss
1	AMB69	58	FAI69	15,891075	6,488018	17,164517	0,169633	0,310662
4	LAIGUA	6	MUL 69	-18,10802	-6,295027	19,17101	0,155317	0,43417
16	CALV22	17	ILL1- 22	-2,874976	-0,899919	3,012531	0,12554	0,083239
9	S.RAF13.	36	PUJILI	1,808636	0,32234	1,837136	0,119954	-0,141626
58	FAI69	2	SALCE 69	12,750897	4,652186	13,573069	0,085407	0,132796
3	S.RAF 69	4	LAIGUA	-10,36001	-3,682105	10,994899	0,068549	0,15592
10	CALV13.8	18	ILL 2 13	-2,45753	-0,857289	2,602767	0,044899	0,125045

Fuente: POWER WORLD.

Recopilación: Postulantes.

Las pérdidas de potencia reactiva pueden ser de origen inductivo (tonos rojos) o capacitivo (tonos azules). En el gráfico No. 15, se observan las líneas y transformadores que experimentan pérdidas de reactivos inductivos y son precisamente aquellos elementos que están directamente vinculadas con las cargas industriales. Las líneas más críticas son: Laigua-Mulalo, seguida por Ambato-Fairis, entre los transformadores tenemos: Salcedo, Holcim, San Rafael, La Cocha, Mulaló, Lasso y las líneas con presencia de reactivos capacitivos, como son: Lasso-Sigchos, San Rafael-Pujilí y La Esperanza-Pilaló, que son precisamente líneas de tipo rural y de gran longitud.

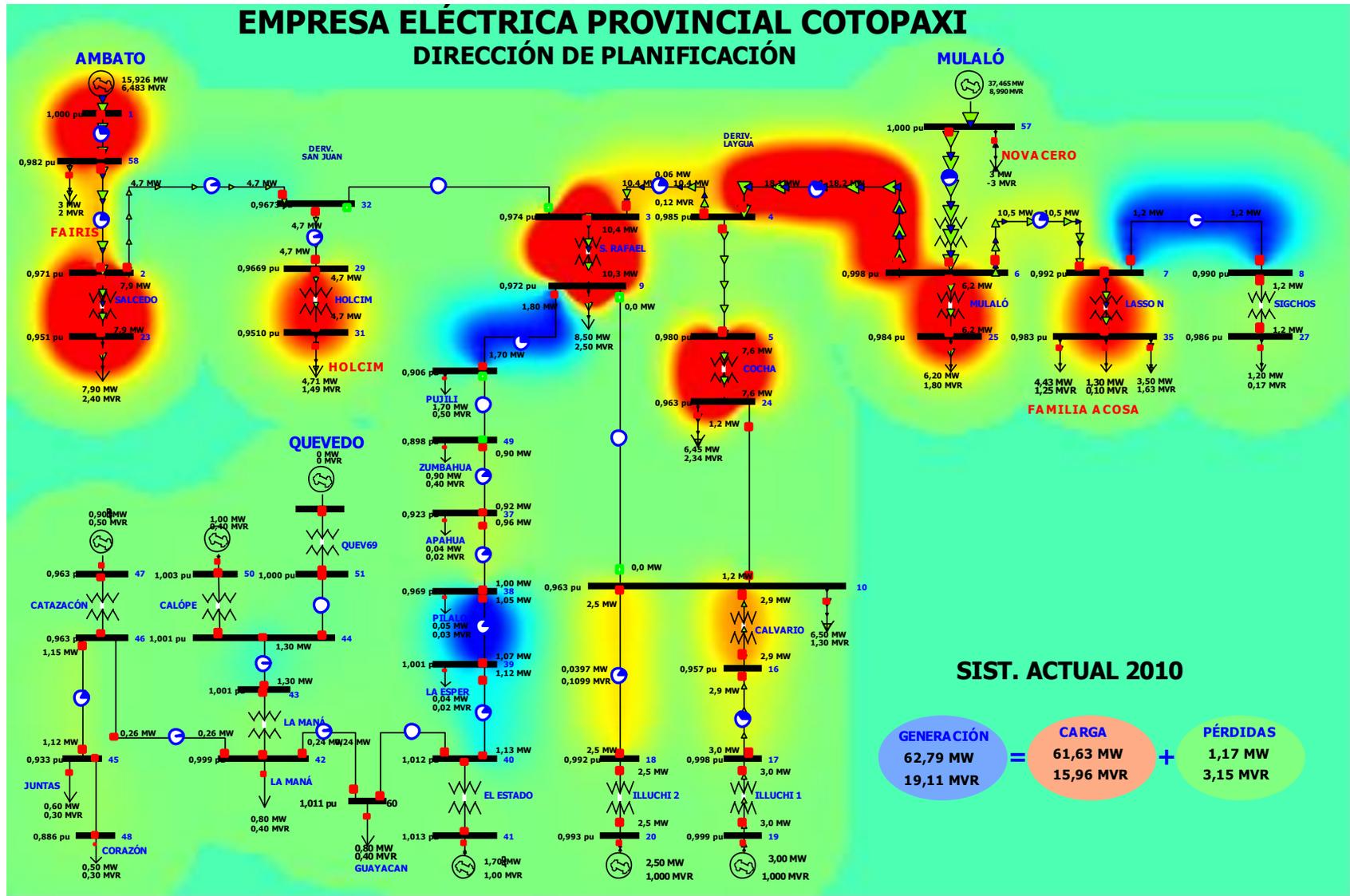
GRAFICO No. 14 ESPECTROGRAFÍA DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN CON PÉRDIDAS DE POTENCIA ACTIVA



Fuente: POWER WORLD.

Recopilación: Postulantes.

GRAFICO No. 15 ESPECTROGRAFÍA DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN CON PÉRDIDAS DE POTENCIA INDUCTIVO Y CAPACITIVO

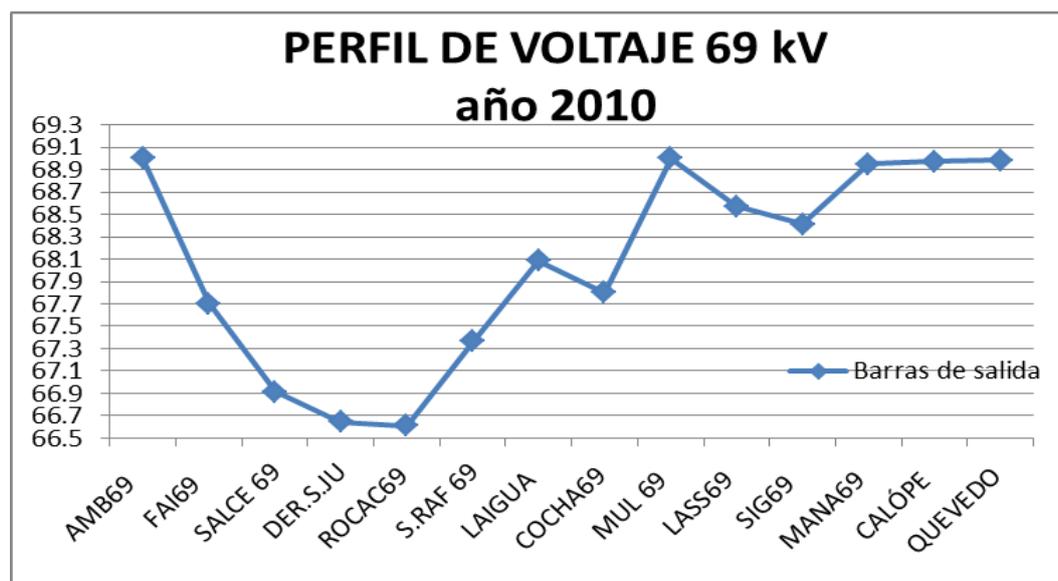


Fuente: POWER WORLD

Recopilación: Postulantes.

En el gráfico No. 16 se puede observar las barras de las subestaciones con valores de bajo voltaje, entre los de mayor gravedad tenemos: Salcedo, Holcim, La Cocha. En el gráfico No. 19 se indican los perfiles de voltaje a 69 kV de todas las subestaciones de ELEPCO S.A.

GRAFICO No. 16 PERFILES DE VOLTAJE A 69 KV PARA EL AÑO 2010



Fuente: ELEPCO S.A.

Recopilación: Postulantes.

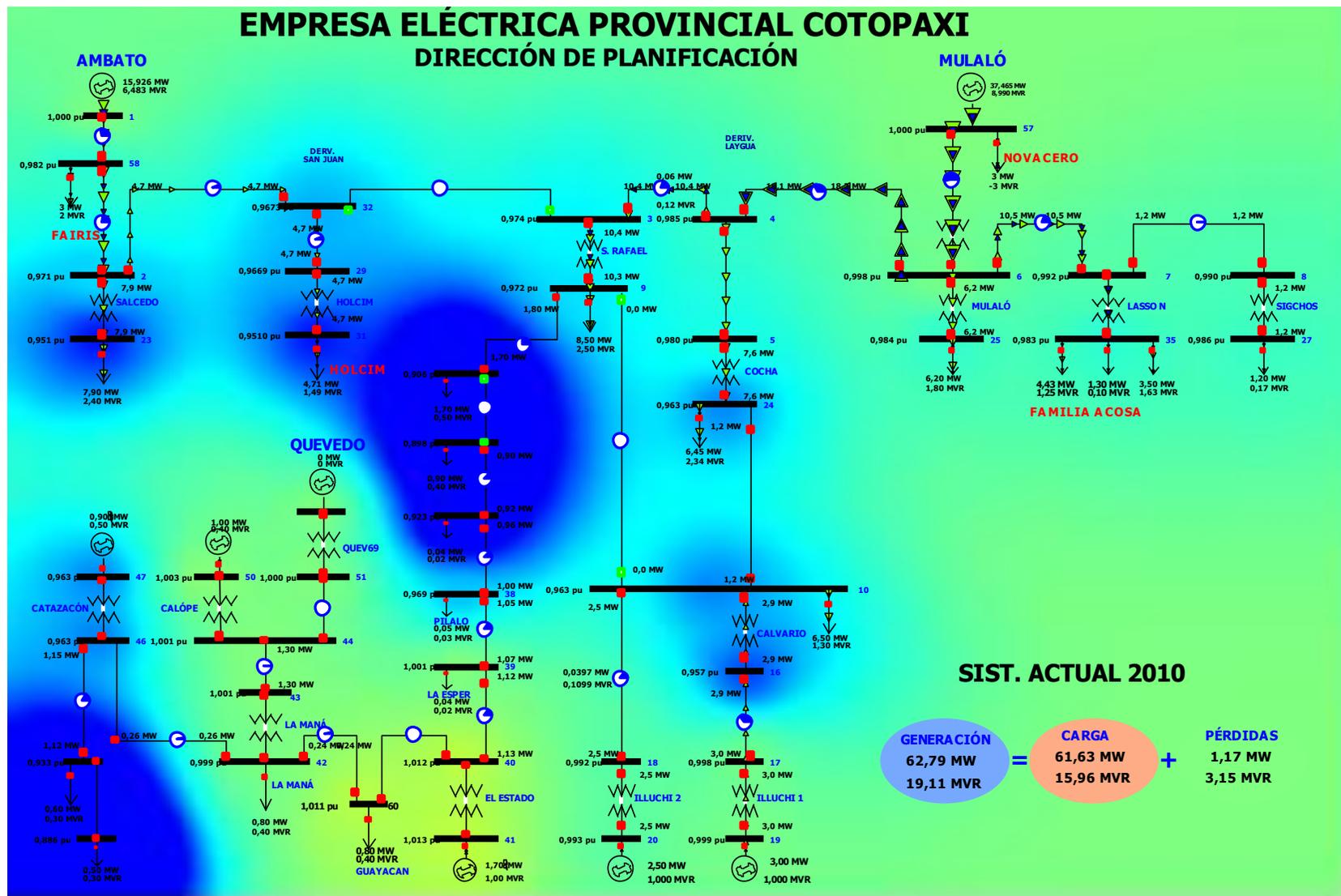
Los problemas de voltaje en líneas y barras, también son detectados fácilmente mediante la espectrografía de estos elementos. Así, en los gráficos 17 y 18, se puede apreciar aquellas líneas y barras con problemas de voltaje, resaltándose con tono azul a los elementos que experimentan bajos niveles de voltaje.

Como era de esperar, los elementos con problemas de bajo voltaje son aquellos que se encuentran alejados de las fuentes de suministro, con líneas extremadamente largas, entre los de mayor gravedad a nivel de distribución tenemos: Pujilí-Zumbahua, Zumbahua-Apalo, Apalo-Pilaló, Las Juntas - El Corazón, y Catazacón – Las Juntas. A nivel de líneas de subtransmisión, los niveles críticos de voltaje se presentan en las líneas

Ambato - Fairis, Fairis - Salcedo, Laygua - San Rafael.

Recopilación: Postulantes.

GRÁFICO No. 18 ESPECTROGRAFÍA DE VOLTAJE PARA BARRAS EN SUBESTACIONES Y DISTRIBUCIÓN



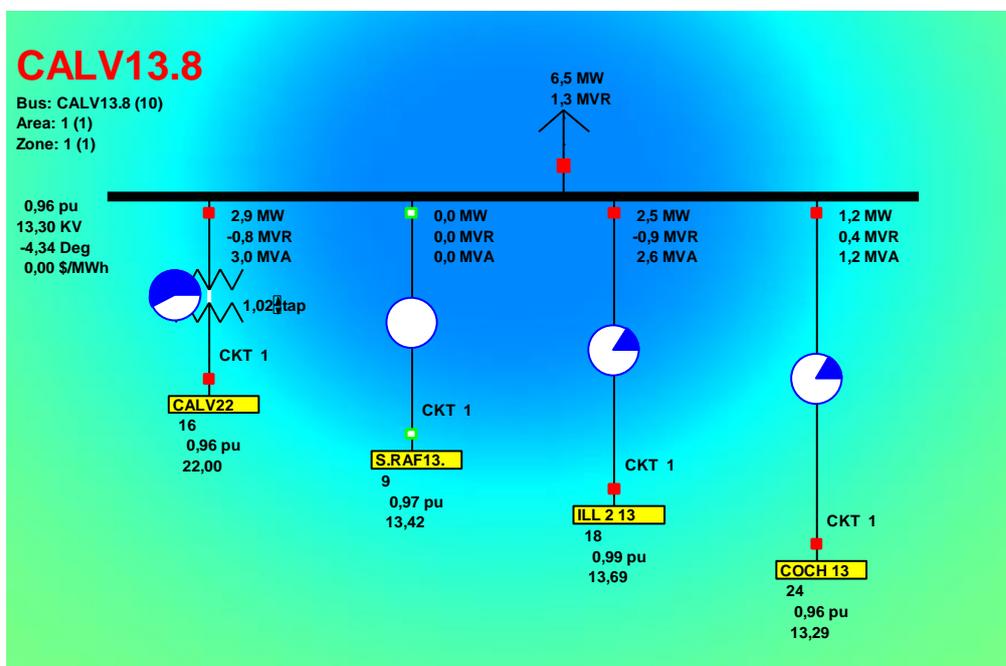
Fuente: Software Power World
Recopilación: Postulantes.

2.4.1 Análisis de resultados por Subestaciones.

Subestación El Calvario:

Esta subestación dispone de una barra de 22kV y otra de 13,8kV, con los aportes de 2,9 MW de potencia a 22kV desde la central Illuchi 1 a través de la S/E El Calvario; 2,5 MW a nivel de 13,8kV desde la central Illuchi 2; 1,2 MW de potencia a nivel de 13,8kV desde el SNI a través de la S/E La Cocha. Aportes que abastecen a la demanda de 6,5MW principalmente de la ciudad de Latacunga, así como de sus alrededores.

GRÁFICO No. 19 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL CALVARIO



Fuente: Software Power World

Recopilación: Postulantes.

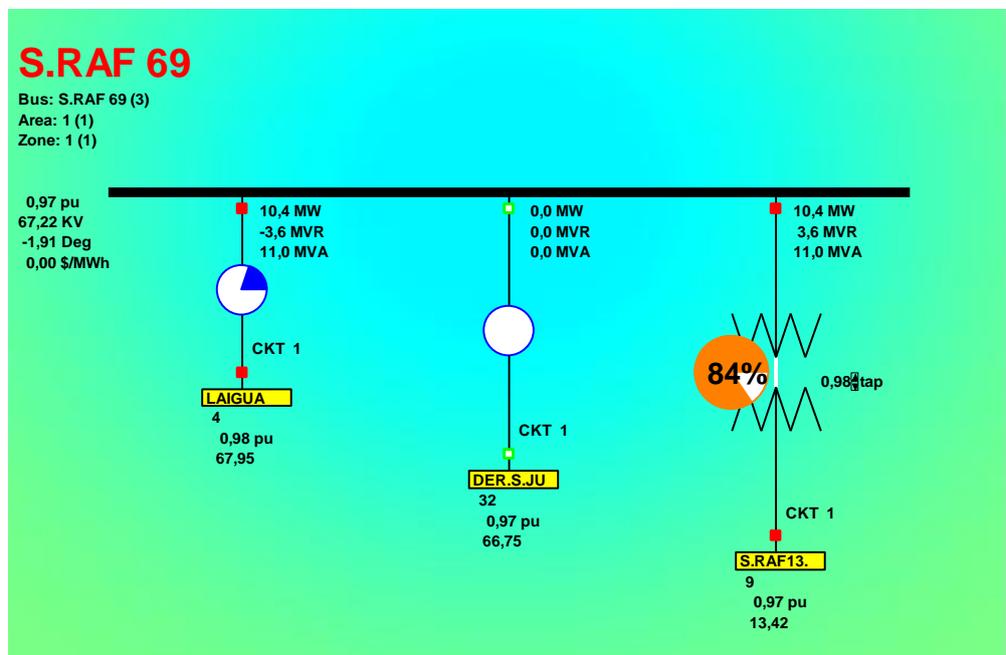
En el gráfico No. 19, se puede observar que el nivel de voltaje en las barras de la subestación es de 0,96pu, valor que está representado por un tono azulado e indica visualmente que el voltaje está ligeramente bajo y debe ser tomado en cuenta para las acciones pertinentes.

Además, muestra también que el transformador se encuentra al 58,3% de su capacidad nominal, por lo que no existe ningún problema respecto a la capacidad instalada de la subestación.

Subestación San Rafael:

Esta subestación dispone de una barra de 69 kv y otra de 13,8 kv, con el aporte de 10,4 MW de potencia a nivel de 69kV desde el S.N.I., a través de la S/E Mulaló, aportes que abastecen a la demanda de una parte de la ciudad de Latacunga y sus alrededores, así como también a Pujilí hasta Zumbahua.

GRÁFICO No. 20 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL



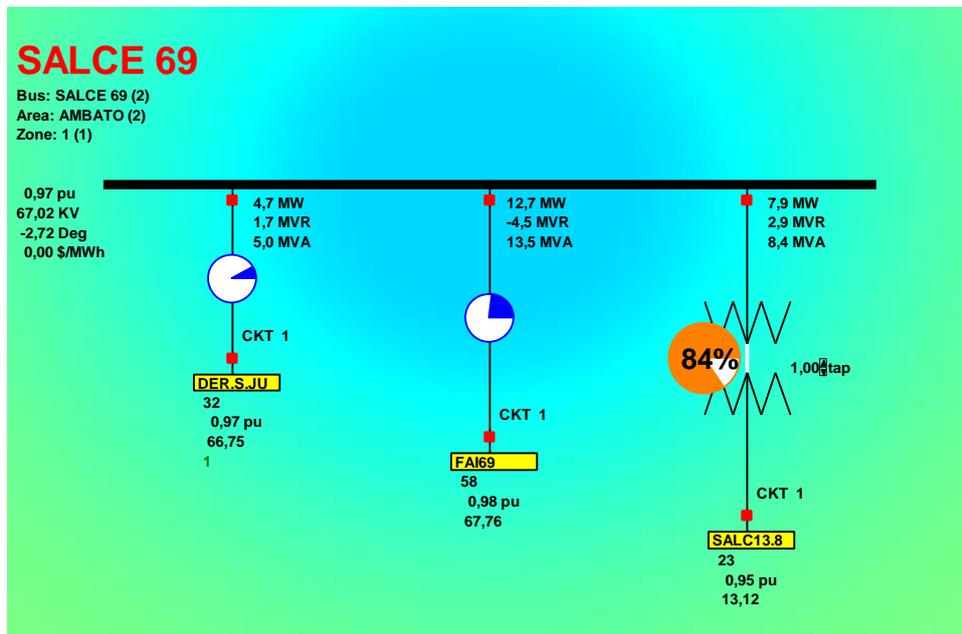
Fuente: Software Power World
Recopilación: Postulantes.

En el gráfico No. 20, se puede observar que el nivel de voltaje en las barras de la subestación es de 0,97pu, valor que está en el límite del estándar permitido por la regulación No. 004/01 del CONELEC, por ello no se destaca visualmente con un tono azulado, pero debe ser tomado en cuenta para las acciones pertinentes. Además, muestra también que el transformador se encuentra al 84,0% de su capacidad nominal, por lo que se deben tomar las acciones pertinentes para aliviar la demanda o en su defecto repotenciar la subestación incrementando su capacidad instalada.

Subestación Salcedo:

Esta subestación dispone de una barra de 69kV y otra de 13,8kV, con el aporte de 12,7 MW de potencia a 69kV desde el SIN a través de la S/E Ambato, aporte que abastece a la demanda del cantón Salcedo y principalmente su cabecera cantonal y sus alrededores, así como también por la vía Panamericana norte hasta la ciudad de Latacunga.

GRÁFICO No. 21 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SALCEDO.



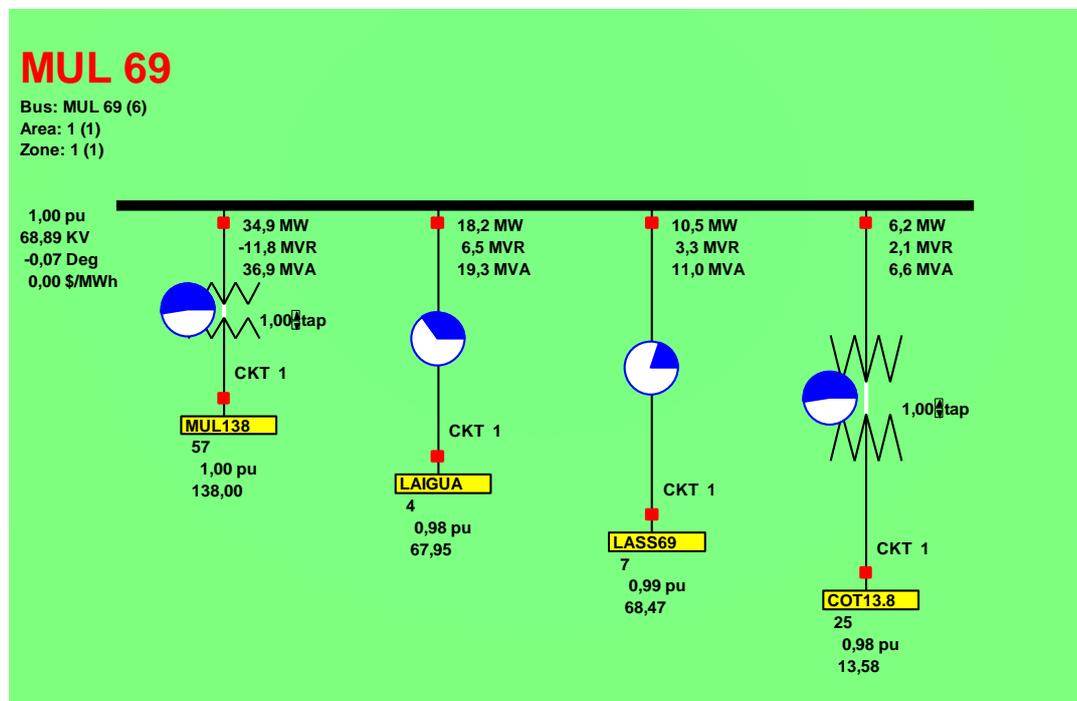
Fuente: Software Power World
Recopilación: Postulantes.

En el gráfico No.21, se puede observar que el nivel de voltaje en las barras de la subestación es de 0,97pu a 69kV y 0,95pu a 13,8kV, valores que está en el límite del estándar permitido por la regulación No. 004/01 del CONELEC, por ello no se destaca visualmente con un tono azulado, pero deben ser tomados en cuenta para las acciones pertinentes. Además, muestra también que el transformador se encuentra al 84,0% de su capacidad nominal, por lo que se deben tomar las acciones pertinentes que alivien la demanda o repotenciar la subestación incrementando su capacidad instalada.

Subestación Mulaló:

Esta subestación dispone de barras de 138kV, 69kV y 13,8kV, con un aporte de 2,5MW desde el S.N.I. a 138kV para NOVACERO y 34,9MW de potencia que ingresa al sistema eléctrico de ELEPCO S.A., de los cuales 18,2MW se distribuyen para las subestaciones San Rafael y La Cocha; 10,6MW para las subestaciones de Lasso y Sigchos, mientras que 6,2MW abastece la demanda de Mulaló y sus alrededores.

GRÁFICO No. 22 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN MULALÓ.



Fuente: Software Power World
Recopilación: Postulantes.

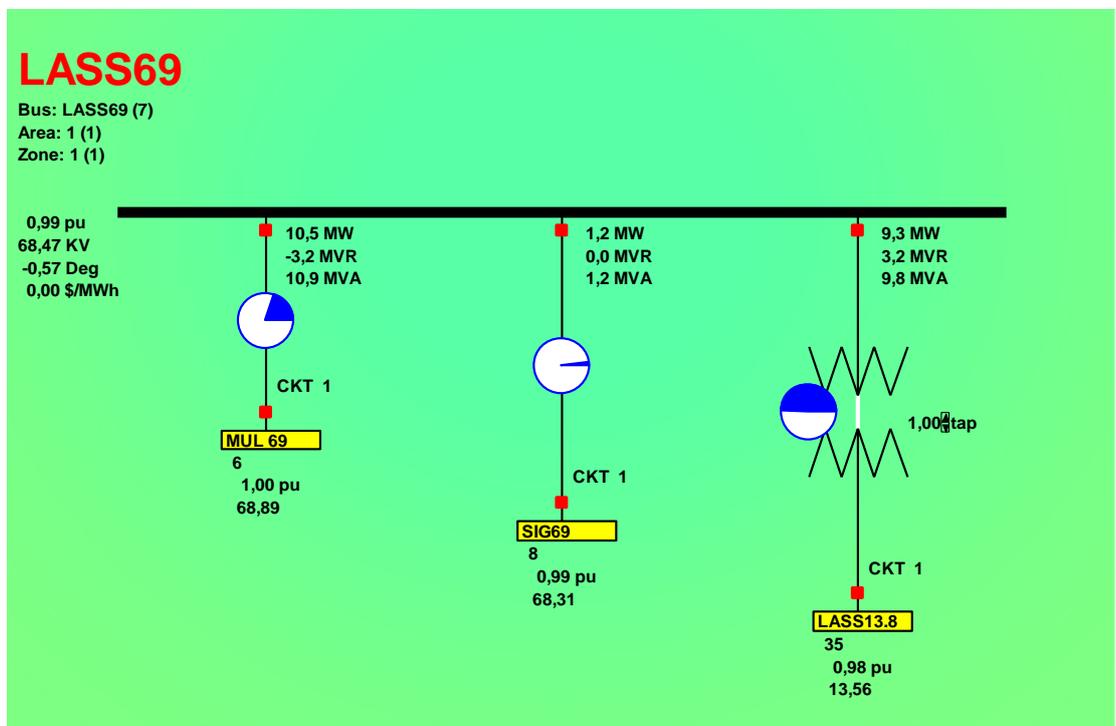
En el gráfico No. 22 muestra que el nivel de voltaje obtenido en la barra de 69kV de la subestación es 1,0pu; debido a que esta barra está junto a la barra infinita de 138kV que es del S.N.I.

Con respecto al transformador de Mulaló, éste se encuentra con el 52,6% de cargabilidad y un remanente del 47,4% para satisfacer el crecimiento futuro de la demanda.

Subestación Lasso

Esta subestación dispone de una barra de 69kV y otra de 13,8kV, con el aporte de 10,5MW de potencia a 69kV desde el SNI a través de la S/E Mulaló, para abastecer la demanda de las subestaciones de Sigchos y Lasso, con 1,2MW y 9,3MW de potencia respectivamente.

GRÁFICO No. 23 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN LASSO.



Fuente: Software Power World

Recopilación: Postulantes.

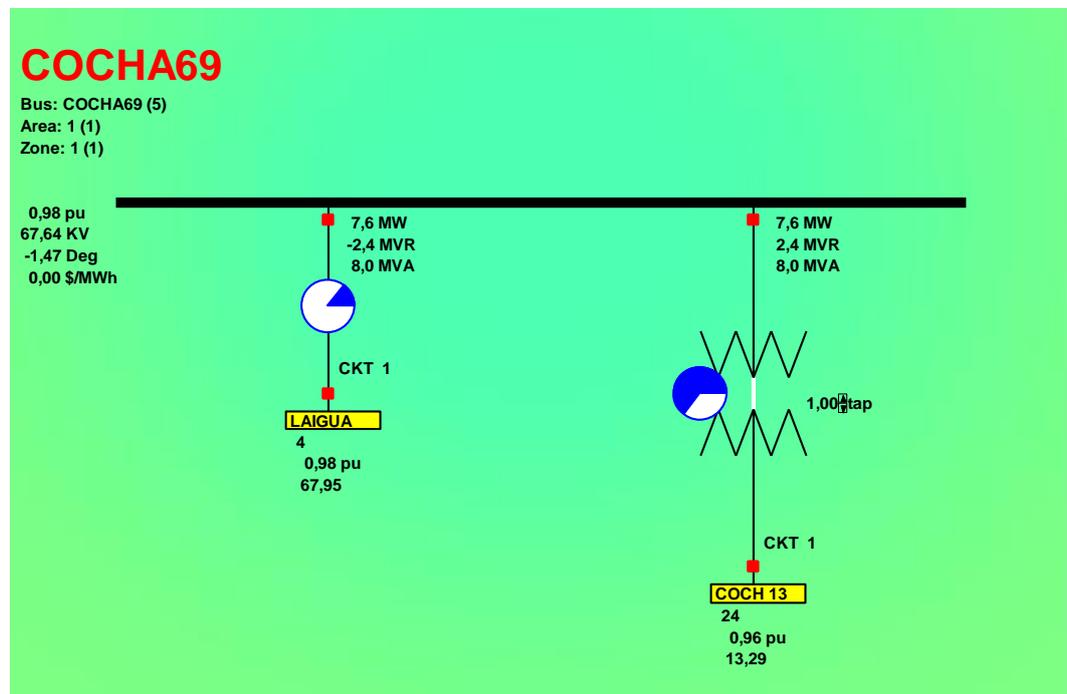
En el gráfico No. 23, se puede observar que el nivel de voltaje en la barra de 69kV de la subestación es 0,99pu, valor que está dentro del estándar permitido por la regulación No. 004/01 del CONELEC.

Se muestra también, que el transformador se encuentra al 49,1% de su capacidad nominal y mantiene una disponibilidad del 50,9% de potencia nominal, para atender el crecimiento de la demanda futura.

Subestación La Cocha.

Esta subestación dispone de una barra de 69kV y otra de 13,8kV, con el aporte de 7,6MW de potencia a 69kV desde el SNI a través de la S/E Mulaló, para abastecer la demanda de la parte centro norte de la ciudad de Latacunga y los sectores nor - orientales del cantón Latacunga.

GRÁFICO No. 24 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN LA COCHA.



Fuente: Software Power World
Recopilación: Postulantes.

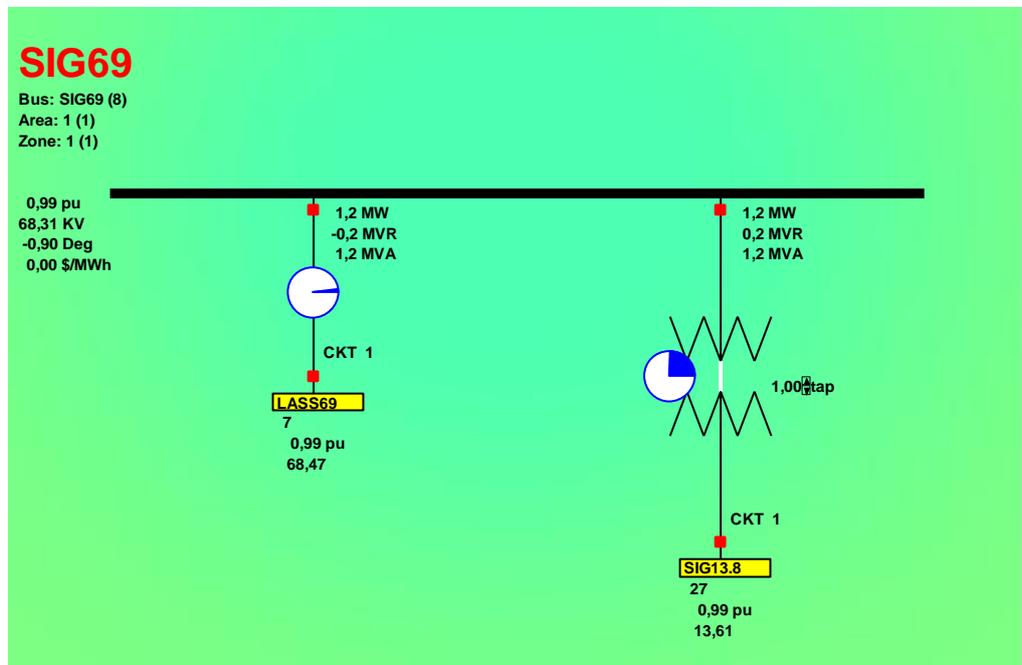
En la gráfica No. 24 muestra que el nivel de voltaje obtenido en la barra de 69kV de la subestación es 0,98pu, valor que está dentro del estándar permitido por la regulación No. 004/01 del CONELEC, pero que debe ser tomado en cuenta, considerando el crecimiento de la demanda y expansión de las redes de distribución.

Se muestra también, que el transformador se encuentra al 64,5% de su capacidad nominal y mantiene una disponibilidad del 35,5% de la potencia nominal del transformador.

Subestación Sigchos

Esta subestación dispone de una barra de 69kV y otra de 13,8kV, con el aporte de 1,2MW de potencia a 69kV desde el SNI a través de la S/E Mulaló, la misma que abastece la demanda del Cantón Sigchos y parte del cantón Pujilí, en el sector de Zumbahua.

GRÁFICO No. 25 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN SIGCHOS.



Fuente: Software Power World

Recopilación: Postulantes.

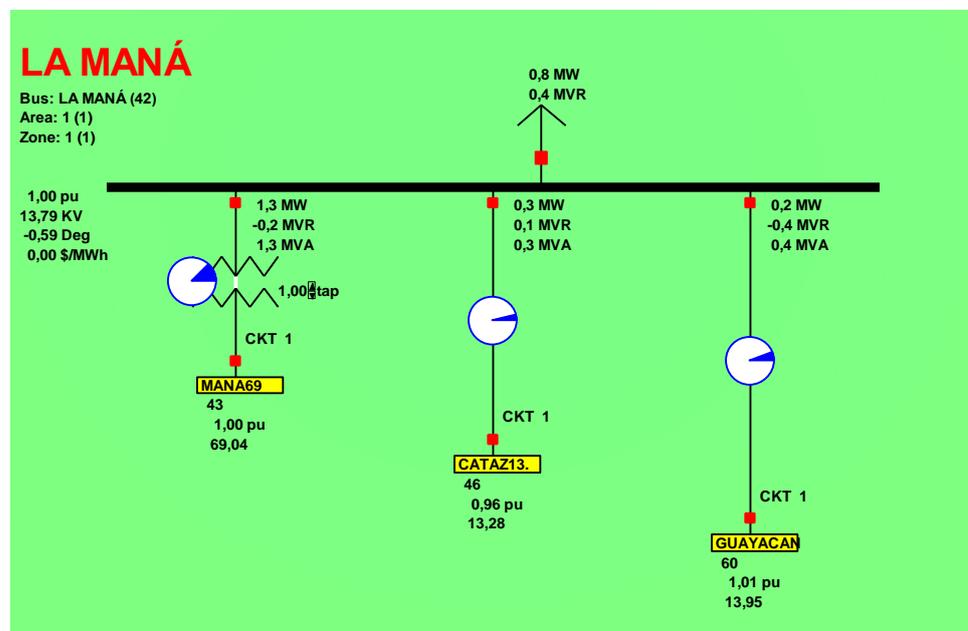
En el gráfico No. 25, se puede observar que el nivel de voltaje de la barra de 69kV en la subestación es 0,99pu, valor que está dentro del estándar permitido por la regulación No. 004/01 del CONELEC.

Se muestra también, que la carga que abastece el transformador llega a penas al 24,4% de su capacidad nominal, con lo que le resta el 75,6% de la potencia nominal del transformador, para satisfacer a largo plazo la demanda del sector, considerando su bajo índice de crecimiento.

Subestación La Maná.

Esta subestación dispone de una barra de 69kV y otra de 13,8kV, con el aporte de 1,3MW de potencia a 69kV desde el SNI a través de la S/E Quevedo, la misma que abastece la demanda de los cantones Pangua y La Maná, excepto la ciudad de La Maná y ciertos recintos aledaños, que como ya se mencionó en el capítulo anterior son servidos por CENEL Guayas – Los Ríos. Es de mencionar que a esta subestación se conectan a 13,8kV, las centrales de El Estado y Catazacón.

GRÁFICO No. 26 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN LA MANÁ.



Fuente: Software Power World.

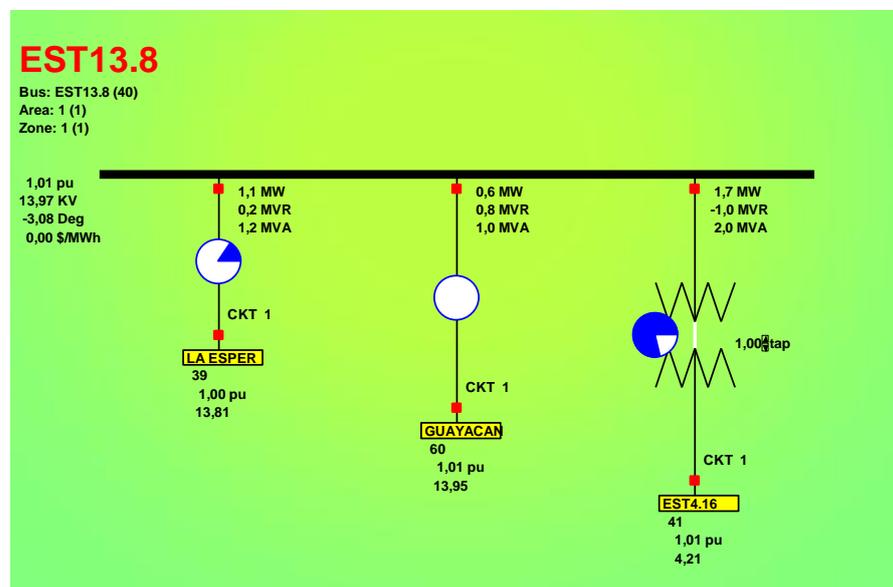
Recopilación: Postulantes.

En el gráfico No. 26 muestra que el nivel de voltaje obtenido en la barra de 69kV en la subestación es 1,00pu, valor que le corresponde por estar conectada al punto de intercambio con el SNI en Quevedo. Se muestra también, que la carga que abastece el transformador llega a penas al 13,2% de su capacidad nominal, con lo que le resta el 86,8% de la potencia nominal del transformador y podrá satisfacer a largo plazo la demanda del sector e inclusive podría incorporar la demanda de La Maná que actualmente está siendo servida por CENEL Guayas – Los Ríos.

Subestación El Estado.

Esta subestación es de elevación y conecta a la central El Estado con la red de 13,8kV que viene desde la S/E La Maná. A través de ésta subestación, se obtiene el aporte de 1,7MW de potencia generada por la central y permite mejorar el voltaje de las líneas de 13,8kV que por su gran longitud tiene problemas de caídas de voltaje en sus extremos más alejados, como Zumbahua.

GRÁFICO No. 27 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN EL ESTADO.



Fuente: Software Power World.

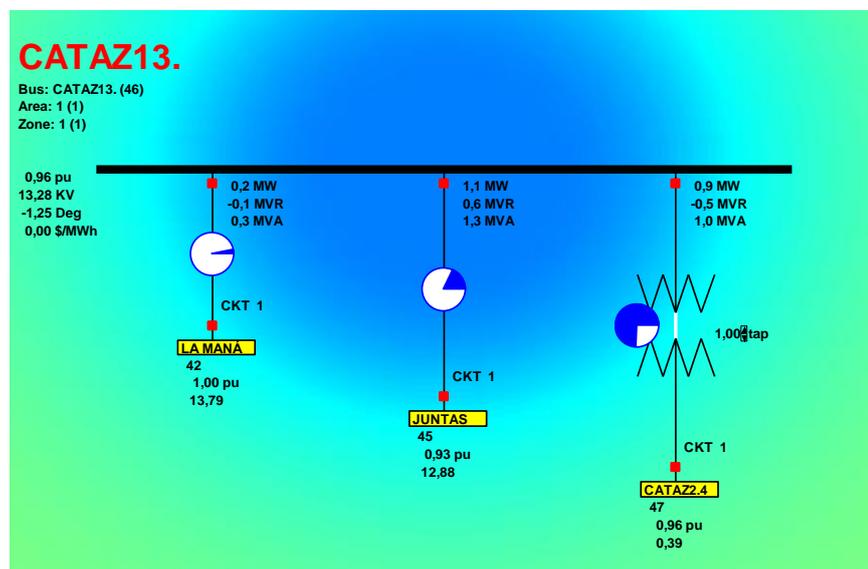
Recopilación: Postulantes.

En el gráfico No. 27, se puede observar que el nivel de voltaje de la barra de 13,8kV en la subestación es 1,01pu, valor que está dentro del estándar permitido por la regulación No. 004/01 del CONELEC. Se muestra también, que la carga que abastece el transformador llega al 78,7% de su capacidad nominal, sin embargo no es motivo de alarma, pues está dimensionado de acuerdo a la capacidad de generación de la central, la misma que normalmente se mantiene constante y su generación no depende del crecimiento de la demanda, sino mas bien del caudal de agua disponible para turbinar. Por lo mencionado, el incremento de la capacidad de la subestación, dependerá más bien de si la central es repotenciada o no.

Subestación Catazacón:

Es de elevación y conecta a la central Catazacón con la red de 13,8kV que viene desde la S/E La Maná. Esta subestación, aporta con 0,9MW de potencia generada por la central y permite mejorar el voltaje de las líneas de 13,8kV que por su gran longitud tiene problemas de caídas de voltaje en sus extremos más alejados, como El Corazón.

GRÁFICO No. 28 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN CATAZACÓN.



Fuente: Software Power World.

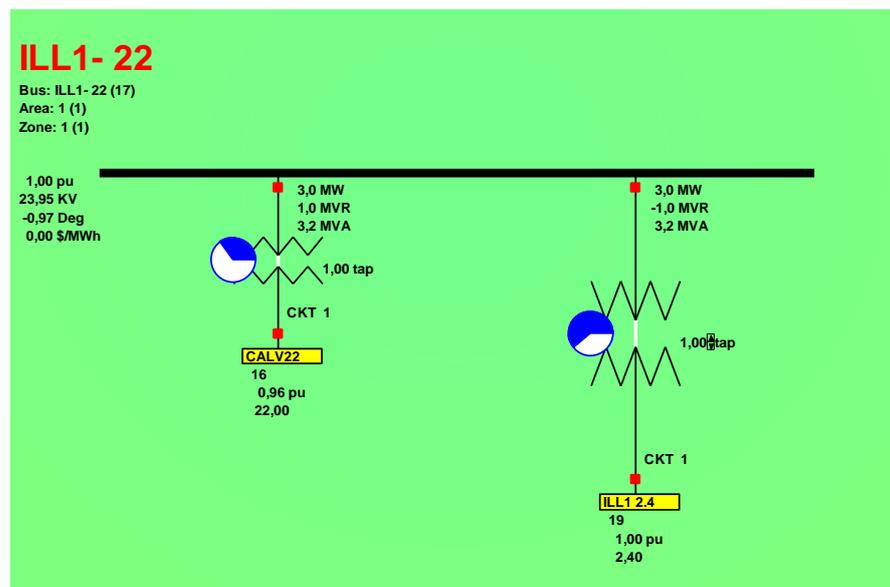
Recopilación: Postulantes.

En el gráfico No. 28 muestra que el nivel de voltaje obtenido en la barra de 13,8kV en la subestación es 0,96 pu, valor que está en el límite del estándar permitido por la regulación No. 004/01 del CONELEC y que debe tenerse en cuenta para las acciones correctivas que le correspondan. Se muestra también, que la carga que abastece el transformador llega al 73,5% de su capacidad nominal, sin embargo no es motivo de alarma, pues está dimensionado de acuerdo a la capacidad de generación de la central, la misma que normalmente se mantiene constante y su generación no depende del crecimiento de la demanda, sino mas bien del caudal de agua disponible para turbinar. Por lo mencionado, el incremento de la capacidad de la subestación, dependerá más bien de si la central es repotenciada o no.

Subestación Illuchi 1:

Esta S/E es de elevación y conecta a la central Illuchi 1 con la S/E El Calvario a 22kV. De ésta subestación, se obtiene el aporte de 3,0MW de potencia generada por la central y permite mejorar el voltaje en la S/E El Calvario que tiene como carga importante la ciudad de Latacunga.

GRÁFICO No. 29 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ILLUCHI 1.



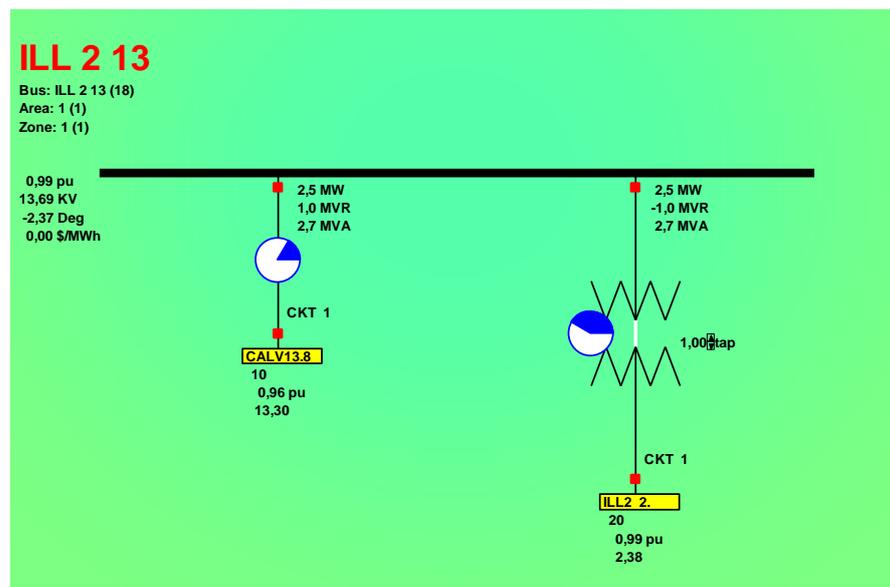
Fuente: Software Power World.
Recopilación: Postulantes.

En el gráfico No. 29, se puede observar que el nivel de voltaje de la barra de 22,0kV en la subestación es 0,96pu, valor que está en el límite del estándar permitido por la regulación No. 004/01 del CONELEC y que debe tenerse en cuenta para ejercer la acción reguladora del voltaje de la central Illuchi 1, siempre que las condiciones técnicas (capacidad de las unidades de generación) e hídricas (caudal de agua) así lo permitan. Se muestra también, que el transformador está cargado al 60,8% de su capacidad nominal y como ya se mencionó en anteriores ocasiones, éste transformador está dimensionado de acuerdo a la capacidad de generación de la central, la misma que normalmente se mantiene constante y su generación no depende del crecimiento de la demanda, sino mas bien del caudal de agua disponible para turbinar.

S/E Illuchi 2:

Esta subestación es de elevación y conecta a la central Illuchi 2 con la S/E El Calvario a 13,8kV. De ésta subestación, se obtiene el aporte de 2,5 MW de potencia generada por la central y permite mejorar el voltaje en la S/E El Calvario que tiene como carga importante la ciudad de Latacunga.

GRÁFICO No. 30 CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN
ILLUCHI 2



Fuente: Software Power World.
Recopilación: Postulantes.

En el gráfico No. 30, se puede observar que el nivel de voltaje de la barra de 13,8kV en la subestación es 0,99pu, valor que está dentro de los límites del estándar permitido por la regulación No. 004/01 del CONELEC y que no debe tenerse en cuenta para ejercer la acción reguladora del voltaje de la central Illuchi 2, siempre que las condiciones técnicas (capacidad de las unidades de generación) e hídricas (caudal de agua) así lo permitan. Se muestra también, que el transformador está cargado al 41,4% de su capacidad nominal y como ya se mencionó en anteriores ocasiones, éste transformador está dimensionado de acuerdo a la capacidad de generación de la central, la misma que normalmente se mantiene constante y su generación no depende del crecimiento de la demanda, sino mas bien del caudal de agua disponible para turbinar.

2.5 Diagnóstico del sistema de subtransmisión actual

Con el análisis de los resultados de flujos de potencia realizado al sistema eléctrico de subtransmisión, se determinó el estado operativo de sus elementos constitutivos, como líneas y transformadores, con lo cual se evidenció ciertos problemas como: cargabilidad excesiva, caídas de voltaje y pérdidas de potencia, que algunos de ellos experimentan actualmente.

De mantenerse las condiciones operativas descritas anteriormente, junto con el constante crecimiento de la demanda, en el futuro pueden significar graves contratiempos en el normal desempeño del sistema, a más de los perjuicios económicos que resultaría de su operación técnicamente exigida.

Con una visión integral de la problemática operativa, se puede mencionar que:

- Sin significar en la actualidad un problema crítico de cargabilidad, las líneas de Mulaló - Laigua, Ambato - Fairis y Calvario - Illuchi 1, requieren atención para el mediano plazo; mediante la repotenciación de éstas líneas.
- Por pérdidas de potencia y caída de voltaje, las líneas Ambato - Fairis, Mulaló - Laigua, Calvario - Illuchi 1, San Rafael - Pujilí y Catazación - Moraspungo, requieren atención inmediata; mediante transferencias de carga, compensación de reactivos y/o incremento del nivel de voltaje.
- Por el crecimiento de la demanda en los centros de carga de Pujilí y Saquisilí, se requiere atención para el corto y mediano plazo, respectivamente; mediante la construcción de nuevas subestaciones.

- Por criterios de confiabilidad, se requiere un nuevo punto de intercambio con el sistema de 230 kV, de manera que reconfigure el sistema de subtransmisión.
- Por aspectos de riesgo debido a una catástrofe de origen volcánico, por la presencia del volcán Cotopaxi, se requiere tanto en la expansión, como en la reconfiguración del sistema de subtransmisión se consideren las zonas de seguridad, para la implementación de la infraestructura.

De los datos analizados, el sistema de subtransmisión, no se encuentra en condiciones críticas, pero si requiere de acciones inmediatas o mediatas, que contribuyan a mejorar las condiciones operativas de los sistemas de subtransmisión y distribución, para garantizar la confiabilidad, continuidad y calidad del servicio eléctrico.

CAPITULO III

ESQUEMA PROPUESTO PARA LA RECONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

3.1 Proyección de la demanda

La demanda máxima y la energía utilizada dentro de un sistema eléctrico de potencia, tiende a crecer principalmente por dos razones, una de ellas es la adición de nuevos consumidores que compran energía a la compañía suministradora, como puede ser la instalación de un centro comercial o una fábrica, lo que implica la construcción de nuevos alimentadores y quizá nuevas subestaciones, otra razón por la que pueda presentarse un incremento de la demanda, es por el uso de las nuevas aplicaciones de la energía eléctrica por el mejoramiento del nivel de vida

de la población, lo que provocará un aumento en la compra de más energía con el consecuente incremento en la curva de carga.

La proyección de la demanda es fundamental en el proceso de planeación, debido a que se debe conocer la cantidad de energía que se espera entregar en los próximos años y en qué punto deberá ser entregada dicha energía, además; la proyección de la demanda determina la forma de crecimiento y la incorporación de elementos para satisfacer la nueva carga.

Uno de los problemas importantes a resolver en la planeación, es la determinación de la demanda o consumo de electricidad a un año determinado que lo fija el escenario de planeación. Para hacer esto, se utiliza los métodos de tendencia, este método extrapola los patrones de carga que ocurrieron en el pasado para poder predecir la carga que se tendrá en el futuro.

Los pronósticos de crecimiento de la demanda son generalmente complejos ya que no solo inciden los factores económicos, se deben considerar también en forma importante otros, como: el crecimiento poblacional, las innovaciones tecnológicas, automatización de procesos, aspectos ambientales, así como las decisiones políticas, etc.

3.1.1 Descripción del método para el cálculo de la proyección de la demanda aplicado por la ELEPCO S.A.

ELEPCO S.A. basa sus cálculos en la información histórica recopilada durante el transcurso de los años y cuenta con un registro estadístico del crecimiento sectorizado de su demanda, que va desde 1982 hasta el año 2010 tal como se indica en los anexos Nos. 3.1. (A, B, C, D, E, F). Estos registros estadísticos, clasifican a la demanda facturada y el número de usuarios por sectores de consumo, en: residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros; incluye además, registros de la disponibilidad

total de la demanda de potencia máxima y energía.

Con el histórico de la demanda, se ha establecido las tendencias y comportamientos característicos como: tasas de crecimiento, consumos específicos, factores de carga y pérdidas, que asociados a eventos de relevancia nacional en lo político, económico o social, aclaran el escenario energético de cada período. Esta información, permite realizar proyecciones más acertadas, al dar indicios, dependiendo del evento, de la mayor o menor afectación del mismo sobre un determinado sector de consumo eléctrico; afectación que no necesariamente es la misma en todos los sectores.

3.1.1.1 Proyección de la demanda del sector residencial

En el análisis de la demanda de energía del sector residencial, ELEPCO S.A., considera las siguientes variables de crecimiento:

- Población del sistema
- Número de viviendas
- Número de viviendas electrificadas
- Cobertura de electrificación
- Número de clientes
- Consumo específico

El pronóstico, utiliza entre otras, variables demográficas e índices tales como: el número de habitantes por vivienda, cobertura y viviendas electrificadas por cliente, determinados para los años censales 1982, 1990 y 2001, que constituyen los datos de partida para su dinamización en el período de pronóstico.

La población del sistema, en la Provincia de Cotopaxi, se toma de los censos en los años 1982, 1990 y 2001, con la que se interpola para los

años intermedios; mientras que la población del 2020 se obtiene de las proyecciones realizadas por el INEC.

ELEPCO S.A., asume la meta de llegar al 98,4% en el 2020, en función de la política gubernamental de electrificar el 100 % hasta el año 2025 en su cobertura eléctrica, que no es sino la relación entre el número de viviendas electrificadas y el número total de viviendas existentes en el área de concesión; así también, considera como meta 0,9038 para el número de viviendas electrificadas por cliente, de acuerdo a como se comporta el mercado eléctrico de La Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.

La evolución de estos parámetros permite determinar el crecimiento de los usuarios y el consumo residencial en el período de pronóstico, cuyos resultados encontrados se presentan en el anexo No. 3.2A y la proyección como curva de la demanda residencial en el gráfico No. 31.

GRÁFICO NO. 31 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DEL SECTOR RESIDENCIAL



Fuente: ELEPCO S.A.
Elaboración: Postulantes.

3.1.1.2 Proyección de la demanda del sector comercial

La demanda del sector comercial es proyectada en base a los resultados obtenidos para el sector residencial y la relación que existe entre las tendencias de crecimiento de los usuarios comerciales frente a los residenciales, que determina el número de clientes comerciales a proyectar. Considerando el consumo específico comercial y la cobertura, que ELEPCO S.A., tiene como metas, se determina la tasa de crecimiento y la demanda proyectada para el sector comercial.

El producto del número de clientes y el consumo específico anual, permiten calcular el consumo del sector en cada año del periodo de pronóstico. Estos parámetros han sido compatibilizados con la estructura del consumo característico del sistema, cuyos resultados encontrados se presentan en el anexo No. 3.2B y la proyección como curva de la demanda del sector comercial en el gráfico No. 32.

GRÁFICO No. 32 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA COMERCIAL



Fuente: ELEPCO S.A.
Elaboración: Postulantes.

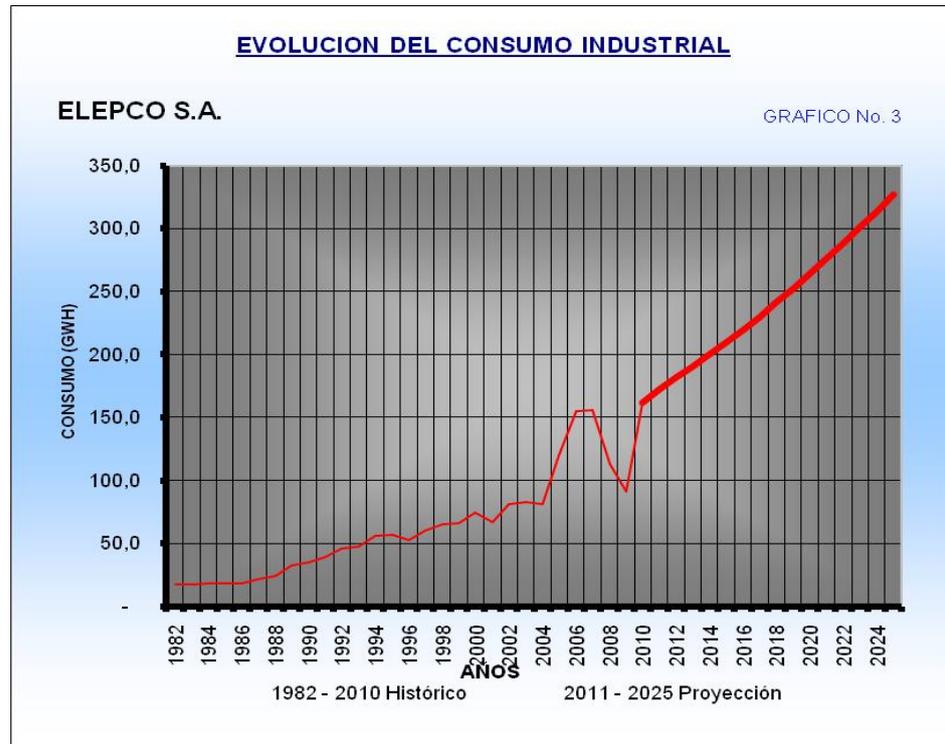
3.1.1.3 Proyección de la demanda del sector industrial

El comportamiento de este sector es totalmente atípico, si se lo analiza desde la información que dispone ELEPCO S.A., como demanda facturada industrial. Esto se debe principalmente a que existen períodos en los cuales, los grandes industriales, por las condiciones del mercado eléctrico, tenían la posibilidad de calificar como Gran Consumidor, para efectuar compras directas al generador y por ello dejar de ser clientes regulados de ELEPCO S.A., lo cual hace que los datos históricos registren variaciones drásticas en la evolución de su demanda facturada, para este sector.

El pronóstico del consumo industrial parte del número total de clientes y la previsión del consumo específico industrial que es el resultado de dividir la energía facturada industrial para el número de clientes industriales, que está determinada por la relación que tiene con el valor agregado industrial nacional para el periodo histórico 1982- 2010, la misma que multiplicada por las previsiones del PIB industrial, obtenida de la cámara de industrias y nos da el pronóstico del consumo específico industrial.

El producto del número de clientes por el respectivo consumo específico, da el valor de consumo industrial para cada año, cuyos resultados encontrados se presentan en el anexo No. 3.2C y la proyección como curva de la demanda del sector industrial en el gráfico No. 33.

GRÁFICO No 33 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA INDUSTRIAL



Fuente: ELEPCO S.A.
Elaboración: Postulantes.

3.1.1.4 Proyección de la demanda del sector alumbrado público

Para determinar la demanda del sector alumbrado público en el periodo de estudio, se lo hace relacionándolo con los sectores residencial y comercial. Así, con la suma del número de clientes residenciales y comerciales, multiplicada por el consumo específico de alumbrado público determinada por la energía facturada de alumbrado público dividido para el número de usuarios residenciales y comerciales, da el consumo para este sector en cada período, cuyos resultados encontrados se presentan en el anexo No. 3.2D y la proyección como curva de la demanda en el sector de alumbrado público en el gráfico No. 34.

GRÁFICO No. 34 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ALUMBRADO PÚBLICO



Fuente: ELEPCO S.A.
Elaboración: Postulantes.

3.1.1.5 Proyección de la demanda del sector otros consumos

El sector otros consumos, considera a los usuarios del sector oficial tanto de los gobiernos seccionales como nacionales y otro tipo de clientes que no caen dentro de la clasificación anterior, tales como Bombeo de Agua, Servicio Comunal, Asistencia Social y Beneficio Publico.

Este sector, según las estadísticas, también presenta un comportamiento irregular, por lo que para su pronóstico se utiliza su relación con el número de viviendas electrificadas en el sistema y el consumo específico por habitante, así se determina el número de clientes en éste sector y su consumo anual, cuyos resultados encontrados se presentan en el anexo No. 3.2E y la proyección como curva de la demanda de otros consumo en el gráfico No. 35.

GRÁFICO No. 35 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA OTROS CONSUMOS



Fuente: ELEPCO S.A.
Elaboración: Postulantes.

3.1.1.6 Proyección de la demanda del consumo total

El pronóstico del consumo total del sistema constituye la suma de los pronósticos sectoriales, cuyos resultados encontrados se presentan en el anexo No. 3.2F y la proyección como curva de la demanda de consumo total en el gráfico No. 36.

GRÁFICO No. 36 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL DE ELEPCO S.A.



Fuente: ELEPCO S.A.
Elaboración: Postulantes.

3.1.2 Proyección de la demanda por subestaciones de distribución

Con la proyección del consumo de energía hasta el año 2020, es posible calcular la demanda de energía disponible y la demanda máxima de potencia, para lo cual se consideran como centros de carga las diez subestaciones del sistema: Mulaló, Salcedo, San Rafael, El Calvario, La Cocha, Lasso, Sigchos, La Mana, HOLCIM y por último NOVACERO; esta última a 138kV, mientras las anteriores a 69kV.

En la proyección, se considera la participación de cada subestación frente al consumo total, en base a las curvas de carga de cada una de ellas, las mismas que se encuentran en el anexo 3.3. El prorrateo de la energía total, mediante esta estructura participativa por subestación, permite desglosar la energía para cada una de ellas, en todos los años del período proyectado.

La disponibilidad de energía, incorpora las pérdidas de energía, a la energía consumida o facturada, utilizando para ello, los factores de pérdida obtenidos del estudio de pérdidas de la distribuidora.

El cálculo de la Demanda Máxima Anual de Potencia en cada S/E, están determinados por los factores de carga de cada subestación y la relación de factor de carga anual de cada S/E, sobre el factor de carga anual del total del año base.

Las cargas especiales de los consumidores industriales se determinan considerando un valor de pérdidas del 2% a nivel de 69 KV, 3% cuando toman energía a la salida de una subestación y 5% a nivel del 13,8 KV un factor de carga determinado sobre la base de los datos de energía y potencia del 2010, y un factor de carga fijado como meta para el año 2020 en 66.2%, que es interpolado para los años intermedios, en función al estudio de pérdidas elaborado por la Dirección de Planificación de ELEPCO S.A.

Los resultados encontrados, luego del procesamiento de la información de cada subestación se encuentran en los anexo 3.4 (A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L) y para su análisis se resumen en los escenarios 2012, 2014, 2016, 2018 y 2020.

3.2 Flujos de potencia del sistema actual con demandas proyectadas al 2020

Sobre la estructura actual del sistema, se realiza cinco corridas de flujos de potencia para los escenarios del 2012, 2014, 2016, 2018 y 2020, con el propósito de determinar los momentos en los cuales, los elementos constitutivos del sistema, enfrentan condiciones de saturación operativa y poder tomar las acciones respectivas a fin de evitar que el sistema llegue a un colapso total.

3.2.1 Corrida de flujos y obtención de resultados

3.2.1.1 Flujos de potencia para el Escenario 2012

La demanda de potencia y energía para cada una de las subestaciones, proyectada para el año 2012, se muestra en el cuadro No. 10

Con la información del cuadro No. 10 y utilizando el diagrama unifilar del gráfico No. 11 se realiza la corrida de flujos de potencia en el software Power World, obteniéndose los resultados los cuales se indican en el gráfico No. 37 y sus valores en el cuadro No. 11

Los resultados obtenidos en la espectrografía del gráfico No. 37, permiten identificar los elementos (barras, líneas y/o transformadores) que tienen problemas o dificultades operativas como bajo voltaje, sobrecarga o pérdidas excesivas, a los que se los ha resaltado con matices de colores que indican su estado operativo, pudiendo ir de normal (verde) a crítico (rojo):

**CUADRO No. 10 DATOS DE CARGA PARA FLUJOS DE POTENCIA
ESCENARIO 2012**

SUBESTACION	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL POR SUBESTACIÓN AL 2012					
	CONSUMO (MWH)	FACT. PERDI. (%)	ENERGIA S/E (MWH)	FACT. CARGA (%)	DEMAN. MAX. (MW)	CREC. DEM. (%)
EL CALVARIO	37.017,8	10,0	41.120,0	62,4	7,53	1,0
SAN RAFAEL	48.948,7	9,7	54.196,7	58,2	10,63	2,6
SALCEDO	36.696,4	9,7	40.630,2	50,1	9,26	1,5
MULALO	42.759,4	9,7	47.344,0	69,0	7,83	5,2
LASSO	91.756,0	4,8	96.364,1	67,9	16,21	6,3

LA COCHA	25.464,5	9,7	28.194,1	40,1	8,03	4,4
SIGCHOS	5.690,4	9,7	6.300,9	43,1	1,67	8,6
LA MANA	3.460,3	9,7	3.831,8	35,8	1,22	16,0
HOLCIM	28.292,0	8,0	30.752,2	61,7	5,69	3,1
NOVACERO	72.423,3	8,0	78.721,0	153,0	5,87	3,8
TERCEROS	68.544,3	3,0	70.664,3	76,1	10,60	6,3
TOTAL	392.508,9	8,2	427.455,0	66,0	73,94	4,0

Fuente: ELEPCO S.A.
Elaboración: Postulantes.

El cuadro No. 11, muestra los elementos ordenados en forma descendente, bajo el criterio de las pérdidas de potencia provocada.

CUADRO No. 11 REPORTE DE FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO 2012

Línea de subtransmisión	kV	% MVA	MW Loss
57MUL138 _ 6MUL 69	0,91	79,77	1,06
4LAIGUA _ 6MUL 69	0,91	43,06	0,25
1AMB69 _ 58FAI69	0,98	33,96	0,23
9S.RAF13._ 36PUJILI	0,78	29,20	0,17
16CALV22 _ 17ILL1- 22	0,96	35,10	0,14
6MUL 69 _ 7LASS69	0,90	35,58	0,14
58FAI69 _ 2SALCE 69	0,97	27,61	0,12
3S.RAF 69_ 4LAIGUA	0,89	21,90	0,09
10CALV13.8_ 18ILL 2 13	0,87	16,81	0,05
37APAHUA _ 38PILALO	0,96	17,29	0,05
4LAIGUA _ 5COCHA69	0,88	20,26	0,05
24COCH 13 _ 10CALV13.8	0,84	31,66	0,04
46CATAZ13._ 45JUNTAS	0,90	20,50	0,04
38PILALO _ 39LA ESPER	1,00	18,12	0,03
45JUNTAS _ 48CORAZÓN	0,85	9,42	0,03
49ZUMBAHUA_ 37APAHUA	0,91	16,17	0,03
60GUAYACAN_ 42LA MANÁ	0,99	7,43	0,02
42LA MANÁ _ 46CATAZ13.	0,94	6,53	0,02
60GUAYACAN_ 40EST13.8	1,01	0,08	0,02
2SALCE 69 _ 32DER.S.JU	0,96	10,42	0,02

10CALV13.8_16CALV22	0,87	57,58	0,02
39LA ESPER_40EST13.8	1,01	18,16	0,01
7LASS69_8SIG69	0,89	3,10	0,01
32DER.S.JU_29ROCAC69	0,96	11,08	0,00
43MANA69_42LA MANÁ	0,99	18,47	0,00
44CALÓPE_43MANA69	1,00	3,24	0,00
51QUEV69_44CALÓPE	1,00	1,34	0,00
50CALOPE6_44CALÓPE	1,00	5,38	0,00
52QUEV138_51QUEV69	1,00	1,31	0,00
32DER.S.JU_3S.RAF 69	0,88	-	-
17ILL1-22_19ILL1 2.4	0,88	60,81	-
18ILL 2 13_20ILL2 2.	0,87	41,42	-
36PUJILI_49ZUMBAHUA	0,88	-	-
40EST13.8_41EST4.16	1,01	78,89	-
47CATAZ2.4_46CATAZ13.	0,94	73,54	-
Volt.Crítico en: 9S.RAF13_36PUJILI		PÉRDs TOT.	2,97

Fuente: POWER WORLD.
Elaboración: Postulantes.

3.2.1.2 Flujos de potencia para el Escenario 2014

La demanda de potencia y energía para cada una de las subestaciones, proyectada para el año 2014, se muestra en el cuadro No. 12

**CUADRO No. 12 DATOS DE CARGA PARA FLUJOS DE POTENCIA
ESCENARIO 2014**

SUBESTACION	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL POR SUBESTACIÓN AL 2014					
	CONSUMO (MWH)	FACT. PERDI. (%)	ENERGIA S/E (MWH)	FACT. CARGA (%)	DEMAN. MAX. (MW)	CREC. DEM. (%)
EL CALVARIO	37.861,8	10,0	42.059,1	62,7	7,65	0,8
SAN RAFAEL	51.764,8	9,4	57.137,3	58,6	11,14	2,3
SALCEDO	37.984,5	9,4	41.926,3	50,4	9,50	1,2
MULALO	47.588,3	9,4	52.527,6	69,4	8,64	5,0
LASSO	102.739,5	4,9	108.014,9	67,2	18,34	6,4
LA COCHA	27.882,4	9,4	30.775,8	40,3	8,72	4,1
SIGCHOS	6.742,6	9,4	7.442,8	43,4	1,96	8,3
LA MANA	4.675,9	9,4	5.161,8	36,0	1,64	15,6
HOLCIM	30.784,8	6,0	32.749,8	61,9	6,04	3,1
NOVACERO	79.844,3	6,0	84.940,7	153,4	6,32	3,8
TERCEROS	73.941,6	3,0	76.228,5	76,1	11,44	6,4
TOTAL	427.869,0	7,5	462.736,3	66,1	79,94	4,0

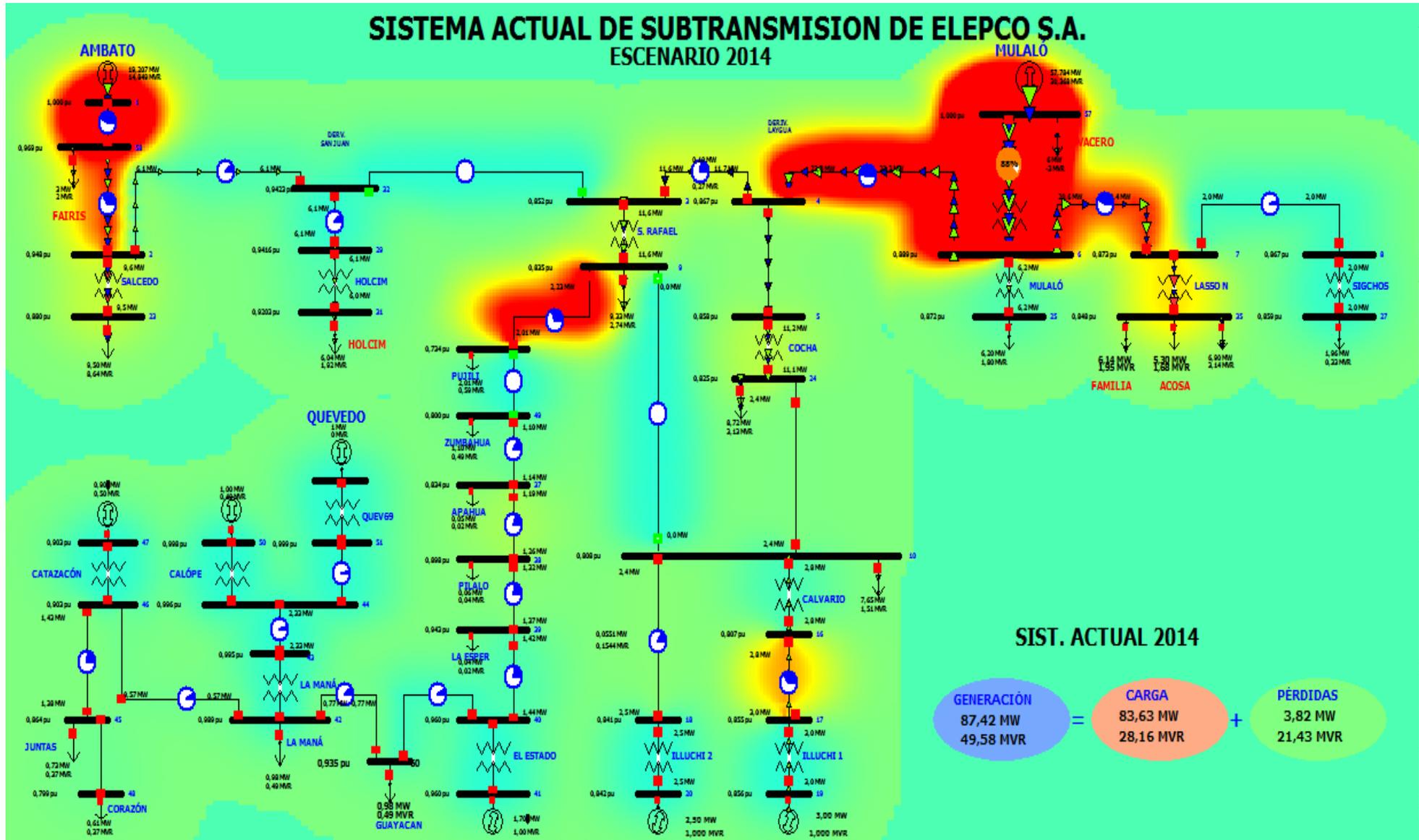
Fuente: ELEPCO S.A.
Elaboración: Postulantes.

Con la información del cuadro No. 12 y utilizando el diagrama unifilar del gráfico 11 se realiza la corrida de flujos de potencia en el software Power World, obteniéndose los resultados los cuales se indican en el gráfico 38 y sus valores en el cuadro No. 13

Los resultados obtenidos en la espectrografía del gráfico No. 38, permiten identificar los elementos (barras, líneas y/o transformadores) que tienen problemas o dificultades operativas como bajo voltaje, sobrecarga o pérdidas excesivas, a los que se los ha resaltado con matices de colores que indican su estado operativo, pudiendo ir de normal (verde) a crítico (rojo):

El cuadro No. 13, muestra los elementos ordenados en forma descendente, bajo el criterio de las pérdidas de potencia provocada, de manera que facilita el análisis y la determinación del problema.

GRÁFICO No. 38 CORRIDA DE FLUJOS DE POTENCIA ESQUEMA ACTUAL, ESCENARIO 2014



Fuente: POWER WORD

Elaboración: Postulantes.

CUADRO No. 13 REPORTE DE FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO 2014

Línea de subtransmisión	kV	% MVA	MW Loss
57MUL138 _ 6MUL 69	0,89	87,67	1,28
1AMB69 _ 58FAI69	0,97	41,43	0,34
4LAIGUA _ 6MUL 69	0,89	46,47	0,30
9S.RAF13._ 36PUJILI	0,73	32,13	0,22
58FAI69 _ 2SALCE 69	0,95	34,61	0,20
6MUL 69 _ 7LASS69	0,87	40,77	0,19
16CALV22 _ 17ILL1- 22	0,93	35,09	0,15
7LASS69 _ 35LASS13.8	0,85	100,54	0,13
3S.RAF 69_ 4LAIGUA	0,87	23,25	0,10
2SALCE 69_ 23SALC13.8	0,88	138,17	0,09
3S.RAF 69_ 9S.RAF13.	0,84	96,83	0,09
5COCHA69 _ 24COCH 13	0,82	96,35	0,08
37APAHUA _ 38PILALO	0,90	19,57	0,07
4LAIGUA _ 5COCHA69	0,86	22,09	0,06
10CALV13.8_ 18ILL 2 13	0,84	16,80	0,06
38PILALO _ 39LA ESPER	0,94	20,57	0,05
46CATAZ13._ 45JUNTAS	0,86	22,99	0,05
24COCH 13 _ 10CALV13.8	0,81	33,62	0,05
60GUAYACAN_ 42LA MANÁ	0,99	10,70	0,04
42LA MANÁ _ 46CATAZ13.	0,90	9,47	0,04
45JUNTAS _ 48CORAZÓN	0,80	10,66	0,04
49ZUMBAHUA_ 37APAHUA	0,83	17,93	0,04
29ROCAC69 _ 31ROCAC13.	0,92	72,04	0,02
6MUL 69 _ 25COT13.8	0,87	52,62	0,02
2SALCE 69_ 32DER.S.JU	0,94	11,09	0,02
39LA ESPER_ 40EST13.8	0,96	21,02	0,02
10CALV13.8_ 16CALV22	0,84	57,35	0,02
60GUAYACAN_ 40EST13.8	0,96	8,27	0,01
7LASS69 _ 8SIG69	0,87	3,65	0,01
8SIG69 _ 27SIG13.8	0,86	40,14	0,01
32DER.S.JU_ 29ROCAC69	0,94	11,79	0,00
43MANA69 _ 42LA MANÁ	0,99	24,93	0,00

51QUEV69 _ 44CALÓPE	1,00	2,40	0,00
44CALÓPE _ 43MANA69	0,99	4,37	0,00
50CALOPE6._ 44CALÓPE	1,00	5,38	0,00
52QUEV138 _ 51QUEV69	1,00	2,35	0,00
32DER.S.JU_ 3S.RAF 69	0,85	-	-
9S.RAF13._ 10CALV13.8	0,81	-	-
17ILL1- 22_ 19ILL1 2.4	0,86	60,79	-
18ILL 2 13_ 20ILL2 2.	0,84	41,41	-
36PUJILI _ 49ZUMBAHUA	0,80	-	-
40EST13.8 _ 41EST4.16	0,96	78,88	-
47CATAZ2.4_ 46CATAZ13.	0,90	73,53	-
Volt.Crítico en: 9S.RAF13._ 36PUJILI		PÉRDs TOT.	3,82

Fuente: POWER WORLD.

Elaboración: Postulantes.

3.2.1.3 Flujos de potencia para el Escenario 2016

La demanda de potencia y energía para cada una de las subestaciones, proyectada para el año 2016, se muestra en el cuadro No. 14

**CUADRO No. 14 DATOS DE CARGA PARA FLUJOS DE POTENCIA
ESCENARIO 2016**

SUBESTACION	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL POR SUBESTACIÓN AL 2016					
	CONSUMO (MWH)	FACT. PERDI. (%)	ENERGIA S/E (MWH)	FACT. CARGA (%)	DEMAN. MAX. (MW)	CREC. DEM. (%)
EL CALVARIO	38.509,7	10,0	42.780,7	63,1	7,74	0,5
SAN RAFAEL	54.438,6	9,1	59.908,6	58,9	11,61	2,0
SALCEDO	39.099,2	9,1	43.027,5	50,7	9,69	0,9
MULALO	52.668,1	9,1	57.960,4	69,8	9,47	4,7
LASSO	115.294,0	5,0	121.330,6	66,7	20,78	6,5
LA COCHA	30.360,3	9,1	33.410,6	40,5	9,41	3,8
SIGCHOS	7.945,0	9,1	8.743,7	43,7	2,29	8,0
LA MANA	6.283,5	9,1	6.915,5	36,2	2,18	15,3
HOLCIM	33.311,1	4,0	34.699,1	61,9	6,40	2,9
NOVACERO	87.536,4	3,5	90.711,3	153,4	6,75	4,1
TERCEROS	79.763,9	3,0	82.230,8	76,1	12,34	6,5

TOTAL	465.445,8	6,8	499.488,0	66,1	86,32	4,0
--------------	-----------	-----	-----------	------	-------	-----

Fuente: ELEPCO S.A.

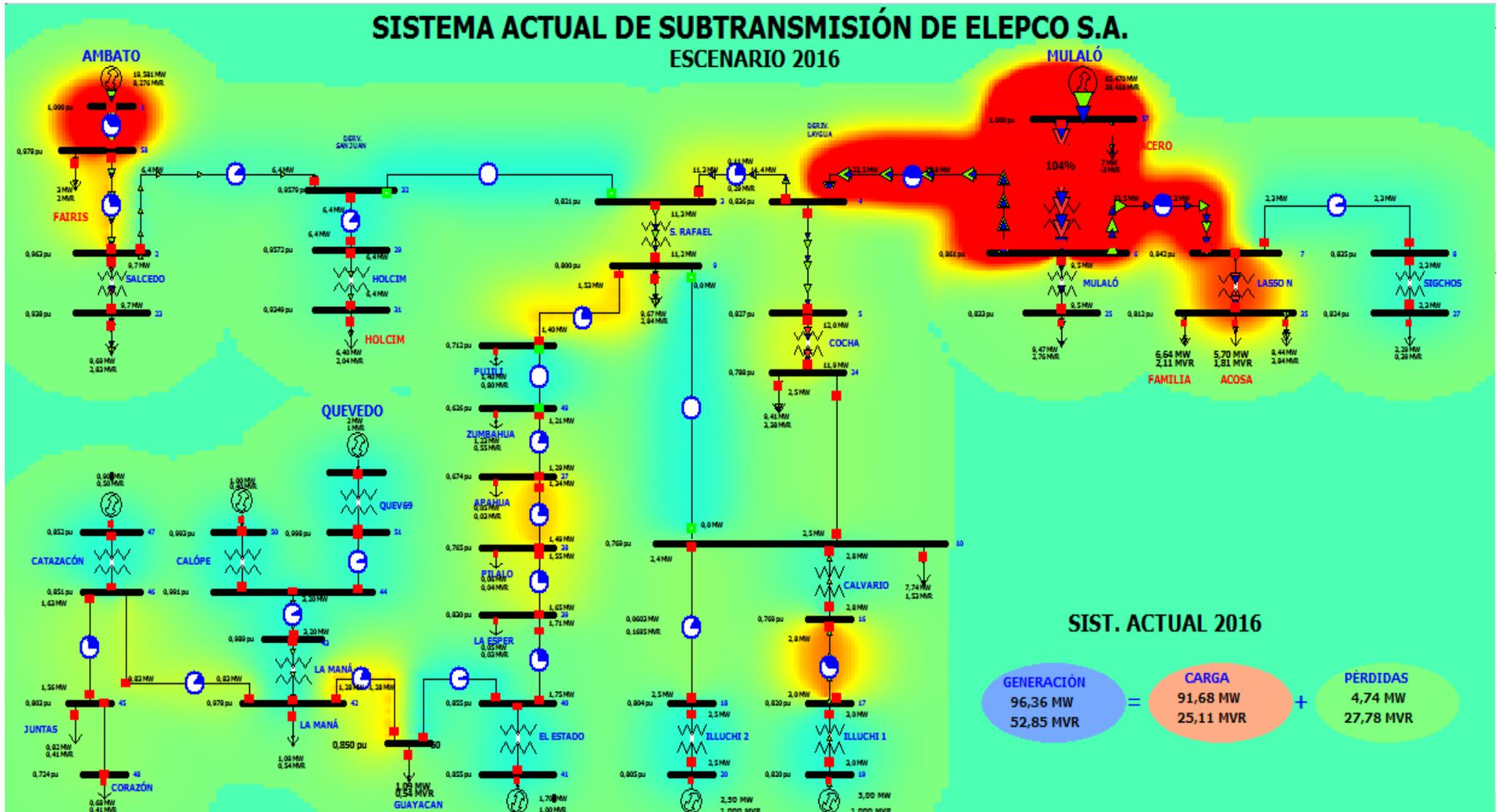
Elaboración: Postulantes.

Con la información del cuadro No. 14 y utilizando el diagrama unifilar del gráfico No. 11 se realiza la corrida de flujos de potencia en el software Power World, obteniéndose los resultados los cuales se indican en el gráfico No. 39 y sus valores en el cuadro No. 15

Los resultados obtenidos en la espectrografía del gráfico No. 39, permiten identificar los elementos (barras, líneas y/o transformadores) que tienen problemas o dificultades operativas como bajo voltaje, sobrecarga o pérdidas excesivas, a los que se los ha resaltado con matices de colores que indican su estado operativo, pudiendo ir de normal (verde) a crítico (rojo):

El cuadro No. 15, muestra los elementos ordenados en forma descendente, bajo el criterio de las pérdidas de potencia provocada, de manera que facilita el análisis y la determinación del problema.

GRÁFICO No. 39 CORRIDA DE FLUJOS DE POTENCIA ESQUEMA ACTUAL, ESCENARIO 2016



Fuente: POWER WORLD.

Recopilación: Postulantes.

CUADRO No. 15 REPORTE DE FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO 2016

Línea de subtransmisión	kV	% MVA	MW Loss
57MUL138 _ 6MUL 69	0,86	103,71	1,79
4LAIGUA _ 6MUL 69	0,86	48,22	0,34
6MUL 69 _ 7LASS69	0,84	46,94	0,27
1AMB69 _ 58FAI69	0,98	36,28	0,26
16CALV22 _ 17ILL1- 22	0,89	35,08	0,17
37APAHUA _ 38PILALO	0,77	23,45	0,14
58FAI69 _ 2SALCE 69	0,96	29,83	0,14
60GUAYACAN_ 42LA MANÁ	0,98	19,00	0,14
9S.RAF13._ 36PUJILI	0,71	23,67	0,14
3S.RAF 69_ 4LAIGUA	0,84	22,89	0,11
5COCHA69 _ 24COCH 13	0,79	104,42	0,11
38PILALO _ 39LA ESPER	0,83	25,47	0,10
3S.RAF 69_ 9S.RAF13.	0,80	95,18	0,09
42LA MANÁ _ 46CATAZ13.	0,85	13,80	0,09
46CATAZ13._ 45JUNTAS	0,80	26,35	0,07
49ZUMBAHUA_ 37APAHUA	0,67	20,39	0,07
4LAIGUA _ 5COCHA69	0,83	23,99	0,07
45JUNTAS _ 48CORAZÓN	0,72	12,17	0,06
10CALV13.8_ 18ILL 2 13	0,80	16,79	0,06
6MUL 69 _ 25COT13.8	0,83	81,49	0,06
24COCH 13 _ 10CALV13.8	0,77	35,29	0,06
2SALCE 69_ 23SALC13.8	0,94	103,57	0,05
39LA ESPER_ 40EST13.8	0,86	26,68	0,04
29ROCAC69 _ 31ROCAC13.	0,93	76,38	0,03
2SALCE 69_ 32DER.S.JU	0,96	11,76	0,02
10CALV13.8_ 16CALV22	0,80	57,02	0,02
7LASS69 _ 8SIG69	0,83	4,28	0,01
8SIG69 _ 27SIG13.8	0,82	47,04	0,01
51QUEV69 _ 44CALÓPE	0,99	4,33	0,01
43MANA69 _ 42LA MANÁ	0,98	36,04	0,01
32DER.S.JU_ 29ROCAC69	0,96	12,50	0,00
44CALÓPE _ 43MANA69	0,99	6,32	0,00

60GUAYACAN_40EST13.8	0,86	0,02	0,00
50CALOPE6._44CALÓPE	0,99	5,38	0,00
52QUEV138_51QUEV69	1,00	4,24	0,00
32DER.S.JU_3S.RAF 69	0,82	-	-
9S.RAF13._10CALV13.8	0,77	-	-
17ILL1-22_19ILL1 2.4	0,82	60,77	-
18ILL 2 13_20ILL2 2.	0,80	41,39	-
36PUJILI _49ZUMBAHUA	0,63	-	-
40EST13.8_41EST4.16	0,86	78,70	-
47CATAZ2.4_46CATAZ13.	0,85	73,52	-
Volt.Crítico en: 36PUJILI _49ZUMBAHUA		PÉRDs TOT.	4,74

Fuente: POWER WORLD.

Elaboración: Postulantes.

3.2.1.4 Flujos de Potencia para el Escenario 2018

La demanda de potencia y energía para cada una de las subestaciones, proyectada para el año 2018, se muestra en el cuadro No. 16

CUADRO No. 16 DATOS DE CARGA PARA FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO 2018

SUBESTACION	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL POR SUBESTACIÓN AL 2018					
	CONSUMO (MWH)	FACT. PERDI. (%)	ENERGIA S/E (MWH)	FACT. CARGA (%)	DEMAN. MAX. (MW)	CREC. DEM. (%)
EL CALVARIO	39.075,3	10,0	43.410,7	63,5	7,81	0,5
SAN RAFAEL	57.113,8	8,9	62.670,4	59,3	12,07	2,1
SALCEDO	40.150,6	8,9	44.056,5	51,0	9,86	1,0
MULALO	58.151,1	8,9	63.808,7	70,3	10,37	4,7
LASSO	129.776,0	5,1	136.691,5	66,1	23,61	6,7
LA COCHA	32.979,5	8,9	36.187,7	40,8	10,13	3,9
SIGCHOS	9.339,5	8,9	10.248,4	43,9	2,66	8,0
LA MANA	8.423,5	8,9	9.243,7	36,4	2,90	15,4
HOLCIM	35.958,7	3,5	37.262,9	61,9	6,87	4,0
NOVACERO	95.740,4	3,5	99.212,9	153,4	7,38	4,7

TERCEROS	86.044,6	3,0	88.705,7	76,0	13,32	6,7
TOTAL	506.708,3	6,6	542.793,2	66,2	93,67	4,3

Fuente: ELEPCO S.A.

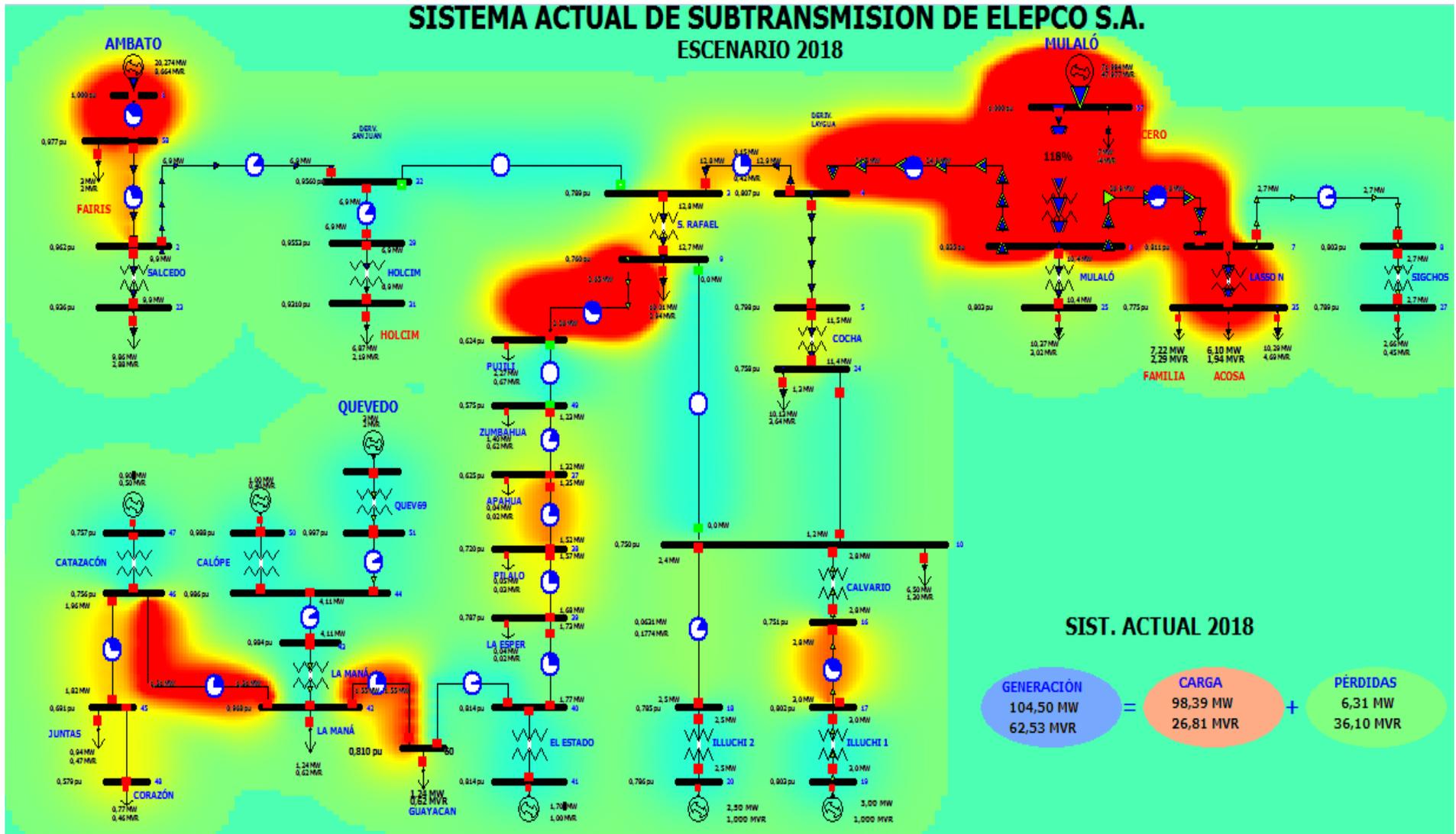
Elaboración: Postulantes.

Con la información del cuadro No.16 y utilizando el diagrama unifilar del gráfico No. 11 se realiza la corrida de flujos de potencia en el software Power World, obteniéndose los resultados los cuales se indican en el gráfico No. 40 y sus valores en el cuadro No. 17

Los resultados obtenidos en la espectrografía del gráfico No. 40, permiten identificar los elementos (barras, líneas y/o transformadores) que tienen problemas o dificultades operativas como bajo voltaje, sobrecarga o pérdidas excesivas, a los que se los ha resaltado con matices de colores que indican su estado operativo, pudiendo ir de normal (verde) a crítico (rojo):

El cuadro No. 17, muestra los elementos ordenados en forma descendente, bajo el criterio de las pérdidas de potencia provocada, de manera que facilita el análisis y la determinación del problema.

GRÁFICO No. 40 CORRIDA DE FLUJOS DE POTENCIA ESQUEMA ACTUAL, ESCENARIO 2018



Fuente: POWER WORLD.
Elaboración: Postulantes.

CUADRO No. 17 REPORTE DE FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO 2018

Línea de subtransmisión	kV	% MVA	MW Loss
57MUL138 _ 6MUL 69	0,83	118,08	2,32
4LAIGUA _ 6MUL 69	0,83	50,80	0,41
9S.RAF13._ 36PUJILI	0,62	38,89	0,39
6MUL 69 _ 7LASS69	0,81	54,31	0,39
1AMB69 _ 58FAI69	0,98	37,63	0,28
7LASS69 _ 35LASS13.8	0,78	131,85	0,26
42LA MANÁ _ 46CATAZ13.	0,76	22,62	0,25
60GUAYACAN_ 42LA MANÁ	0,97	23,17	0,21
16CALV22 _ 17ILL1- 22	0,88	35,05	0,17
37APAHUA _ 38PILALO	0,72	23,46	0,16
58FAI69 _ 2SALCE 69	0,96	31,11	0,16
3S.RAF 69_ 4LAIGUA	0,81	26,15	0,15
46CATAZ13._ 45JUNTAS	0,69	31,98	0,14
3S.RAF 69_ 9S.RAF13.	0,76	108,18	0,13
45JUNTAS _ 48CORAZÓN	0,58	14,71	0,12
38PILALO _ 39LA ESPER	0,79	25,60	0,12
5COCHA69 _ 24COCH 13	0,76	100,17	0,10
49ZUMBAHUA_ 37APAHUA	0,63	20,38	0,09
6MUL 69 _ 25COT13.8	0,80	89,74	0,08
4LAIGUA _ 5COCHA69	0,80	23,03	0,07
10CALV13.8_ 18ILL 2 13	0,79	16,78	0,06
2SALCE 69_ 23SALC13.8	0,94	105,51	0,05
39LA ESPER_ 40EST13.8	0,81	26,79	0,05
29ROCAC69 _ 31ROCAC13.	0,93	82,20	0,03
2SALCE 69_ 32DER.S.JU	0,96	12,67	0,03
10CALV13.8_ 16CALV22	0,79	56,80	0,02
7LASS69 _ 8SIG69	0,80	4,98	0,02
51QUEV69 _ 44CALÓPE	0,99	6,31	0,02
24COCH 13 _ 10CALV13.8	0,75	17,70	0,02
8SIG69 _ 27SIG13.8	0,79	54,80	0,01
43MANA69 _ 42LA MANÁ	0,97	47,33	0,01
44CALÓPE _ 43MANA69	0,98	8,30	0,01

32DER.S.JU_29ROCAC69	0,96	13,46	0,00
60GUAYACAN_40EST13.8	0,81	2,70	0,00
52QUEV138_51QUEV69	1,00	6,18	0,00
50CALOPE6_44CALÓPE	0,99	5,38	0,00
32DER.S.JU_3S.RAF 69	0,79	-	-
9S.RAF13_10CALV13.8	0,75	-	-
17ILL1-22_19ILL1 2.4	0,80	60,73	-
18ILL 2 13_20ILL2 2.	0,79	41,36	-
36PUJILI_49ZUMBAHUA	0,57	-	-
40EST13.8_41EST4.16	0,81	77,02	-
47CATAZ2.4_46CATAZ13.	0,76	73,45	-
Volt.Crítico en: 36PUJILI_49ZUMBAHUA		PÉRDs TOT.	6,31

Fuente: POWER WORLD.

Elaboración: Postulantes.

3.2.1.5 Flujos de Potencia para el Escenario 2020

La demanda de potencia y energía para cada una de las subestaciones, proyectada para el año 2020, se muestra en el cuadro No. 18.

CUADRO No. 18 DATOS DE CARGA PARA FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO 2020

SUBESTACION	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA TOTAL POR SUBESTACIÓN AL 2020					
	CONSUMO (MWH)	FACT. PERDI. (%)	ENERGIA S/E (MWH)	FACT. CARGA (%)	DEMAN. MAX. (MW)	CREC. DEM. (%)
EL CALVARIO	39.533,1	10,0	43.921,1	63,8	7,85	0,2
SAN RAFAEL	59.745,2	8,6	65.373,6	59,6	12,52	1,8
SALCEDO	41.109,6	8,6	44.982,2	51,3	10,01	0,7
MULALO	64.016,9	8,6	70.047,9	70,7	11,31	4,4
LASSO	146.488,2	5,1	154.414,6	65,6	26,89	6,7
LA COCHA	35.719,8	8,6	39.084,6	41,0	10,88	3,5
SIGCHOS	10.946,6	8,6	11.978,1	44,2	3,10	7,7
LA MANA	11.259,4	8,6	12.320,7	36,6	3,84	15,0
HOLCIM	38.703,1	3,0	39.900,1	61,9	7,36	3,1
NOVACERO	104.406,9	3,5	108.193,7	153,4	8,05	4,3

TERCEROS	92.819,8	3,0	95.690,5	76,0	14,37	6,7
TOTAL	551.928,7	6,5	590.216,7	66,2	101,81	4,2

Fuente: ELEPCO S.A.

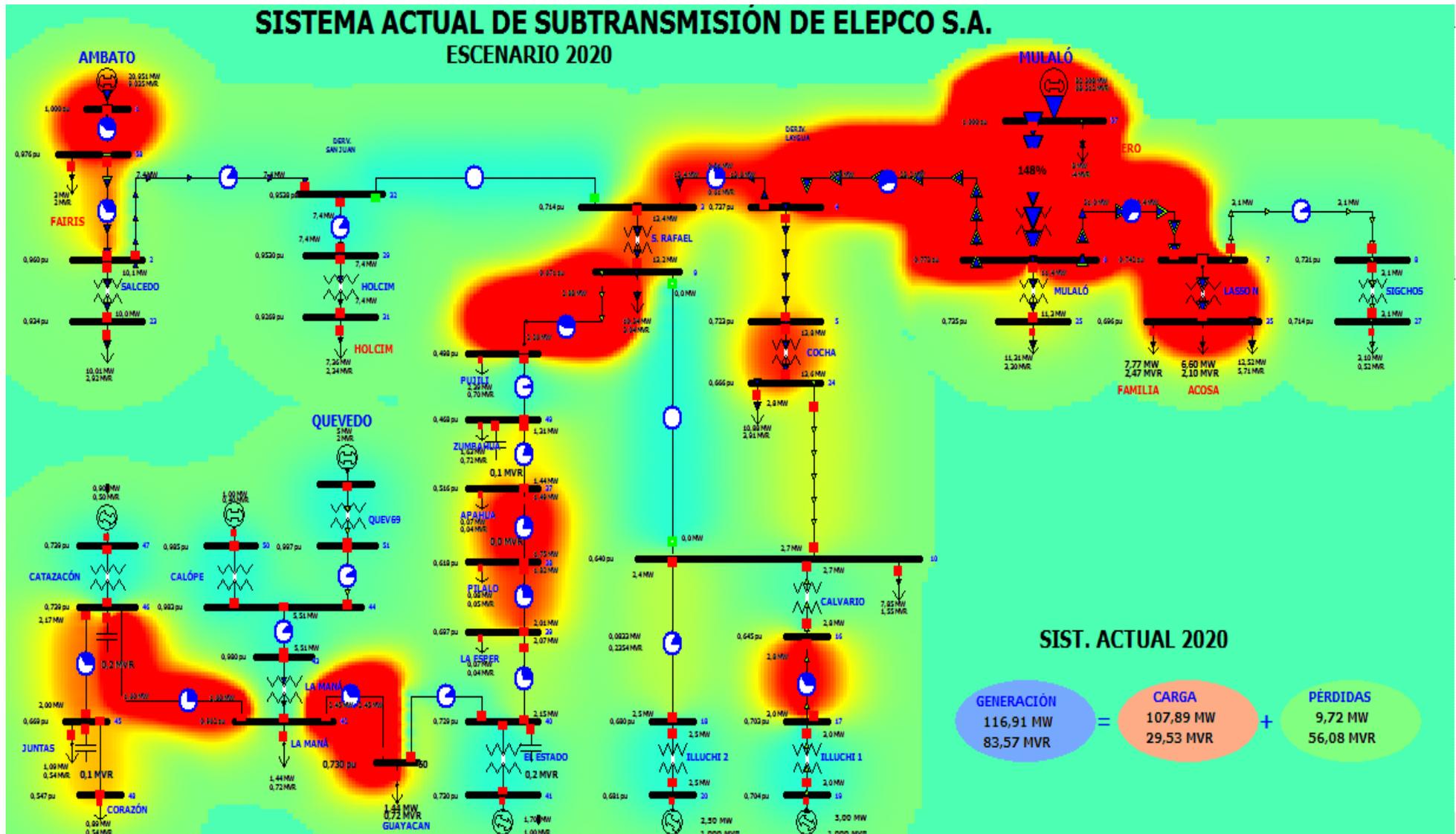
Elaboración: Postulantes.

Con la información del cuadro No. 18 y utilizando el diagrama unifilar del gráfico No. 11 se realiza la corrida de flujos de potencia en el software Power World, obteniéndose los resultados los cuales se indican en el gráfico No. 41 y sus valores en el cuadro No. 19

Los resultados obtenidos en la espectrografía del gráfico No. 41, permiten identificar los elementos (barras, líneas y/o transformadores) que tienen problemas o dificultades operativas como bajo voltaje, sobrecarga o pérdidas excesivas, a los que se los ha resaltado con matices de colores que indican su estado operativo, pudiendo ir de normal (verde) a crítico (rojo):

El cuadro No. 19, muestra los elementos ordenados en forma descendente, bajo el criterio de las pérdidas de potencia provocada, de manera que facilita el análisis y la determinación del problema.

GRÁFICO No. 41 CORRIDA DE FLUJOS DE POTENCIA ESQUEMA ACTUAL, ESCENARIO 2020



Fuente: POWER WORLD.
Elaboración: Postulantes.

CUADRO No. 19 REPORTE DE FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO 2020

Línea de subtransmisión	kV	% MVA	MW Loss
57MUL138 _ 6MUL 69	0,01	151,99	3,85
9S.RAF13._ 36PUJILI	0,04	49,96	0,90
4LAIGUA _ 6MUL 69	0,01	61,60	0,71
6MUL 69 _ 7LASS69	0,01	63,72	0,64
7LASS69 _ 35LASS13.8	0,05	152,33	0,43
60GUAYACAN_ 42LA MANÁ	0,07	27,57	0,30
42LA MANÁ _ 46CATAZ13.	0,05	24,64	0,30
1AMB69 _ 58FAI69	0,01	38,61	0,29
3S.RAF 69_ 4LAIGUA	0,01	29,73	0,24
16CALV22 _ 17ILL1- 22	0,03	34,74	0,23
3S.RAF 69_ 9S.RAF13.	0,05	121,49	0,21
5COCHA69 _ 24COCH 13	0,05	123,94	0,20
58FAI69 _ 2SALCE 69	0,01	32,12	0,17
46CATAZ13._ 45JUNTAS	0,04	32,41	0,15
37APAHUA _ 38PILALO	0,04	21,86	0,15
4LAIGUA _ 5COCHA69	0,01	28,74	0,14
45JUNTAS _ 48CORAZÓN	0,03	13,96	0,11
38PILALO _ 39LA ESPER	0,05	24,37	0,11
6MUL 69 _ 25COT13.8	0,05	98,42	0,11
24COCH 13 _ 10CALV13.8	0,05	38,79	0,10
10CALV13.8_ 18ILL 2 13	0,05	16,63	0,09
49ZUMBAHUA_ 37APAHUA	0,04	18,86	0,08
2SALCE 69_ 23SALC13.8	0,07	106,37	0,05
39LA ESPER_ 40EST13.8	0,05	25,93	0,05
29ROCAC69 _ 31ROCAC13.	0,07	87,57	0,03
7LASS69 _ 8SIG69	0,01	5,85	0,03
2SALCE 69_ 32DER.S.JU	0,01	13,51	0,03
10CALV13.8_ 16CALV22	0,03	54,98	0,02
51QUEV69 _ 44CALÓPE	0,01	7,53	0,02
8SIG69 _ 27SIG13.8	0,05	63,81	0,02
43MANA69 _ 42LA MANÁ	0,07	54,27	0,01
44CALÓPE _ 43MANA69	0,01	9,52	0,01
60GUAYACAN_ 40EST13.8	0,05	5,06	0,01
32DER.S.JU_ 29ROCAC69	0,01	14,34	0,00
52QUEV138 _ 51QUEV69	0,01	7,38	0,00
50CALOPE6_ 44CALÓPE	0,01	5,35	0,00
32DER.S.JU_ 3S.RAF 69	0,01	-	-
9S.RAF13._ 10CALV13.8	0,05	-	-
17ILL1- 22_ 19ILL1 2.4	0,30	60,21	-
18ILL 2 13_ 20ILL2 2.	0,29	41,00	-
36PUJILI _ 49ZUMBAHUA	0,03	-	-
40EST13.8 _ 41EST4.16	0,17	72,69	-

47CATAZ2.4_ 46CATAZ13.	0,05	69,82	-
Volt.Crítico en: N/A		PÉRDs TOT.	N/A

Fuente: POWER WORLD.

Elaboración: Postulantes.

3.2.2 Análisis de resultados en los diferentes escenarios

En las corridas de flujo realizadas, se puede observar que conforme crece la demanda, ciertos elementos van a alcanzar un grado de saturación, que representan inconvenientes operativos para el sistema, razón por la que estos elementos y sus problemas deben ser identificados, para dar soluciones oportunas. El cuadro No. 20, indica los datos obtenidos de la corrida de flujos de voltajes en barras, capacidad de carga de las líneas y pérdidas de potencia activa para los escenarios modelados.

CUADRO No. 20 RESUMEN DE LAS CORRIDAS DE FLUJO PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS CON EL SISTEMA ACTUAL

DESCRIPCION DE BARRAS				año 2010				año 2012				año 2014				año 2016				año 2018				año 2020			
From Number	From Name	To Number	To Name	From Volt (kV)	To Volt (kV)	Max Percent	MW Loss	From Volt (kV)	To Volt (kV)	Max Percent	MW Loss	From Volt (kV)	To Volt (kV)	Max Percent	MW Loss	From Volt (kV)	To Volt (kV)	Max Percent	MW Loss	From Volt (kV)	To Volt (kV)	Max Percent	MW Loss	From Volt (kV)	To Volt (kV)	Max Percent	MW Loss
1	AMB69	58	FAI69	69,000	67,756	29,401	0,1709	69	67,5643	33,934	0,228	69	66,8405	41,43	0,339	69	67,4535	36,276	0,2601	69	67,39034	37,6254	0,2798	69	0,97579	38,935	0,2996
2	SALCE69	32	DER.S.JU	67,005	66,734	8,5971	0,0116	66,6629	66,3361	10,4175	0,017	65,38	65,0165	11,092	0,02	66,475	66,0947	11,764	0,0222	66,3645	65,95218	12,6703	0,0258	66,2586	0,95382	13,603	0,0298
58	FAI69	2	SALCE69	67,7565	67,005	23,23	0,0859	67,561	66,6688	27,591	0,122	66,8405	65,38	34,612	0,196	67,453	66,4748	29,829	0,1429	67,3903	66,3645	31,1063	0,1557	67,3297	0,96027	32,352	0,1687
3	S.RAF69	4	LAIGUA	62,9321	63,723	20,268	0,0691	60,4359	65,9733	21,5037	0,087	58,7711	59,79	23,249	0,103	56,63	57,7081	22,89	0,1075	54,4231	55,71442	26,1482	0,1505	49,2445	0,73691	28,205	0,2101
32	DER.S.JU	3	S.RAF69	66,7343	62,932	0	0	66,3302	65,1656	0	0	65,0165	58,7711	0	0	66,095	56,63	0	0	65,9522	54,4231	0	0	65,8133	0,71369	0	0
4	LAIGUA	5	COCHA69	63,7227	63,387	14,708	0,0224	61,3522	65,5289	19,8509	0,046	59,79	59,2088	22,093	0,057	57,708	57,0356	23,992	0,0726	55,7144	55,03575	23,0286	0,0718	50,8469	0,72273	28,568	0,1326
4	LAIGUA	6	MUL69	63,7227	64,758	35,51	0,1567	61,3522	67,1616	42,0664	0,246	59,79	61,3225	46,474	0,299	57,708	59,4038	48,225	0,3433	55,7144	57,58981	50,7982	0,4053	50,8469	0,77335	59,549	0,6487
6	MUL69	7	LASS69	64,758	64,299	20,053	0,0416	62,7082	66,3187	35,3055	0,14	61,3225	60,2225	40,77	0,192	59,404	58,0676	46,944	0,2709	57,5898	55,95949	54,3066	0,3856	53,3612	0,74231	63,802	0,6199
57	MUL138	6	MUL69	138	64,758	56,502	0,5321	138	67,1616	77,3813	1,061	138	61,3225	87,668	1,281	138	59,4038	103,71	1,7926	138	57,58981	118,08	2,3239	138	0,77335	147,97	3,6494
7	LASS69	8	SIG69	64,299	64,122	2,2157	0,0026	61,7852	66,0518	3,0995	0,006	60,2225	59,8533	3,6491	0,008	58,068	57,5995	4,2767	0,0122	55,9595	55,37434	4,9822	0,0179	51,2192	0,73091	5,8681	0,0295
9	S.RAF13.	36	PUJILI	12,5057	11,51	25,6	0,1213	11,9224	12,2748	28,2983	0,173	11,525	10,1297	32,135	0,224	11,037	9,83026	23,671	0,1367	10,4845	8,604334	38,8882	0,3942	9,25442	0,49848	43,055	0,6171
10	CALV13.8	16	CALV22	12,4236	20,602	57,973	0,0135	11,5671	23,1172	58,535	0,015	11,1533	18,5635	57,353	0,016	10,613	17,6961	57,023	0,0177	10,3504	17,27354	56,8034	0,0184	8,83442	0,64483	55,374	0,0237
10	CALV13.8	18	ILL2 13	12,4236	12,84	16,818	0,0451	11,5671	13,6991	16,8139	0,051	11,1533	11,6105	16,802	0,055	10,613	11,0893	16,794	0,0603	10,3504	10,83579	16,7816	0,0631	8,83442	0,67961	16,695	0,0833
24	COCH13	10	CALV13.8	12,4186	12,424	17,046	0	11,771	13,3077	30,7988	0,04	11,3834	11,1533	33,618	0,049	10,873	10,6125	35,292	0,0589	10,4617	10,35045	17,7037	0,016	9,19121	0,64018	38,5	0,0981
16	CALV22	17	ILL1-22	20,6015	22,552	35,108	0,1261	19,2271	25,0715	35,1139	0,143	18,5635	20,5273	35,092	0,152	17,696	19,6715	35,078	0,1654	17,2735	19,25483	35,054	0,1723	14,8311	0,70284	34,892	0,2225
17	ILL1-22	19	ILL1 2.4	22,5517	2,2569	60,81	0	21,1845	2,50871	60,8118	0	20,5273	2,05463	60,793	0	19,671	1,96913	60,773	0	19,2548	1,927492	60,7337	0	16,868	0,70376	60,47	0
18	ILL2 13	20	ILL2 2.	12,8402	2,2352	41,437	0	12,0102	2,38449	41,4233	0	11,6105	2,02161	41,409	0	11,089	1,93108	41,393	0	10,8358	1,887028	41,3642	0	9,37861	0,6808	41,167	0
32	DER.S.JU	29	ROCAC69	66,7343	66,701	9,1598	0,0018	66,3302	66,2959	11,086	0,003	65,0165	64,9727	11,793	0,003	66,095	66,0489	12,505	0,0034	65,9522	65,90265	13,4589	0,0039	65,8133	0,95304	14,44	0,0045
36	PUJILI	49	ZUMBAHUA	11,5099	12,372	0	0	10,7059	12,153	0	0	10,1297	11,0393	0	0	9,8303	8,6351	0	0	8,60433	7,931367	0	0	6,87906	0,46765	4,0247	0,0119
43	MANA69	42	LA MANÁ	69,0366	13,784	13,206	0,0007	68,8766	13,725	18,4734	0,001	68,6548	13,6418	24,933	0,003	68,26	13,4927	36,082	0,0056	67,8869	13,35424	47,3302	0,0098	67,6215	0,96179	60,953	0,0164
42	LA MANÁ	46	CATAZ13.	13,7837	13,275	4,1373	0,0079	13,725	12,9205	6,5291	0,02	13,6418	12,4571	9,4668	0,042	13,493	11,7439	13,804	0,0907	13,3542	10,43724	22,6215	0,2481	13,2726	0,7387	25,059	0,3079
60	GUAYACAN	42	LA MANÁ	13,9422	13,784	6,1197	0,0134	13,5023	13,725	7,43098	0,02	12,9077	13,6418	10,698	0,043	11,723	13,4927	19,042	0,1381	11,1712	13,35424	23,1672	0,2086	10,0743	0,96179	35,923	0,5073
44	CALÓPE	43	MANA69	69,0623	69,037	2,3168	0,0004	68,919	68,8766	3,24095	8E-04	68,7196	68,6548	4,3742	0,001	68,364	68,2599	6,3302	0,003	68,0285	67,88689	8,30354	0,0051	67,7946	0,98002	10,694	0,0086
50	CALÓPE6.	44	CALÓPE	6,91996	69,062	5,3831	0,0005	6,90566	68,9191	5,38504	5E-04	6,88576	68,7196	5,3836	5E-04	6,8503	68,364	5,3827	0,0005	6,81679	68,02854	5,3845	0,0005	6,79344	0,98253	5,3824	0,0005
51	QUEV69	44	CALÓPE	69,0215	69,062	0,6808	0,0002	68,9939	68,9191	1,34348	7E-04	68,9533	68,7196	2,4027	0,002	68,879	68,364	4,336	0,0078	68,8108	68,02854	6,30953	0,0165	68,7758	0,98253	8,6857	0,0312
46	CATAZ13.	45	JUNTAS	13,2753	12,872	18,35	0,0284	12,9205	12,4579	20,4999	0,037	12,4571	11,9166	22,989	0,051	11,744	11,0862	26,349	0,0747	10,4372	9,534976	31,9758	0,1393	10,194	0,66878	34,146	0,1665
45	JUNTAS	48	CORAZÓN	12,8721	12,215	8,4891	0,0219	12,4579	11,7046	9,42482	0,029	11,9166	11,0244	10,659	0,04	11,086	9,99061	12,174	0,0604	9,53498	7,994233	14,7115	0,1191	9,22916	0,54662	15,695	0,1446
47	CATAZ2.4	46	CATAZ13.	0,385	13,275	73,585	0	0,37472	12,9205	73,5397	0	0,3613	12,4571	73,531	0	0,3406	11,7439	73,523	0	0,30279	10,43724	73,4545	0	0,29574	0,7387	71,591	0
52	QUEV138	51	QUEV69	138	69,021	0,665	9E-06	138	68,9939	1,31225	4E-05	138	68,9533	2,3482	1E-04	138	68,8793	4,2423	0,0004	138	68,81085	6,17925	0,0008	138	0,99675	8,5107	0,0015

CUADRO No. 18 DATOS OBTENIDOS DE LAS CORRIDAS DE FLUJOS PARA LOS DIFERENTES ESCENARIOS CON EL SISTEMA ACTUAL

Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

3.2.2.1 Análisis de resultados para el Escenario 2012

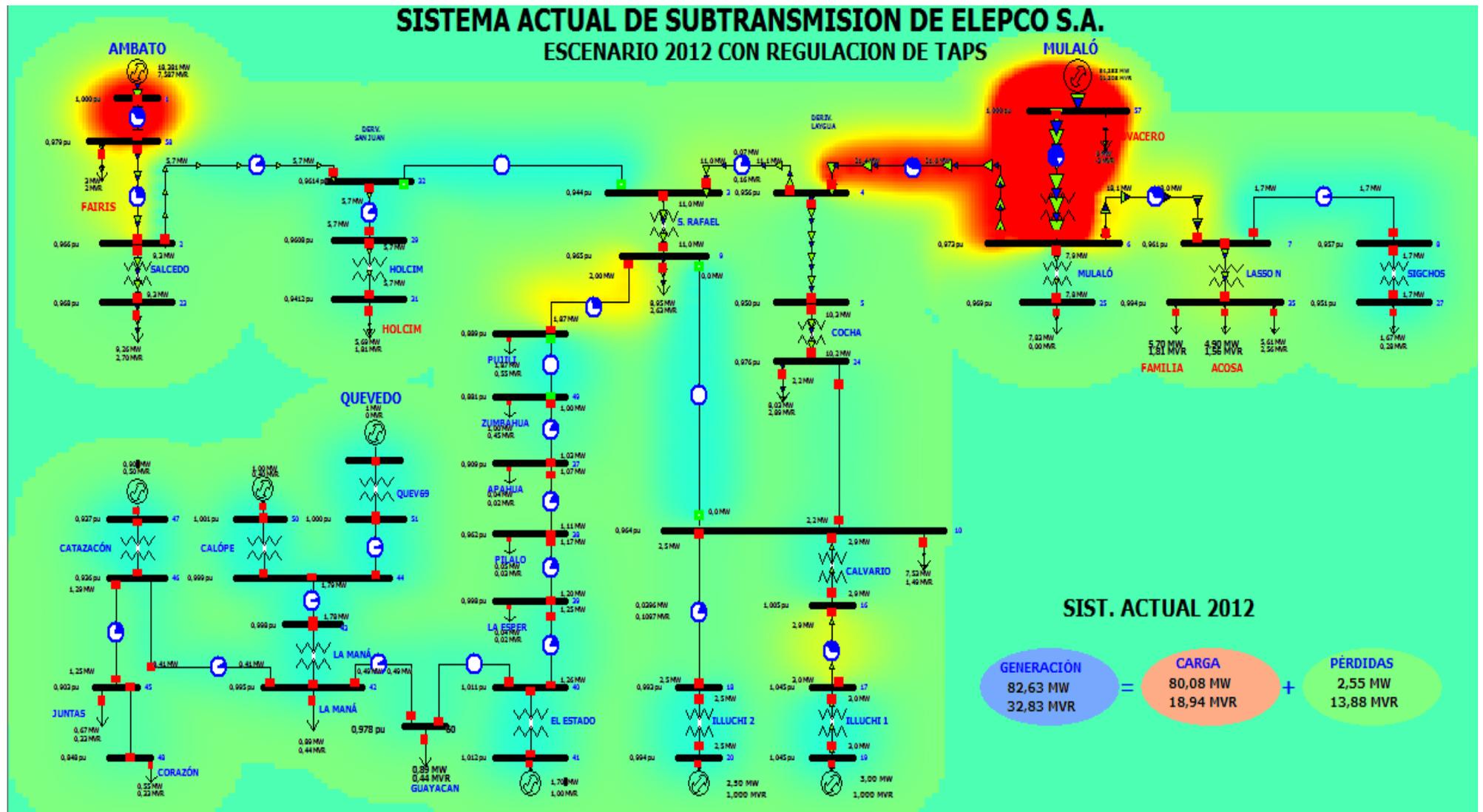
El principal problema que enfrenta el sistema de subtransmisión en este año, es el bajo nivel de voltaje en sus barras, lo que agrava de cierta manera la cargabilidad y las pérdidas de potencia en líneas y transformadores.

La solución inmediata y más económica para resolver este problema es, ajustar los taps de los transformadores de las subestaciones.

Si utilizamos el modelo para simular el ajuste de taps, se tiene los resultados los cuales se indican en el gráfico No. 42 y sus valores en el cuadro No. 21

Los valores del cuadro No. 21, muestra los elementos ordenados en forma descendente, bajo el criterio de las pérdidas de potencia provocada, de manera que facilita el análisis y la determinación del problema.

GRÁFICO No. 42 CORRIDA DE FLUJOS DE POTENCIA ESQUEMA ACTUAL, ESCENARIO 2012 CON TAPS



Fuente: POWER WORLD.
Elaboración: Postulantes.

**CUADRO No. 21 REPORTE DE FLUJOS DE POTENCIA ESCENARIO
2012 CON TAPS**

Línea de subtransmisión	kV	% MVA	MW Loss
57MUL138 _ 6MUL 69	0,97	77,38	0,90
1AMB69 _ 58FAI69	0,98	33,96	0,23
4LAIGUA _ 6MUL 69	0,97	42,07	0,20
9S.RAF13._ 36PUJILI	0,89	28,30	0,13
58FAI69 _ 2SALCE 69	0,97	27,62	0,12
6MUL 69 _ 7LASS69	0,96	35,31	0,12
16CALV22 _ 17ILL1- 22	1,14	35,11	0,10
7LASS69 _ 35LASS13.8	0,99	87,86	0,08
3S.RAF 69_ 4LAIGUA	0,96	21,50	0,07
3S.RAF 69_ 9S.RAF13.	0,96	90,02	0,06
5COCHA69 _ 24COCH 13	0,98	86,85	0,05
37APAHUA _ 38PILALO	0,96	17,29	0,05
2SALCE 69_ 23SALC13.8	0,94	98,87	0,04
10CALV13.8_ 18ILL 2 13	0,99	16,81	0,04
4LAIGUA _ 5COCHA69	0,95	19,85	0,04
46CATAZ13._ 45JUNTAS	0,90	20,50	0,04
38PILALO _ 39LA ESPER	1,00	18,11	0,03
24COCH 13 _ 10CALV13.8	0,96	30,80	0,03
45JUNTAS _ 48CORAZÓN	0,85	9,42	0,03
6MUL 69 _ 25COT13.8	0,97	62,94	0,03
49ZUMBAHUA_ 37APAHUA	0,91	16,17	0,03
29ROCAC69 _ 31ROCAC13.	0,94	67,72	0,02
60GUAYACAN_ 42LA MANÁ	0,99	7,43	0,02
42LA MANÁ _ 46CATAZ13.	0,94	6,53	0,02
60GUAYACAN_ 40EST13.8	1,01	0,08	0,02
2SALCE 69_ 32DER.S.JU	0,96	10,42	0,02
39LA ESPER_ 40EST13.8	1,01	18,16	0,01
10CALV13.8_ 16CALV22	1,05	58,53	0,01
7LASS69 _ 8SIG69	0,96	3,10	0,00
8SIG69 _ 27SIG13.8	0,95	34,09	0,00
32DER.S.JU_ 29ROCAC69	0,96	11,09	0,00
43MANA69 _ 42LA MANÁ	0,99	18,47	0,00
44CALÓPE _ 43MANA69	1,00	3,24	0,00
51QUEV69 _ 44CALÓPE	1,00	1,34	0,00
50CALOPE6._ 44CALÓPE	1,00	5,39	0,00
52QUEV138 _ 51QUEV69	1,00	1,31	0,00
32DER.S.JU_ 3S.RAF 69	0,94	-	-
9S.RAF13._ 10CALV13.8	0,96	-	-
17ILL1- 22_ 19ILL1 2.4	1,05	60,81	-

18ILL 2 13_ 20ILL2 2.	0,99	41,42	-
36PUJILI _ 49ZUMBAHUA	0,88	-	-
40EST13.8 _ 41EST4.16	1,01	78,89	-
47CATAZ2.4_ 46CATAZ13.	0,94	73,54	-
Volt. Crítico en: 45JUNTAS _ 48CORAZÓN		PÉRDs TOT.	2,55

Fuente: POWER WORLD.
Elaboración: Postulantes.

Con el ajuste de los taps en los transformadores de potencia, se logra mejorar los niveles de voltaje en 18 de los 23 elementos que inicialmente tenían bajos voltajes, de manera que restan cinco elementos que deben ser atendidos mediante soluciones específicas como:

- La línea SAN RAFAEL – PUJILI a 13,8kV, por su extensión, por la concentración de la carga en la ciudad de Pujilí y el crecimiento de su demanda, obligan a considerar como solución, la construcción de una línea a 69kV, con una subestación de distribución de 10MVA, para ésta carga y la de sus alrededores.
- La línea PUJILI - ZUMBAHUA, por efecto de la construcción de la S/E Pujilí, mejorará su nivel de voltaje.
- Las líneas de 13,8kV CATAZACO-JUNTAS, JUNTAS - CORAZÓN y ZUMBAHUA - APAHUA, por su extensión y carga dispersa, requiere un adecuado balanceo de fases, para posteriormente realizar la instalación de equipos reguladores de voltaje y compensadores de reactivos.

Desde el punto de vista de las pérdidas, con el ajuste de los taps en transformadores, éstas se redujeron de 2,97MVA a 2,55MVA; sin embargo, los elementos que requieren atención son los que se muestran en cuadro No. 22

CUADRO No. 22 ELEMENTOS DEL SISTEMA QUE PRESENTAN PROBLEMAS

ELEMENTO	TIPO	PROBLEMAS
Mulaló138/69kV	Transformador	Capacidad y pérdidas eléctricas
57MUL138 _ 6MUL 69	Línea	Pérdidas eléctricas
1AMB69 _ 58FAI69	Línea	Pérdidas eléctricas
4LAIGUA _ 6MUL 69	Línea	Pérdidas eléctricas
9S.RAF13._ 36PUJILI	Línea	Bajo voltaje y Pérdidas eléctricas
58FAI69 _ 2SALCE 69	Línea	Pérdidas eléctricas

Fuente: ELEPCO S.A.

Recopilación: Postulantes.

Se debe mencionar también que para éste año, las subestaciones San Rafael, Lasso, La Cocha, Salcedo y Mulaló 138/69kV de Transeléctric, ya habrán superado el 75% de su capacidad nominal, lo que obliga a buscar las posibles soluciones que resuelvan el problema; entre ellas se puede mencionar: transferencias de carga, repotenciación de las subestaciones y/o construcción de nuevas subestaciones, que permitan aliviar su carga. En este sentido, por el importante incremento en la demanda de las industrias como Familia Sancela y ACOSA, éstas deben disponer de su propia subestación, con sus respectivas líneas de 69kV.

3.2.2.2 Análisis de resultados para el Escenario 2014

Para este año, los problemas de nivel de voltaje continúan agravándose, al igual que las pérdidas. En capacidad de transformación, la S/E Lasso, habrá llegado a su capacidad nominal, por lo que es imprescindible que los industriales Familia y ACOSA, cuenten con sus subestaciones, que permitirá aliviar la carga, debido a la imposibilidad de transferirla a las subestaciones vecinas, por cuanto su capacidad esta también cercana a la nominal. Además, por parte de ELEPCO S.A, se requiere la construcción de una subestación de distribución en la ciudad de Saquisilí, para con 10MVA, tomar ésta carga y aliviar la carga de las subestaciones Lasso y Mulaló; además, construir una subestación en la parte sur oriente

de la ciudad de Latacunga, para con 20MVA aliviar las cargas de la S/E Salcedo, S/E La Cocha y S/E San Rafael.

3.2.2.3 Análisis de resultados para el Escenario 2016

Como era de esperar, para este año, los niveles de voltaje continúan con tendencia al descenso, mientras que las pérdidas siguen incrementándose. En capacidad de transformación, exceptuando las subestaciones Mulaló y San Rafael, todas las demás, incluida Transeléctric, habrán llegado a su capacidad nominal. Esto hace impostergable la consecución de las nuevas subestaciones planteadas en los escenarios anteriores y dado que el transformador de Transeléctric, también estará en su capacidad nominal, se requiere incrementar la capacidad de alimentación desde el SNI. Esta última necesidad, permite regresar la mirada a las subestaciones Saquisilí y Latacunga, para considerar que una de ellas sea la que permita un nuevo punto de intercambio con el SNI y con ello solventar la necesidad de incrementar la capacidad para el sistema de ELEPCO S.A.

El constante crecimiento de la demanda del cantón Salcedo, también exige la construcción de una nueva subestación que la abastezca para los próximos años.

3.2.2.4 Análisis de resultados para el Escenario 2018

Para este año, los problemas de nivel de voltaje y capacidad se agravan de tal manera que el sistema es muy susceptible a colapsar, si las obras antes mencionadas no se ejecutan.

El crecimiento de la demanda en el sector de Zumbahua, ayudado por lo distante que este nuevo centro de carga está de la fuente de energía, exige la construcción de una subestación de distribución y su línea a 69kV, para resolver los problemas de bajo voltaje.

Otro de los sectores con bajo voltaje, es el cantón Pangua, complicado por una carga creciente pero de forma muy dispersa, hace que sus redes de distribución sean extremadamente largas, lo que complica la definición de una subestación; sin embargo, ésta es requerida para mejorar la calidad del servicio, la cual se podría en primera instancia considerarse cerca de la ciudad del Corazón.

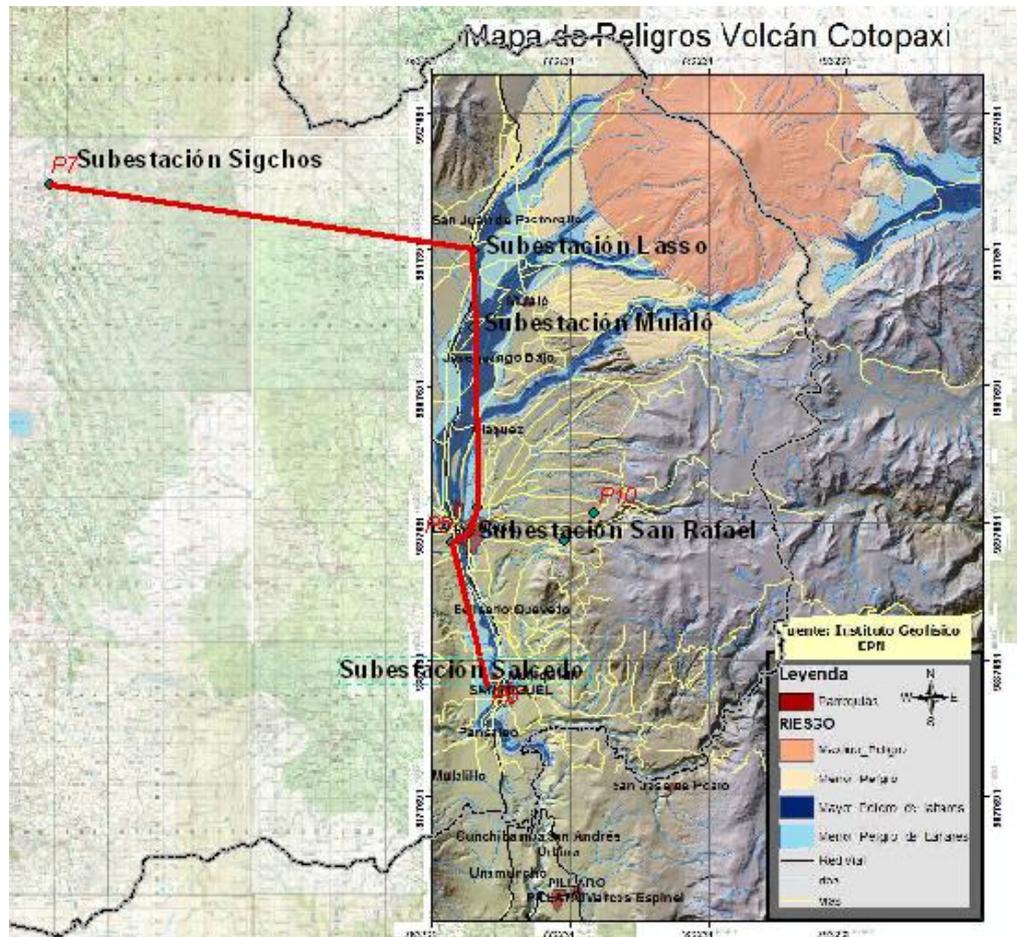
3.2.2.5 Análisis de resultados para el Escenario 2020

El sistema colapsa de manera irremediable, si no se construyen las siguientes subestaciones, con la siguiente prioridad:

- 1 Año 2012, S/E Pujilí (5MVA-69/13,8kV) y S/E Sancela (69kV)
- 2 Año 2014, S/E Saquisilí (10MVA-69/13,8kV) y S/E Latacunga (60MVA-138/69kV 20MVA-69/13,8kV)
- 3 Año 2018, S/E Pangua (5MVA-69/13,8kV).
- 4 Año 2020, S/E Zumbahua (5MVA-69/13,8kV)

A lo largo de éste análisis, se ha planteado básicamente la implementación de nuevas subestaciones, pero al tomar en cuenta la ubicación geográfica de ellas, el crecimiento de los nuevos centros de carga y el riesgo que significa una erupción del volcán Cotopaxi, como se muestra en el gráfico No. 43

GRÁFICO No. 43 ZONAS DE ALTO RIESGO EN CASO DE ERUPCIÓN VOLCÁNICA



Fuente: IGM

Recopilación: Postulantes.

De este gráfico se desprende las zonas de alto riesgo por lo que se puede plantear la reconfiguración del sistema de subtransmisión, de manera que las subestaciones en particular y la infraestructura de subtransmisión en general, sean estratégicamente reubicadas, para que estén fuera de las zonas de alto riesgo; situación que no ocurre en la actualidad, estando propensas a su total destrucción.

3.3 Configuración futura del sistema

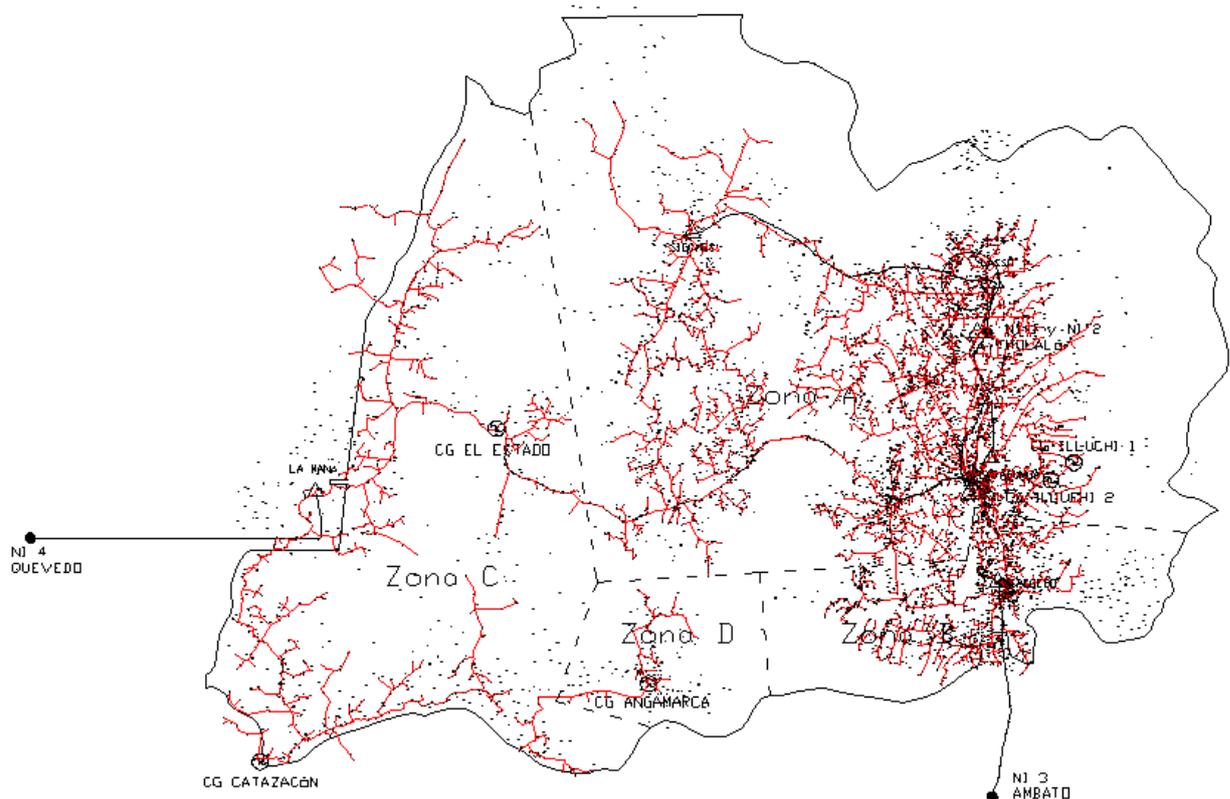
Identificados los problemas que el sistema enfrentará en el año horizonte

2020 y planteadas sus posibles soluciones, resta considerar el riesgo que conlleva una eventual erupción del volcán Cotopaxi. Al tomar como premisas lo mencionado, se sugiere la alternativa de reestructurar el sistema de subtransmisión de manera que el suministro energético brinde las condiciones técnicas de servicio más adecuadas y el menor impacto en la continuidad del servicio eléctrico, bajo una situación de catástrofe natural como la que provocaría la erupción del volcán Cotopaxi; a riesgo de ser ésta la alternativa más costosa, de no producirse éste evento natural.

3.3.1 Planteamiento de soluciones

Con el crecimiento de la demanda, sin duda la primera opción sería repotenciar los elementos sobrecargados; sin embargo, al considerar la expansión de la red de distribución tendiente a cubrir cada vez un área mayor como se puede observar en el gráfico No. 44, la aparición de nuevos centros de consumo y el crecimiento de aquellos centros existentes como son los cantones Pujilí y Saquisilí, Latacunga y Salcedo, obligan a programar la construcción de nuevas subestaciones y líneas de subtransmisión, que ayudarán a mejorar los niveles de voltaje, a aliviar las condiciones operativas de aquellos elementos sobrecargados y a reducir las pérdidas eléctricas provocadas por éstos.

GRAFICO No 44 ZONAS DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA



Fuente: ELEPCO S.A.
Recopilación: Postulantes.

Los aspectos de calidad de producto y eficiencia, llevan a plantear alternativas como la división de circuitos, que obligarían a la construcción de un nuevo punto de intercambio; alternativa que puede ser reforzada desde el punto de vista de confiabilidad del sistema. Así, queda abierta la posibilidad de una nueva alternativa que es la conformación de un sistema en anillo, sin embargo debido a la ubicación de los centros de carga dispersos en la provincia como se aprecia en el gráfico No. 43, y al trazado de las líneas del S.N.I., esta alternativa no es viable.

Por todo lo mencionado, se plantea la creación de nuevos puntos de intercambio con el S.N.I., mediante la construcción de las subestaciones que se les ha denominado “Cotopaxi” porque se ubicaría en la población de Lasso, “Latacunga” porque se ubicaría en la parte Oriental de dicha ciudad, y Pangua, que estaría en la ciudad del Corazón, además de la reconfiguración del sistema de subtransmisión, como se aprecia en las

dos alternativas siguientes.

3.3.1.1 Reconfiguración del Sistema Alternativa uno

Esta alternativa no considera la reubicación de las líneas y subestaciones existentes, que se encuentran en zonas de alto riesgo en caso de la erupción del volcán Cotopaxi.

- 1 S/E Pujilí, de 10MVA - 69/13.8kV, ubicado en la ciudad de Pujilí.
- 2 S/E Sancela, mínimo de 5MVA a nivel de 69kV, ubicado en Lasso, industria Familia Sancela.
- 3 S/E Saquisilí, de 10MVA de 69/13.8kV, ubicado en la ciudad de Saquisilí.
- 4 S/E Latacunga, de 60/20MVA -138/69/13,8kV, ubicado en el sector sur-oriente de la ciudad de Latacunga.
- 5 S/E Pangua, de 5MVA -69/13,8kV, ubicado en el sector oriente de la ciudad del Corazón.
- 6 Línea de subtransmisión Pujilí a 69kV, 8.2Km para interconexión de la S/E Pujilí con S/E San Rafael.
- 7 Línea de subtransmisión Sancela a 69kV, 0.6Km para interconexión de la S/E Sancela con la línea Mulaló-Lasso.
- 8 Línea de subtransmisión Saquisilí a 69kV, 4.5Km para interconexión de la S/E Saquisilí con la línea 69kV Laigua-Mulaló.
- 9 Línea de subtransmisión Latacunga a 69kV, para interconexión de la S/E Latacunga con la línea Salcedo-San Rafael, en el punto de derivación San Juan.
- 10 Línea de subtransmisión Pangua a 69kV, 25 Km para interconexión de la subestación Pangua con la subestación Calópe.

3.3.1.2 Reconfiguración del Sistema Alternativa dos

Esta alternativa, plantea la reubicación de todas las instalaciones eléctricas de subtransmisión, que se encuentran en zonas consideradas de alto riesgo, ante la eventualidad del proceso eruptivo del volcán Cotopaxi.

- 1 S/E Pujilí, de 10MVA - 69/13.8kV, ubicado en la ciudad de Pujilí.
- 2 S/E Sancela, mínimo de 5MVA a nivel de 69kV, ubicado en Lasso, industria Familia Sancela.
- 3 S/E Cotopaxi, de 60/20MVA - 230/69/13,8 kV, ubicado en el sector industrial de la provincia, en la parroquia Tanicuchí, cantón Latacunga.
- 4 S/E Saquisilí, de 10MVA de 69/13.8kV, ubicado en la ciudad de Saquisilí.
- 5 S/E Nueva Lasso, de 10MVA - 69/13.8 kV, ubicada hacia el occidente de la posición actual de la S/E Lasso, que será desmantelada.
- 6 S/E Latacunga, de 60/20MVA -138/69/13,8kV, ubicado en el sector sur-oriente de la ciudad de Latacunga, con la infraestructura de la S/E Mulaló, que será desmantelada.
- 7 S/E Pangua, de 5MVA -69/13,8kV, ubicado en el sector oriente de la ciudad del Corazón.
- 8 Línea de subtransmisión Pujilí a 69kV, 8.2Km para interconexión de la S/E Pujilí con S/E San Rafael.
- 9 Línea de subtransmisión Sancela a 69kV, 0.6Km para interconexión de la S/E Sancela con la S/E Nueva Lasso.
- 10 Línea de subtransmisión Saquisilí a 69 kV, 5.5Km para interconexión de la S/E Cotopaxi con la S/E Saquisilí.
- 11 Línea de subtransmisión Lasso a 69 kV, 6.5Km para interconexión de la S/E Cotopaxi con la S/E Nueva Lasso.
- 12 Línea de subtransmisión Latacunga a 69kV, 2.5Km para interconexión de la S/E Latacunga con la línea Salcedo-San Rafael, el punto denominado San Juan.
- 13 Línea de subtransmisión La Cocha a 69kV, 5.5Km para interconexión de la S/E Latacunga con la S/E La Cocha.

- 14 Línea de subtransmisión Pangua a 69kV, 25 Km para interconexión de la subestación Pangua con la subestación Calópe.

3.3.2 Corrida de flujos de Potencia a las soluciones propuestas

El Sistema de subtransmisión planteado en las dos alternativas, son modelados para el escenario del año horizonte 2020, que es cuando se produce el colapso del sistema.

3.3.2.1 Corrida de flujos de potencia Alternativa uno

Al mantener la configuración existente, incrementar nuevas subestaciones y construir líneas de subtransmisión para estas subestaciones, el problema de niveles de voltaje en las barras de 69 kV, se encuentran dentro de lo establecido en las normas del CONELEC, por lo que, el único problema latente es la eventual erupción del volcán Cotopaxi ante lo cual el sistema de subtransmisión sigue siendo vulnerable, ya que las subestaciones Lasso, Mulaló, La Cocha, San Rafael y Salcedo se encuentran en el área de riesgo y dependiendo de la magnitud de la catástrofe, todas éstas serían destruidas.

Al efectuar la corrida de flujos utilizando el diagrama unifilar del anexo 3.5 con las características anotadas anteriormente se tiene los resultados los cuales se indican en el gráfico No. 45 y sus valores en el cuadro No. 23

**CUADRO No. 23 REPORTE DE FLUJOS DE POTENCIA DE LA
ALTERNATIVA UNO**

Linea de Subtransmision				Volt (pu)	Max Percent	MW Loss
1	AMBATO	58	FAI69	0.996	5.7237	0.0064
2	SALCE 69	23	SALC13.8	0.955	107.0253	0.0504
2	SALCE 69	32	DER.S.JU	0.989	18.3766	0.0512
58	FAI69	2	SALCE 69	0.981	-	-
3	S.RAF 69	4	LAIGUA	0.977	-	-
3	S.RAF 69	9	S.RAF13.	0.991	68.3067	0.0327
3	S.RAF 69	28	PUJIL69	0.978	11.4631	0.0461
32	DER.S.JU	3	S.RAF 69	0.988	25.9436	0.0139
4	LAIGUA	5	COCHA69	0.974	10.9404	0.0111
4	LAIGUA	6	COT 69	0.981	10.9617	0.0137
5	COCHA69	24	COCH 13	0.973	48.0606	-
6	COT 69	7	LASS69	0.963	51.9398	0.2552
6	COT 69	25	COT13.8	0.962	67.3185	0.0310
6	COT 69	55	SAQ69	0.977	12.7383	0.0181
6	COT 69	57	COT69	1.000	5.1376	0.0000
7	LASS69	8	SIG69	0.955	5.7915	0.0170
35	LASS13.8	7	LASS69	0.963	84.3290	0.0766
7	LASS69	61	SANCELA	0.961	0.8108	-
8	SIG69	27	SIG13.8	0.943	63.7064	0.0133
9	S.RAF13.	10	CALV13.8	0.974	-	-
10	CALV13.8	16	CALV22	1.010	58.3447	0.0117
10	CALV13.8	18	ILL 2 13	1.002	16.8145	0.0389
24	COCH 13	10	CALV13.8	0.974	19.1395	-
16	CALV22	17	ILL1- 22	1.099	35.1129	0.1097
28	PUJIL69	30	PUJIL13.	0.946	62.4291	0.0483
29	ROCAC69	31	ROCAC13.	0.963	88.0447	0.0321
32	DER.S.JU	29	ROCAC69	0.988	14.4154	0.0042
30	PUJIL13.	36	ZUMBAHUA	0.743	27.8573	0.3615
32	DER.S.JU	33	NIAG69	1.000	62.3202	0.1889
33	NIAG69	34	NIAG13.8	0.998	0.8145	-
37	APAHUA	38	PILALO	1.044	1.1233	0.0002
38	PILALO	39	LA ESPER	1.046	3.4206	0.0005

39	LA ESPER	40	EST13.8	1.046	4.8039	0.0007
60	GUAYACAN	40	EST13.8	1.046	0.1945	-
43	MANA69	42	LA MANÁ	1.002	26.6244	0.0046
60	GUAYACAN	42	LA MANÁ	1.002	7.5197	0.0192
44	CALÓPE	43	MANA69	1.011	5.8387	0.0024
50	CALOPE6.	44	CALÓPE	1.012	34.9999	0.0194
51	QUEVEDO	44	CALÓPE	1.012	0.6500	-
46	CATAZ13.	45	JUNTAS	0.141	35.8858	0.1677
45	JUNTAS	48	CORAZÓN	0.115	17.0135	0.1538
47	CATAZ2.4	46	CATAZ13.	0.155	0.1021	-
52	SNI	51	QUEVEDO	1.006	0.6464	0.0024
55	SAQ69	56	SAQ13.8	0.977	0.7449	-
59	COT230	57	COT69	1.000	5.7719	0.0000

Fuente: POWER WORLD.

Elaboración: Postulantes.

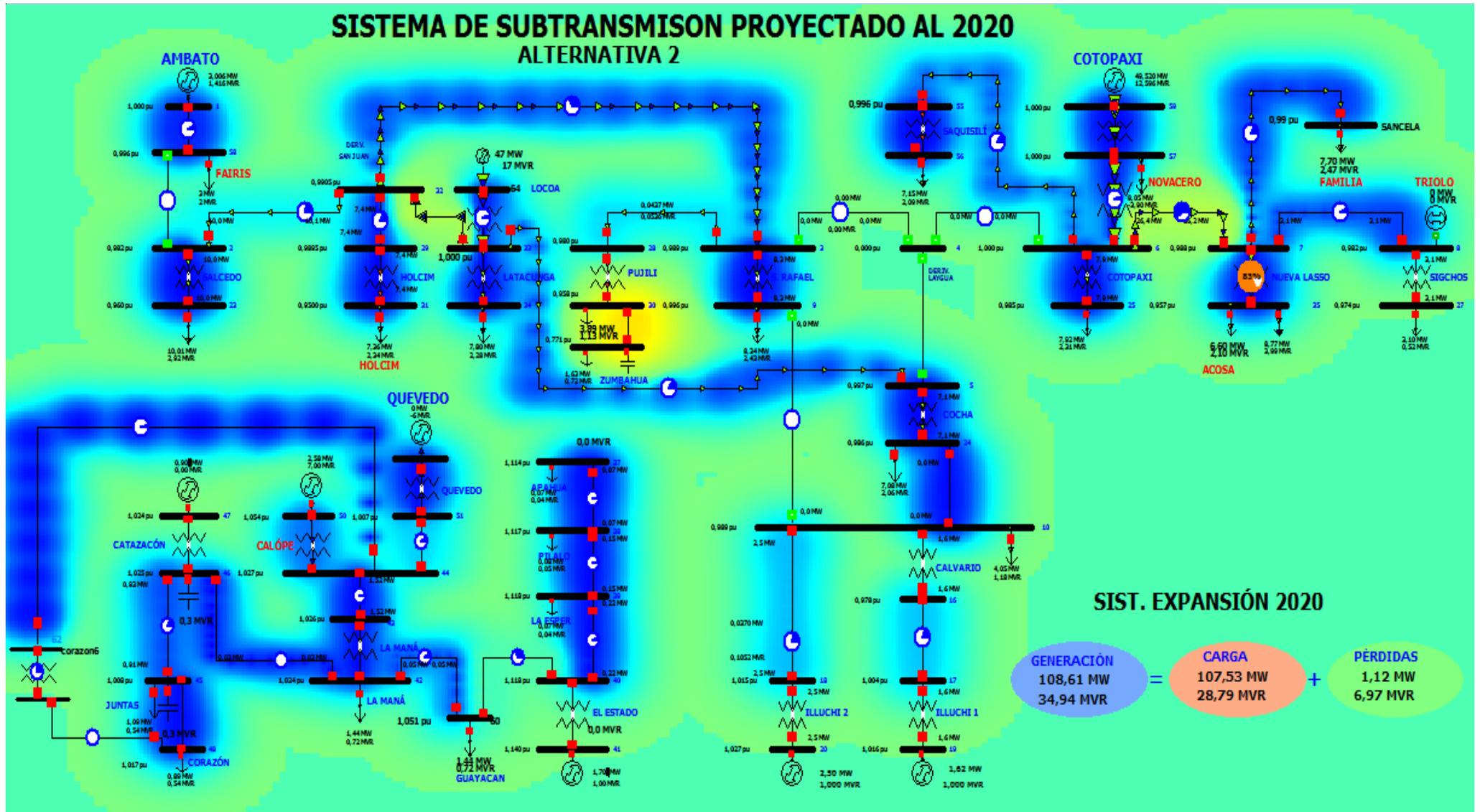
3.3.2.2 Corrida de flujos de potencia Alternativa dos

Como se indicó anteriormente esta alternativa se plantea en función de una posible erupción del volcán Cotopaxi, cuyo efecto sería de incalculables daños para la provincia, por lo que se reconfigura el sistema de subtransmisión retirando los elementos como son principalmente las subestaciones y la líneas de subtransmisión fuera de la zona de riesgo.

Esto implica comenzando desde la zona más crítica al norte, hacia el sur: La reubicación de la subestación Lasso al lado occidental de la población de Lasso, Construcción de la nueva subestación Cotopaxi, ubicada en la parroquia de Tanicuchí a un nivel de voltaje de 230/138/69 kV, esta subestación tomará la carga de la subestación Mulaló, la misma que deberá ser desmantelada y reubicada con el nombre de subestación Latacunga al Oriente de la ciudad del mismo nombre; reubicación de la subestación San Rafael a lado occidente de la ciudad de Latacunga en el sector de Loma Grande, mientras que la subestación Salcedo se mantiene en la ubicación actual por considerar de acuerdo al mapa de riesgos que los flujos piro clásticos no afectarían a las instalaciones.

Al efectuar la corrida de flujos utilizando el diagrama unifilar del anexo 3.6 y con las características anotadas anteriormente se tiene los resultados los cuales se indican en el gráfico No. 46 y sus valores en el cuadro No. 24

GRÁFICO No. 46 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA ALTERNATIVA DOS



Fuente: POWER WORLD.
Elaboración: Postulantes.

**CUADRO No. 24 REPORTE DE FLUJOS DE POTENCIA DE LA
ALTERNATIVA DOS**

Lineas de subtransmisión				From Volt (kV)	To Volt (kV)	Max Percent	MW Loss
1	AMBATO	58	FAI69	1,000	0,996	7,151	0,006
2	SALCE 69	32	DER.S.JU	0,982	0,991	22,881	0,051
33	NIAG69	2	SALCE 69	1,000	0,982	0,000	0,000
58	FAI69	2	SALCE 69	0,996	0,982	0,000	0,000
3	S.RAF 69	28	PUJIL69	0,989	0,980	11,169	0,044
32	DER.S.JU	3	S.RAF 69	0,991	0,989	32,003	0,013
33	NIAG69	5	COCHA69	1,000	0,997	15,708	0,013
6	COT 69	7	LASS69	1,000	0,988	60,821	0,193
6	COT 69	55	SAQ69	1,000	0,996	16,496	0,019
57	COT69	6	COT 69	1,000	1,000	4,463	0,000
7	LASS69	8	SIG69	0,988	0,982	7,306	0,012
35	LASS13.8	7	LASS69	0,957	0,988	85,349	0,000
7	LASS69	61	SANCELA	0,988	0,986	18,674	0,009
8	SIG69	27	SIG13.8	0,982	0,974	50,329	0,000
9	S.RAF13.	10	CALV13.8	0,996	0,989	0,000	0,000
10	CALV13.8	16	CALV22	0,989	0,978	35,169	0,000
10	CALV13.8	18	ILL 2 13	0,989	1,015	20,946	0,037
24	COCH 13	10	CALV13.8	0,986	0,989	7,818	0,001
17	ILL1- 22	16	CALV22	1,004	0,978	18,953	0,039
17	ILL1- 22	19	ILL1 2.4	1,004	1,016	36,531	0,000
18	ILL 2 13	20	ILL2 2.	1,015	1,027	41,414	0,000
28	PUJIL69	30	PUJIL13.	0,980	0,958	121,703	0,000
29	ROCAC69	31	ROCAC13.	0,990	0,950	160,856	0,000
32	DER.S.JU	29	ROCAC69	0,991	0,990	17,166	0,004
30	PUJIL13.	36	ZUMBAHUA	0,958	0,771	26,719	0,320
32	DER.S.JU	33	NIAG69	0,991	1,000	72,698	0,182
33	NIAG69	34	NIAG13.8	1,000	0,989	41,082	0,000
64	LOCOA138	33	NIAG69	1,000	1,000	4,965	0,000
37	APAHUA	38	PILALO	1,114	1,117	1,349	0,000

38	PILALO	39	LA ESPER	1,117	1,118	4,648	0,000
39	LA ESPER	40	EST13.8	1,118	1,118	6,478	0,001
40	EST13.8	41	EST4.16	1,118	1,140	79,100	0,000
60	GUAYACAN	40	EST13.8	1,051	1,118	32,271	0,081
43	MANA69	42	LA MANÁ	1,026	1,024	12,313	0,001
42	LA MANÁ	46	CATAZ13.	1,024	1,025	0,823	0,000
60	GUAYACAN	42	LA MANÁ	1,051	1,024	7,405	0,013
44	CALÓPE	43	MANA69	1,027	1,026	1,973	0,001
50	CALOPE6.	44	CALÓPE	0,105	1,027	37,276	0,021
51	QUEVEDO	44	CALÓPE	1,007	1,027	7,727	0,041
44	CALÓPE	62	corazon6	1,027	1,024	2,575	0,002
46	CATAZ13.	45	JUNTAS	1,025	1,008	15,966	0,013
45	JUNTAS	48	CORAZÓN	1,008	1,017	2,784	0,002
47	CATAZ2.4	46	CATAZ13.	0,975	1,025	90,064	0,000
63	CORAZON	48	CORAZÓN	1,017	1,017	0,120	0,000
52	SNI	51	QUEVEDO	1,000	1,007	0,591	0,002
55	SAQ69	56	SAQ13.8	0,996	0,960	154,426	0,000
59	COT230	57	COT69	1,000	1,000	5,110	0,000
62	CORAZON69	63	CALOPE13,8	1,024	1,017	24,095	0,000

Fuente: POWER WORLD.

Elaboración: Postulantes.

3.3.3 Análisis comparativo de las soluciones propuestas

La alternativa dos al igual que la alternativa uno, cumple con las especificaciones de la norma, en lo referente a niveles de voltaje, mientras que, en lo que se refiere a reducción de pérdidas se logra bajar las mismas, por cuanto se tiene dos puntos de alimentación del S.N.I. a diferentes niveles de voltaje, como se muestran en los cuadros No. 23 y No. 24 respectivamente.

3.3.4 Flujos de cortocircuitos de la propuesta final

Con el objeto de determinar los rangos de operación de los transformadores de corriente y de los relés que serán instalados en las subestaciones, se realiza un estudio referencial de cortocircuitos para calcular la magnitud de las fallas en las barras de las subestaciones: Salcedo, Latacunga, Holcim, San Rafael,

Pujilí; Cotopaxi, Saquisilí, La Cocha, Nueva Lasso, Sigchos, Quevedo, La Maná y Pangua.

En el diagrama unifilar del anexo 3.6, se indica el sistema de subtransmisión de la alternativa dos, utilizando la condición de máxima generación. Al tener varios puntos frontera abastecidos por el S.N.I. se utiliza el equivalente Thévenin en las barras de 69 kV de las subestaciones Ambato y Quevedo; para la barra de 138 kV en la subestación Latacunga y para la barra a 230 kV en la subestación Cotopaxi, cuyos valores en ohmios se encuentran tabulados en el anexo No. 3.7

El alimentador el Estado - Apahua a 13.8 kV se encuentra abierto en el sector de Apahua; que será la condición normal de trabajo en esta parte del sistema.

Con las condiciones anotadas anteriormente y una vez efectuados las corridas de flujos de cortocircuito, se obtienen los resultados en las barras de las subestaciones los que se muestran en el cuadro No. 25.

CUADRO No. 25 NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN LAS BARRAS DE 69 Kv.

BARRA		CORTOCIRCUITO	
BARRA	NIVEL (KV)	1 ϕ (A)	3 ϕ (A)
AMBATO	69	2004	1691
SALCEDO	69	1572	2247
SALCEDO	13.8	4662	4134
HOLCIM	69	1571	2598
LATACUNGA	69	1585	3238
LATACUNGA	13.8	6722	5934
SAN RAFAEL	69	1570	2626
SAN RAFAEL	13.8	5788	5400
LA COCHA	69	1581	2690
LA COCHA	13.8	6006	5580
CALVARIO	22	1623	1439
CALVARIO	13.8	3942	5098
COTOPAXI	69	1750	2139

COTOPAXI	13.8	4821	4221
SAQUISILI	69	1400	1781
SAQUISILI	13.8	2459	2283
PUJILI	69	1555	1712
PUJILI	13.8	2410	2253
NUEVA LASO	69	1073	1733
NUEVA LASO	13.8	5478	4584
SIGCHOS	69	846	973
SIGCHOS	13.8	2110	1854
LA MANA	69	1111	1930
LA MANA	13.8	4924	4285
PANGUA	69	1109	1307
PANGUA	13.8	2518	2290

Fuente: POWER WORLD.

Elaboración: Postulantes.

Con el fin de ver las capacidades operativas de los equipos existentes en cada una de las subestaciones se efectúa un levantamiento de campo cuyos resultados se muestran en los anexos 3.5 (A, B, C, D, E, F)

En base a las corrientes de cortocircuito encontradas mediante el uso del Power world, y comparando con las características de los equipos que se indican en los anexos 3.5 (A, B, C, D, E, F) se determina que los equipos existentes en la actualidad no deben ser cambiados o serán capaces de operar adecuadamente en el año horizonte de la proyección en todas las subestaciones.

3.4 Requerimientos de infraestructura de subtransmisión

Para la ejecución del proyecto se requiere:

- a. Definición de los sitios de ubicación de las subestaciones,
- b. Financiamiento del estado, para la adquisición de terrenos y la realización de los estudios técnicos de diseño,
- c. Estudios de diseño de líneas y subestaciones,

- d. Estudios de impacto ambiental,
- e. Aprobación de los estudios por parte de la entidad de control CONELEC,
- f. Permisos para el derecho de vía y
- g. Financiamiento del estado, por parte del Ministerio de Finanzas, para la ejecución de obras.

3.4.1 Líneas de subtransmisión

3.4.1.1 Construcción de líneas de subtransmisión para la Alternativa uno

- 1 Línea de subtransmisión Pujilí a 69kV, 8.2Km para interconexión de la S/E Pujilí con S/E San Rafael.
- 2 Línea de subtransmisión Saquisilí a 69kV, 4.5Km para interconexión de la S/E Saquisilí con la línea 69kV Laigua-Mulaló.
- 3 Línea de subtransmisión Latacunga a 69kV, 2.5Km para interconexión de la S/E Latacunga con la línea Salcedo-San Rafael en el punto de derivación San Juan.
- 4 Línea de subtransmisión Pangua a 69kV, 25 Km para interconexión de la subestación Pangua con la subestación Calópe.

3.4.1.2 Construcción de líneas de Subtransmisión para la Alternativa dos

- 1 Línea de subtransmisión Pujilí a 69kV, 8.2Km para interconexión de la S/E Pujilí con S/E San Rafael.
- 2 Línea de subtransmisión Saquisilí a 69 kV, 5.5Km para interconexión de la S/E Cotopaxi con la S/E Saquisilí.
- 3 Línea de subtransmisión Nueva Lasso a 69 kV, 6.5Km para interconexión de la S/E Cotopaxi con la S/E Nueva Lasso.
- 4 Línea de subtransmisión Latacunga a 69kV, 2.5Km para interconexión de la S/E Latacunga con la línea Salcedo-San Rafael en el punto de derivación San Juan.
- 5 Línea de subtransmisión La Cocha a 69kV, 5.5Km para interconexión de

la S/E Latacunga con la S/E La Cocha.

- 6 Línea de subtransmisión Pangua a 69kV, 25 Km para interconexión de la subestación Pangua con la subestación Calópe.

3.4.2 Subestaciones

3.5.2.1 Construcción de Subestaciones para la Alternativa uno

- 1 S/E Pujilí, de 10MVA - 69/13.8kV, ubicado en la ciudad de Pujilí.
- 2 S/E Saquisilí, de 10MVA de 69/13.8kV, ubicado en la ciudad de Saquisilí.
- 3 S/E Latacunga, de 60/20MVA -138/69/13,8kV, ubicado en el sector sur-oriente de la ciudad de Latacunga.
- 4 S/E Pangua, de 5MVA - 69/13.8kV, ubicado en la ciudad del Corazón.

3.5.2.2 Construcción de Subestaciones para la Alternativa dos

- 1 S/E Pujilí, de 10MVA - 69/13.8kV, ubicado en la ciudad de Pujilí.
- 2 S/E Saquisilí, de 10MVA de 69/13.8kV, ubicado en la ciudad de Saquisilí.
- 3 S/E Cotopaxi, de 60/10MVA - 230/69/13,8 kV, ubicado en el sector industrial de la provincia, en la parroquia Tanicuchí, cantón Latacunga.
- 4 S/E Nueva Lasso, de 10MVA - 69/13.8 kV, ubicada hacia el occidente de la posición actual de la S/E Lasso, que será desmantelada.
- 5 S/E Nueva San Rafael, de 10MVA - 69/13.8 kV, ubicada hacia el occidente de la posición actual, que será desmantelada.
- 6 S/E Latacunga, de 60/20MVA -138/69/13,8kV, ubicado en el sector sur-oriente de la ciudad de Latacunga, con la infraestructura de la S/E Mulaló, que será desmantelada.
- 7 S/E Pangua, de 5MVA - 69/13.8kV, ubicado en la ciudad de Pangua.

3.5.3 Especificaciones de equipos y materiales

En este numeral se indica básicamente, los elementos más importantes que se requiere para la adquisición, montaje y puesta en operación de los mismos para el sistema de subtransmisión planteado con horizonte al año 2020, perteneciente a la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi; los que se mencionan en forma consolidada, diferenciados por equipos y materiales.

PARTE 1: EQUIPOS Y MATERIALES PARA SUBESTACIONES

SECCIONES

- A Transformadores de fuerza
- B Interruptores, Recalentadores automáticos, seccionadores, fusibles y pararrayos.
- C Aisladores y accesorios
- D Equipos y aparatos de medida, protecciones y servicios auxiliares

PARTE 2: MATERIALES PARA LINEAS DE 69 KV

SECCIONES:

- A Conductores
- B Accesorios preformados para conductores
- C Cables de acero
- D Aisladores y accesorios
- E Postes torres y accesorios

En base a las secciones establecidas en cada una de las partes, a continuación se presenta el desglose de los equipos y materiales con lo que se procederá a la evaluación del plan de obras a ejecutarse y poder cumplir con la proyección del sistema al año horizonte.

PARTE 1: EQUIPOS Y MATERIALES PARA SUBESTACIONES

SECCION A TRANSFORMADORES DE FUERZA

ITEM	DESCRIPCION
A-1	Transformador de fuerza de 60/20MVA 13.8/69/230 KV, con devanado terciario
A-2	Transformador de fuerza de 10/12.5MVA 13.8/69 KV, dos devanados
A-2	Transformador de fuerza de 5/6.25MVA 13.8/69 KV, dos

	devanados
--	-----------

**SECCION B INTERRUPTORES, RECONECTADORES
AUTOMATICOS, EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO,
FUSIBLES Y PARARRAYOS.**

ITEM	DESCRIPCION
B-1	Interruptor automático para 69 kV, corriente de régimen continuo, 1200 A, incluido repuestos.
B-2	Interruptor automático para 13.8 kV, corriente de régimen continuo, 1200 A, incluido repuestos devanados
B-3	Reconectador automático, clase 15 kV, trifásico, bobina de operación 225 A, similar a MC GRAW EDISON tipo RX, incluido repuestos.
B-4	Reconectador automático, clase 15 kV, trifásico, bobina de operación 50 A, similar a MC GRAW EDISON tipo RX, incluido repuestos.
B-5	Reconectador automático, clase 15 kV, trifásico, bobina de operación 50 A, similar a MC GRAW EDISON tipo GH, incluido repuestos.
B-6	Seccionador tripolar operado en grupo para 69 kV, 600 A con cuchillas de puesta a tierra.
B-7	Seccionador tripolar operado en grupo para 69 kV, 600 A
B-8	Seccionador unipolar, clase 15 kV, 600 A para subestación
B-9	Seccionador unipolar, clase 15 kV, 400 A similar a MC GRAW EDISON, tipo D2 para subestación.
B-10	Seccionador fusible tipo "By pass" (tándem switch), 15 kV, 400 A, para seccionador 100 A, para fusible, similar a Mc GRAW EDISON, tipo EMO D2 con elemento fusible tipo ES-40 A.
B-11	Seccionador fusible tipo "By pass" (tándem switch), 15 kV, 400 A, para seccionador 200 A, para fusible, similar a Mc GRAW EDISON, tipo EMO D2 con elemento fusible de acción retardada,

	tipo ES-200 A.
B-12	Fusible unipolar de potencia para 69 kV, 100 A, similar Westinghouse tipo DBA con elemento fusible tipo ES-40 A. y tipo ES-30 A
B-13	Seccionador fusible clase 15 kV, 100 A, del tipo open cout de la Mc GRAW EDISON, con elemento fusible tipo ES-3 A
B-14	Pararrayos clase estación, 60 kV.
B-15	Pararrayos clase intermedia, 60 kV.
B-16	Pararrayos clase distribución, 10 kV.

SECCION C AISLADORES Y ACCESORIOS PARA BARRAS Y MALLA DE TIERRA

ITEM	DESCRIPCION
C-1	Aislador tipo suspensión clase ANSI 52-3 (Ball and Socket)
C-2	Aislador tipo suspensión clase ANSI 52-1 (horquilla-ojo)
C-3	Grapa de retención con terminal horquilla para conductor de Al, calibre 1/0-4/0, similar a A.B. CHANCE C-501-0668
C-4	Grapa de retención con terminal socket para conductor de Al, calibre 4/0-477MCM, similar a A.B. CHANCE C-501-0669
C-5	Grapa de retención tipo recta, terminal horquilla para conductor de Al, calibre 4/0-477MCM, similar a A.B. CHANCE C-501-0727
C-6	Grapa de retención tipo recta, terminal socket para conductor de Al, calibre 266.8 MCM, similar a A.B. CHANCE C-501-0723
C-7	Conector de ranuras paralelas para conductor de aluminio, calibre 1/0-500 MCM, similar a BURNDY QPX3428
C-8	Conector de ranuras paralelas para conductor de aluminio, calibre 250--500 MCM, similar a BURNDY QPX3434Y
C-9	Conector de ranuras paralelas para conductor de aluminio, calibre 1/0-4/0, similar a BURNDY QPX2828-Y
C-10	Adaptador "horquilla Y-bola", para sujeción de cadena a estructura, similar a A.B. CHANCE C501-0045
C-11	Grillete con pasador para sujeción de cadena de aisladores a

	estructura metálica, similar a A.B. CHANCE 58118
C-12	Conector de bronce plano para conductor 2/0 de cobre, similar a BURNDY GBM 26

SECCION D: EQUIPOS Y APARATOS DE MEDIDA, PROTECCIONES Y SERVICIOS AUXILIARES

ITEM	DESCRIPCION
D-1	Transformador de potencial para sistema 13.8 kV, 98 kV, relación de transformación 70:1, carga ANSI A: Y
D-2	Transformador de corriente tipo exterior 69 kV-200-100/5 A, (se considerará en los casos en que los interruptores de 69 kV no incluyan transformadores tipo bushing)
D-3	Transformador de corriente para 13.8 kV y relación de transformación 75-150/5 A tipo exterior
D-4	Transformador de potencial para sistema 69 kV, doble bobinado secundario, voltajes nominales: primario $69 / \sqrt{3}$ kV, secundario: 115 y 66 voltios
D-5	Tablero de control y medida especial
D-6	Gabinete de medición y distribución para subestación de 60, 10 y 5 MVA
D-7	Banco de baterías 125 voltios DC, 200 A-H y cargador de baterías
D-8	Tablero de servicios auxiliares de c.c
D-9	Relés direccionales de fase 67
D-10	Relés direccionales de tierra 67N

PARTE 2 MATERIALES PARA LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN
SECCION A: CONDUCTORES

ITEM	DESCRIPCION
------	-------------

A-1	Conductor de aluminio reforzado con alma de acero tipo ACSR, 26 hilos de aluminio y 7 de acero sección 300 MCM, Clave Ostrich
A-2	Conductor de aluminio reforzado con alma de acero tipo ACSR, 26 hilos de aluminio y 7 de acero sección 266.8 MCM, Clave Partridge
A-3	Conductor de cobre acerado número 2 AWG

SECCION B: CABLES DE ACERO GALVANIZADO

ITEM	DESCRIPCION
B-1	Cable de acero galvanizado 5/16" de diámetro, 7 hilos, recubrimiento del galvanizado clase B, de grado HIGH STRENGTH, resistencia mínima de rotura de 8.000 lbs.
B-2	Cable de acero galvanizado 1/1" de diámetro, 7 hilos, recubrimiento del galvanizado clase B, de grado SIEMENS MARTIN, resistencia mínima de ruptura de 12.100 lbs.
B-3	Cable de cooperweld de ½ de diámetro, 7 hilos, resistencia mínima a la rotura de 12.100 lbs

SECCION C: AISLADORES

ITEM	DESCRIPCION
C-1	Aislador de vidrio templado o de porcelana procesada en húmedo, tipo suspensión, clase ANSI 52-3 (Ball socket), de 10"x5,3/4" de 15.000 lbs de resistencia a la rotura
C-2	Aislador Line Post, tipo horizontal clamp top, ángulo de montaje de 0°-5° para 69 kV, 2800 lbs de esfuerzo en canteliver con grapa de suspensión para conductores ASCR 300 MCM Y 266.8 MCM, en la elección de la grapa deberá considerarse el conductor revestido de varillas preformadas, el aislador dispondrá de una

	base plana de hierro galvanizado con perforaciones de 13/16" de diámetro.
--	---------------------------------------------------------------------------

SECCION D: POSTES TORRES Y ACCESORIOS

ITEM	DESCRIPCION
D-1	Poste de hormigón rectangular, altura 20 mts, resistencia a la rotura de 2400 Kg.
D-2	Poste de hormigón rectangular, altura 18 mts, resistencia a la rotura de 2400 Kg.
D-3	Poste de hormigón rectangular, altura 16.5 mts, resistencia a la rotura de 1200 Kg.
D-4	Torre metálica A-10, peso unitario 1600 Kg.
D-5	Torre metálica OLMO, peso unitario 1800 Kg.

PARTE 3 OBRAS CIVILES

SECCION A: SUBESTACIONES

ITEM	DESCRIPCION
A-1	Construcción de plataforma
A-2	Obras de urbanización
A-3	Fundiciones para bases de equipos y canaletas
A-4	Casa de control
A-5	Suministro de agua potable
A-6	Evacuación de aguas servidas y tanque séptico
A-7	Cerramiento de la subestación

3.5 Presupuesto referencial

3.5.1 Subestaciones

En el cuadro No. 26 se muestra la descripción del costo de equipos, materiales, mano de obra, seguros, transporte, montaje y pruebas, que se requieren para

el montaje de una subestación

**CUADRO No. 26 COSTO TOTAL PARA EL MONTAJE DE UNA
SUBESTACION**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Cant.	VALOR
1. EQUIPOS			
01	Panel de alimentadores	5	\$ 200.000,00
02	Panel de Entrada Transformador	1	\$ 40.000,00
03	Panel de Servicios Auxiliares	1	\$ 15.000,00
04	Baterías y Cargador	1	\$ 20.000,00
SUBTOTAL 1			\$ 275.000,00
2. MATERIALES			
05	Pórtico de hierro de 69kV.	1	\$ 6.000,00
06	Malla de puesta a tierra	1	\$ 3.000,00
07	Cables de Fuerza,	Grupo	\$ 5.000,00
08	Puntas Terminales 15 KV, conectores	Grupo	\$ 4.000,00
09	Mislaneos	1	\$ 1.000,00
SUBTOTAL 2			\$ 19.000,00
3. MONTAJE ELECTROMECAÁNICO Y PRUEBAS			
10	Montaje Electromecánico	1	\$ 20.000,00
11	Pruebas	1	\$ 10.000,00
12	Mano de obra de la malla de puesta a tierra	1	\$ 1.000,00
SUBTOTAL 3			\$ 31.000,00
4. TRANSPORTE Y SEGUROS			
13	GIS – Transformador	1	\$ 3.000,00
14	Equipos y materiales		\$ 2.000,00
SUBTOTAL 4			\$ 5.000,00
5. OBRAS CIVILES			
15	Implantación general y cerramiento perimetral.	1	\$ 12.000,00
16	Sala de control y bases del GIS - Transformador	1	\$ 22.000,00
17	Instalaciones Sanitarias	1	\$ 4.000,00
18	Casa de Guardián	1	\$ 4.000,00

19	Vías de acceso y Parqueadero (Adoquinados)	1	\$ 8.000,00
20	Jardines y obras de arte	1	\$ 1.000,00
21	Cisterna y equipo hidromecánico	1	\$ 4.000,00
SUBTOTAL 5			\$ 55.100,00

DETALLE DE RUBROS		
a.	Equipos	275.000,00
b.	Materiales	19.000,00
c.	Montaje y Pruebas	31.000,00
d.	Transporte y Seguros.. . . .	5.000,00
e.	Obras civiles	55.100,00
TOTAL DEL PRESUPUESTO REFERENCIAL		385.100,00

Fuente: ELEPCO S.A.
Elaboración: Postulantes.

OBS: A este costo se debe incluir el del transformador de fuerza que corresponda.

3.5.2 Líneas de subtransmisión:

En el cuadro No. 27 se muestra la descripción del costo de materiales, mano de obra, transporte, indemnizaciones y otros gastos, que se requieren para la construcción de un kilómetro de línea.

CUADRO No. 27 COSTO TOTAL PARA LA CONSTRUCCION DE UN KM DE LINEA A 69 KV.

Ítem	Descripción	Cant.	Precio Uni.	Total
------	-------------	-------	-------------	-------

1	Estructuras y anclajes	5	2.400	12.000,00
2	Conductor de Al reforzado con alma de acero tipo ACSR, 266,8 MCM clave PARTRIDGE	3.050	3	9.150,00
3	Cable de acero galvanizado de 5/16" Ø , mínima a la rotura 12000 lbs	1.000	1.200	1.200,00
Total de materiales				22.350,00

DETALLE DE RUBROS

a.	Materiales			22.350,00
b.	Mano de Obra			10.100,00
c.	Transporte			1.600,00
d.	Indemnizaciones y otros gastos			900,00
TOTAL REFERENCIAL PARA 1 Km DE LÍNEA				34.950,00

Fuente: ELEPCO S.A.
Elaboración: Postulantes.

OBS: A este precio se ha de multiplicar por la longitud en kilómetros, de línea que le corresponda.

En base a los costos unitarios y en función de los requerimiento de las diferentes alternativas en el cuadro No. 28 se indican el costo que tendría implementar la reconfiguración del sistema con la alternativa uno.

CUADRO No. 28 COSTO TOTAL DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ALTERNATIVA UNO

Año	Descripción	Estación	Trafo	Total
2012	S/E Pujilí de 10MVA	385.100,00	290.000,00	675.100,00

2014	S/E Saquisilí de 10MVA	385.100,00	290.000,00	675.100,00
2014	S/E Latacunga de 60/20MVA	770.200,00	900.000,00	1.670.200,00
2015	S/E Pangua de 5 MVA	385.100,00	200.000,00	585.100,00
2012	Línea 69kV Pujilí, 8.2Km			286.590,00
2013	Línea 69kV Saquisilí, 4.5Km			157.275,00
2013	Línea 69kV Latacunga, 2.5Km			87.375,00
2015	Línea 69kV Calope_Pangua, 7.92Km			276.804,00
TOTAL				4.413.544 ,00

Fuente: ELEPCO S.A.
Elaboración: Postulantes.

Con el mismo criterio anotado y en base a los costos unitarios en el cuadro No. 29 se indican el costo que tendría implementar la reconfiguración del sistema con la alternativa dos.

CUADRO No. 29 COSTO TOTAL DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ALTERNATIVA DOS

Año	Descripción	Estación	Trafo	Total
2012	S/E Pujilí de 10MVA	385.100,00	290.000,00	675.100,00
2013	S/E Cotopaxi de 60/20MVA (Etapa1)	770.200,00	900.000,00	1.670.200,00
2014	S/E Saquisilí de 10MVA	385.100,00	290.000,00	675.100,00
2014	S/E Latacunga de 60/20MVA	801.200,00		801.200,00
2014	S/E Cotopaxi de 60/20MVA (Etapa2)	416.100,00		416.100,00
2015	S/E Nueva Lasso de 10MVA	416.100,00		416.100,00
2015	S/E Pangua de 5 MVA	385.100,00	200.000,00	585.100,00
2020	S/E Nueva San Rafael de 10 MVA	385.100,00		385.100,00
2012	Línea 69kV Pujilí, 8.2Km			286.590,00
2013	Línea 69kV Saquisilí, 5.5Km			192.225,00
2014	Línea 69kV Latacunga, 2.5Km			87.375,00
2015	Línea 69kV Nueva Lasso, 6.5Km			227.175,00
2015	Línea 69kV Calope_Pangua, 7.92Km			276.804,00
TOTAL				6.694.169,00

Fuente: ELEPCO S.A.

Elaboración: Postulantes.

3.6 Cronograma de prioridades

Debido a que las inversiones en subtransmisión son considerablemente elevadas, así como también el período de construcción, se requiere elaborar un cronograma de ejecución de obras, organizadas conforme a un orden de prioridades establecido y determinado por aspectos operativos, constructivos y financieros. En los cuadros No. 30 y No. 31, se muestran el orden de prioridades para las alternativas uno y dos respectivamente.

CUADRO No. 30 PRIORIDADES DE EJECUCIÓN DE LOS PROYECTOS CON LA ALTERNATIVA UNO

Descripción	2012	2013	2014	2015	TOTAL
S/E Pujilí de 10MVA	675.100				675.100
S/E Saquisilí de 10MVA			675.100		675.100
S/E Latacunga de 60/20MVA			1.670.200		1.670.200
S/E Pangua de 5 MVA				585.100	585.100
Línea 69kV Pujilí, 8.2Km	286.590				286.590
Línea 69kV Saquisilí, 4.5Km		157.275			157.275
Línea 69kV Latacunga, 2.5Km		87.375			87.375
Línea 69kV Calope_Pangua,7.9Km				276.804	276.804
Total	961.690	244.650	2.345.300	892.904	4.413.544

Fuente: Postulantes

Elaboración: Postulantes.

CUADRO No. 31 PRIORIDADES DE EJECUCIÓN DE LOS PROYECTOS CON LA ALTERNATIVA DOS

Descripción	2012	2013	2014	2015	TOTAL
S/E Pujilí de 10MVA	675.100				675.100
S/E Saquisilí de 10MVA			675.100		675.100
S/E Cotopaxi de 60/20MVA (Etapa1)		1.670.200			1.670.200
S/E Cotopaxi de 60/20MVA (Etapa2)			416.100		416.100
S/E Nueva Lasso de 10MVA				416.100	416.100

S/E Latacunga de 60/20MVA			801.200		801.200
S/E Pangua de 5 MVA				585.100	585.100
S/E Nueva San Rafael de 10 MVA				385.100	385.100
Línea 69kV Pujilí, 8.2Km	286.590				286.590
Línea 69kV Saquisilí, 5.5Km		192.225			192.225
Línea 69kV Latacunga, 2.5Km			87.375		87.375
Línea 69kV Nueva Lasso, 6.5Km				227.175	227.175
Línea 69kV Calope_Pangua,7.9Km				276.804	276.804
Total	961.690	1.862.425	1.979.775	920.079	6.694.169

Fuente: Postulantes.

Elaboración: Postulantes.

Tanto para el presupuesto de la alternativa uno y dos no se han tomado en cuenta los costos para los estudios definitivos, impacto ambiental, adquisición de los terrenos, derechos de paso, así como, la reconfiguración de los sistemas de distribución.

3.7 Conclusiones

- 1 El contar con el software Power World, fue un factor determinante para cumplir con nuestros propósitos, puesto que cambiamos la forma en que se venía manejando la información, en este caso del Sistema de Subtransmisión a 69 KV, que era únicamente a partir de diferentes versiones de diagramas unifilares y de planos muy antiguos, cumpliendo de esta manera con los requerimientos que impone el ente regulador CONELEC a las empresas eléctricas de distribución, esto es, que tengan digitalizadas e integradas sus redes eléctricas en alto, media y bajo voltaje para llevar un mejor control de las mismas (según la resolución especificada en Oficio CONELEC No. DE-07-1222 del 26 de junio de 2007).
- 2 La simulación de flujos de potencia realizada con el software Power World permitió establecer las condiciones actuales y encontrar las deficiencias del Sistema de Subtransmisión, así como determinar el

funcionamiento del sistema en el año horizonte

- 3 Realizar una adecuada proyección de la demanda es primordial para en años futuros no tener problemas de caídas de voltaje elevadas, pérdidas de potencia, etc., que conlleven a no cumplir con lo dispuesto por el CONELEC.
- 4 De acuerdo a los datos obtenidos en las dos alternativas planteadas, se concluye que las mismas son viables técnicamente, sin embargo la alternativa dos resulta más costosa ya que requiere la construcción de nuevas subestaciones y reubicación de las existentes a zonas de seguridad debido al peligro inminente de la erupción del volcán Cotopaxi.
- 5 El análisis de las condiciones actuales de operación del sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, permite concluir que el mismo podrá operar en condiciones aceptables por un corto tiempo.
- 6 En Las centrales de generación, se consideró el número de unidades instaladas, así como los parámetros de cada unidad. Para las condiciones de demanda pico, se fija los valores que entregan las unidades en conjunto, sin considerar el valor que cada una de estas aporta realmente a demanda máxima del sistema. Los datos fueron tomados de las bitácoras de las centrales, lo que permite observar el comportamiento de las unidades de generación en base a datos reales en lo referente a la potencia activa, mientras que la potencia reactiva calcula el programa.
7. Al realizar las corridas de flujos de potencia se determina que los niveles de voltaje se encuentran dentro de los estándares exigidos por el CONELEC, y funciona adecuadamente con las obras de infraestructura requeridas para las dos alternativas propuestas.
8. En la eventualidad de una erupción del volcán Cotopaxi, quedaría fuera de servicio las subestaciones de Lasso, Mulaló, La Cocha, y San Rafael; la

subestación Salcedo no sufriría consecuencias graves derivadas de este fenómeno ya que dicha subestación se encuentra en una zona de menor peligro según el mapa de riesgos, de igual manera se destruiría las líneas de subtransmisión Lasso, Laygua, La Cocha, San Rafael. Con lo que la carga más importante de la provincia quedaría sin servicio.

9. No se puede realizar un análisis técnico-económico del proyecto, por cuanto el estudio no abarca los sistemas de distribución en donde se puede determinar la reducción de pérdidas debido a que las subestaciones se construirán cerca de los centros de carga.
10. La Determinación de la demanda proyectada es un proceso extenso, en donde se debe tomar en consideración no solamente los aspectos técnicos, sino también el aspecto social, político y económico.
11. ELEPCO S.A., no dispone de un programa de expansión de generación, por lo que el exceso de la demanda requerida por el sistema deberá suplir el S.N.I, por lo que la ELEPCO S.A. debe definir nuevas obras de generación dentro del área de cobertura con el fin de mejorar los niveles de voltaje y disminuir la dependencia del sistema nacional interconectado.
12. Como conclusión final de nuestro estudio, podemos mencionar que el beneficio principal a más de contar con una gran cantidad de información actualizada, radica en el hecho de que ahora se cuenta con propuestas debidamente justificadas y listas para ser planteadas ante instituciones como lo son el Fondo de Solidaridad, para de esta forma obtener los recursos económicos que permitan ejecutar las estrategias surgidas del presente trabajo, las mismas que han sido elaboradas pensando siempre en el bienestar de la Empresa y por ende, de sus abonados.

3.8 Recomendaciones

1. Ante una eventualidad de la erupción del volcán Cotopaxi, se plantea la

alternativa dos que prevé la reubicación de las subestaciones fuera de la zona de riesgo y la construcción de nuevas líneas; así como la conexión con un nuevo punto de abastecimiento a 230 kV. con lo que también se aliviaría la línea de transmisión a 138 kV Pucará -Santa Rosa.

2. Es recomendable que la ELEPCO S.A. afronte la expansión del sistema de subtransmisión determinada en el presente estudio, manteniendo el cronograma establecido, a fin de garantizar las condiciones técnicas así como de calidad y continuidad del servicio en el periodo analizado.
3. Se debe considerar la construcción de las subestaciones indicadas en el presente estudio, así como las líneas de subtransmisión para abastecer a las mismas, con el fin de evitar problemas de voltaje y pérdidas excesivas de potencia
4. Se debe considerar obras de infraestructura para la Parroquia de Zumbahua, con la finalidad de evitar problemas de voltaje, ya que dicha parroquia se encuentra en el extremo del alimentador perteneciente a la subestación San Rafael, y a partir del 2020 se debe comenzar a realizar los estudios tendientes a la instalación de una subestación en esta parroquia.
5. Es necesario crear una base de datos dentro de la ELEPCO S.A., la que permita obtener datos fiables y actualizados de los elementos de subtransmisión, así como de las redes de medio y bajo voltaje, ya que en la actualidad no existe toda la información en unos casos, y en otros la información no es confiable; por lo que en nuestro caso se debió acudir al personal que está inmerso en los diferentes departamentos con el fin de recabar información confiable, la misma que debió ser procesada para ingresar al programa.
6. Incentivar la capacitación para el uso de nuevas tecnologías, adaptándolas a nuestro entorno, para propender la investigación y desarrollo de estudios para fuentes de energías alternativas, uso eficiente

de la energía y medio ambiente.

7. Es necesario identificar a todos los actores que puedan incidir en la ejecución de un proyecto, para que se involucren y participen activamente con sus beneficios, de manera que éste pueda ser llevado a cabo conforme lo planeado.
8. A modo de recomendación final, planteamos aprovechar al máximo todos los beneficios que ofrece un Sistema de Información Geográfica, y una de las formas de conseguirlo, es incorporando personal capacitado, profesionales que puedan desempeñar eficientemente este cometido y cuyo objetivo común sea el bienestar y desarrollo de la Empresa.