

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación.

**“COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS DE
TRANSMISIÓN QUE SIRVEN A LA PROVINCIA DE MANABÍ”.**

INFORME DE MATERIA DE GRADUACIÓN

Previa la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

Presentada por:

WELLINGTON GIL BORJA.

ABEL TAMAYO MENDOZA.

Guayaquil - Ecuador

2012

AGRADECIMIENTO

PRIMERO LE DAMOS GRACIAS A DIOS POR
DARNOS FUERZAS PARA SEGUIR
ADELANTE.

A TODAS AQUELLAS PERSONAS POR TODO
EL APOYO Y CARÍÑO BRINDADO A LO LARGO
DE NUESTRAS VIDAS.

A NUESTRO DIRECTOR DE TESIS EL ING.
JOSE LAYANA CHANCAY POR SU AYUDA Y
COLABORACIÓN PARA LA REALIZACIÓN DE
ESTE PROYECTO.

DE IGUAL MANERA A NUESTROS AMIGOS
POR SU CARÍÑO, APOYO Y PACIENCIA.

GRACIAS.

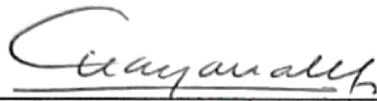
DEDICATORIA

A NUESTROS PADRES.

A NUESTRAS FAMILIAS.

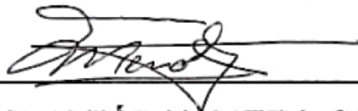
A NUESTROS AMIGOS.

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



ING. JOSÉ LAYANA CHANCAY

PROFESOR DE LA MATERIA DE GRADUACIÓN



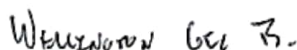
PhD. CRISTÓBAL MERA GENCÓN

PROFESOR DELEGADO POR LA UNIDAD ACADÉMICA

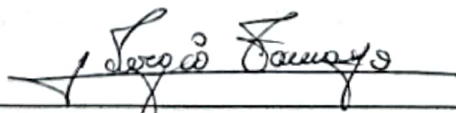
DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de este informe, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral".

(Reglamento de graduación de la ESPOL)



WELLINGTON JACOBO GIL BORJA



SERGIO ABEL TAMAYO MENDOZA

RESUMEN

El presente proyecto analiza las diferentes alternativas propuestas para solucionar los problemas de incremento de la demanda energía eléctrica en la Provincia de Manabí en los próximos años.

El incremento de la demanda dan como resultados bajos de voltajes debido a las caídas que existen en las líneas de transmisión y saturación de transformadores de las subestaciones de la provincia. Para el análisis de flujo de potencia nos ayudaremos con el software Power World.

El objetivo central es analizar cuál de las alternativas es mejor para suplir la demanda de energía eléctrica y diferir inversiones; sin tener problemas como transformadores y líneas de transmisión sobrecargadas o bajos de voltajes, procurando mantener estos voltajes dentro del rango específico conforme establece los requerimientos de calidad de energía.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
ÍNDICE GENERAL.....	I
ÍNDICE DE TABLAS.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	X
CAPÍTULO 1	
Introducción.....	1
CAPÍTULO 2	
Marco Teórico	
2.1 Formulación de ecuaciones en líneas largas.....	12
2.2 Fundamentos de transmisión de potencia eléctrica a través de líneas.....	20
2.3 Formulación de ecuaciones de flujo de potencia.....	22
2.4 Tipos de barras.....	26
2.4.1 Barra tipo V_0	27

2.4.2	Barra tipo PV.....	27
2.4.3	Barra tipo PQ.....	27
2.5	Metodología.....	28
2.5.1	Newton Raphson.....	28
2.5.2	Flujo de potencia DC.....	32
2.6	Control de voltaje y potencia reactiva.....	34
2.6.1	Reactores shunt.....	36
2.6.2	Capacitores shunt.....	39
2.6.3	Capacitores serie.....	40

CAPÍTULO 3

Propuesta de trabajo

3.1	Introducción.....	45
3.2	Objetivo General.....	48
3.3	Aporte del trabajo (Alternativa 1).....	48
3.4	Descripción de la Alternativa 2.....	49

3.5	Herramientas y métodos.....	51
3.6	Métodos de compensación de potencia reactiva.....	54

CAPÍTULO 4

Recopilación de datos

4.1	Datos de barras.....	56
4.2	Datos de líneas de transmisión.....	59
4.3	Costos de elementos.....	62

CAPÍTULO 5

Sistema de transmisión que sirven a la Provincia de Manabí

5.1	Simulación realizadas.....	67
5.1.1	Simulaciones 2012.....	67
5.1.2	Simulaciones 2014.....	70
5.1.3	Simulaciones 2016.....	75
5.1.4	Simulaciones 2018.....	78
5.1.5	Simulaciones 2020.....	83
5.2	Mejoramiento del sistema por año, Alternativa 1.....	88

5.3	Comparaciones de resultados entre Alternativa 1 y 2.....	92
5.4	Análisis para carga mínima.....	99
5.5	Análisis de costos.....	104

Conclusiones

Recomendaciones

Bibliografía

Apéndices

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1.1 Demanda máxima en la Provincia de Manabí, Mw.....	4
Tabla 4.1 Datos de Líneas de transmisión.....	61
Tabla 4.2 Costos por bahías de ampliación de subestaciones.....	62
Tabla 4.3 Costos por bahías de subestaciones nuevas.....	63
Tabla 4.4 Costos de capacitores.....	64
Tabla 4.5 Costos de transformadores de potencia.....	65
Tabla 5.1 Proyección de demanda de potencia, año 2012.....	68
Tabla 5.2 Resultados de Barras, 2012.....	68
Tabla 5.3 Resultados de líneas de transmisión y transformadores, 2012..	69
Tabla 5.4 Proyección de demanda de potencia, año 2014.....	70
Tabla 5.5 Resultados iniciales de barras Alternativa 1, 2014.....	71
Tabla 5.6 Resultados iniciales de líneas de transmisión y transformadores, Alternativa 1, 2014.....	71
Tabla 5.7 Resultados de barras mejorados Alternativa 1, 2014.....	72

Tabla 5.8	Resultados de líneas de transmisión y transformadores Alternativa 1, 2014.....	73
Tabla 5.9	Resultados de barras Alternativa 2, 2014.....	74
Tabla 5.10	Resultados de líneas de transmisión y transformadores Alternativa 2, 2014.....	74
Tabla 5.11	Proyección de demanda de potencia, 2016.....	75
Tabla 5.12	Resultados de barras Alternativa 1, año 2016.....	76
Tabla 5.13	Resultados de líneas de transmisión y transformadores Alternativa 1, 2016.....	76
Tabla 5.14	Resultados de barras Alternativa 2, 2016.....	77
Tabla 5.15	Resultados de líneas de transmisión y transformadores Alternativa 2, 2016.....	78
Tabla 5.16	Proyección de demanda de potencia, 2018.....	78
Tabla 5.17	Resultados de barras iniciales Alternatvia 1, 2018.....	79
Tabla 5.18	Resultados de líneas de transmisión y transformadores iniciales Alternativa 1, 2018.....	80
Tabla 5.19	Resultados de barras mejorados Alternativa 1, 2018.....	81

Tabla 5.20	Resultados de líneas de transmisión y transformadores Alternativa 1, 2018.....	81
Tabla 5.21	Resultados de barras Alternativa 2, 2018.....	82
Tabla 5.22	Resultados de líneas de transmisión y transformadores Alternativa 2, 2018.....	83
Tabla 5.23	Proyección de demanda de potencia, año 2020.....	83
Tabla 5.24	Resultados de barras iniciales Alternativa 1, 2020.....	84
Tabla 5.25	Resultados de líneas de transmisión y transformadores iniciales Alternativa 1, 2020.....	84
Tabla 5.26	Resultados de barras mejorados Alternativa 1, 2020.....	85
Tabla 5.27	Resultados de líneas de transmisión y transformadores mejorados Alternativa 1, 2020.....	86
Tabla 5.28	Resultados de barras Alternativa 2, 2020.....	87
Tabla 5.29	Resultados de líneas de transmisión y transformadores Alternativa 2, 2020.....	87
Tabla 5.30	Modificaciones para mejorar el sistema, 2012.....	88
Tabla 5.31	Modificaciones para mejorar el sistema, 2014.....	88
Tabla 5.32	Modificaciones para mejorar el sistema, 2016.....	89

Tabla 5.33	Modificaciones para mejorar el sistema, 2018.....	89
Tabla 5.34	Modificaciones para mejorar el sistema, 2020.....	90
Tabla 5.35	Resultados de generación, carga y pérdidas por año Alternativa 1.....	91
Tabla 5.36	Resultados de generación, carga y pérdidas por año Alternativa 2.....	91
Tabla 5.37	Comparaciones de voltajes.....	92
Tabla 5.38	Comparación de generación.....	93
Tabla 5.39	Comparaciones de líneas de transmisiones y transformadores.....	96
Tabla 5.40	Relación de demanda mínima respecto a la máxima.....	99
Tabla 5.41	Demanda de potencia para carga mínima, Mw.,.....	100
Tabla 5.42	Resultados de barras para carga mínima con capacitores por Alternativa 1.....	101
Tabla 5.43	Comparación de voltaje para carga máxima y mínima.....	101
Tabla 5.44	Comparación de generación entre carga mínima y máxima..	102
Tabla 5.45	Resultados de barras para carga mínima con capacitores desconectados.....	102

Tabla 5.46	Comparación de voltajes para carga mínima sin y con capacitores conectados por Alternativa 1.....	103
Tabla 5.47	Inversiones entre Alternativa 1 y 2.....	104
Tabla 5.48	Costo de Pérdidas de cada año, Alternativa 1.....	106
Tabla 5.49	Costo Total y Valor Presente, Alternativa 1.....	107
Tabla 5.50	Costo de Pérdidas de cada año, Alternativa 2.....	108
Tabla 5.51	Costo Total y Valor Presente, Alternativa 2.....	108
Tabla 5.52	Comparación de costos entre Alternativa 1 y 2.....	108

ÍNDICE DE FIGURAS

		Pág.
Fig. 1.1	Mapa del Sistema Nacional de Transmisión.....	7
Fig. 2.1	Circuito equivalente de una línea de transmisión.....	13
Fig. 2.2	Pequeña sección de una línea de transmisión.....	13
Fig. 2.3	Diagrama para desarrollar las ecuaciones de P y Q.....	20
Fig. 2.4	Diagrama para análisis de ecuaciones de flujo de potencia....	23
Fig. 2.5	Suposiciones para análisis de flujo de potencia DC.....	33
Fig. 2.6	Línea de transmisión de EHV con reactores shunt conectados por medio de interruptores.....	36
Fig. 2.7	Línea de transmisión de EHV con reactores shunt conectados por medio de transformadores.....	37
Fig. 2.8	Línea de transmisión produciendo su propio reactivo.....	39
Fig. 2.9	Línea de transmisión con capacitores serie.....	40
Fig. 5.1	Curva característica de carga diaria de Manabí.....	99
Fig. 5.2	Flujo de Caja General.....	105

CAPÍTULO 1.

INTRODUCCIÓN.

A medida que transcurre los años, la demanda de energía eléctrica va aumentando debido a que los sectores tanto residenciales, comerciales o industriales aumentan, por esto se reestructura el sistema eléctrico de potencia y por tanto una alta utilización del sistema de transmisión es utilizada y por ende algunas líneas de transmisión pueden estar sobrecargadas.

Sin embargo estos condicionamientos tienen como consecuencia una operación del sistema eléctrico con mayores restricciones tanto en el límite de seguridad y la calidad de la energía eléctrica lo que se tendrá una operación cada vez más difícil.

De acuerdo a la calidad de energía implica garantizar un nivel de voltaje normalizado, es decir que permita una operación segura, confiable y eficiente. Estos voltajes son controlados por los operadores por medio de la conmutación de capacitores y reactores u otros medios. Sin embargo la

variación continua de carga, las salidas de elementos del sistema de transmisión y unidades de generación, estos eventos pueden conducir al sistema una caída no controlada de voltaje, lo cual puede producir a una pérdida de energía eléctrica en grandes de áreas, afectando a muchas personas.

Las compensaciones de reactivos más comunes en los sistemas de transmisión se destacan las siguientes:

Reactores Shunt.- Son usados para compensar los efectos de la capacitancia de la línea, particularmente para limitar el aumento de voltaje.

Capacitores Shunt.- Este tipo de compensación también supe reactivo y aumenta el voltaje local, pero no son utilizados en la compensación de reactivo en líneas de transmisión de EHV porque la configuración de esta ya provee reactivo.

Capacitores Serie.- Son utilizados en los conductores de líneas para compensar la reactancia inductiva de la línea. Este reduce la reactancia de transferencia entre barras a las cuales la línea está conectada, incrementando la máxima potencia que puede ser transferida, reduce las pérdidas de potencia reactiva, XI^2 , es decir mejora la estabilidad del sistema.

El desarrollo de los sistemas FACTS (*Flexible AC Transmissions Systems*), basados en la electrónica de alta potencia, ofrece un nuevo y potente medio para afrontar con éxito los nuevos desafíos.

En este proyecto se analizará el porqué en la Provincia de Manabí, es recomendable incluir líneas de 230 kV, o analizar con otras alternativas como la compensación reactiva de las líneas ya existentes como son las de 138 kV o la construcción de una nueva planta generadora que puede suplir la carga a niveles eficientes.

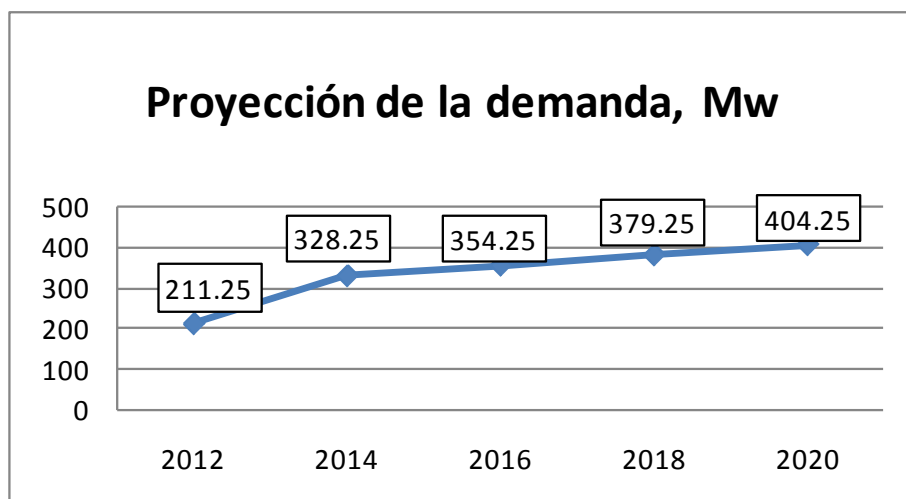
CNEL Manabí tiene problemas de bajos de voltajes y esto se debe a que los transformadores de potencia de las subestaciones de sub-transmisión se encuentran funcionando al límite de su capacidad nominal, y esto es riesgoso en la vida útil de los equipos.

Dado en la Tabla 1.1 se puede apreciar el crecimiento de la demanda máxima de potencia en la Provincia de Manabí.

Proyección global Provincia de Manabí					
Año	2012	2014	2016	2018	2020
Potencia, Mw	211.25	328.25	354.25	379.25	404.25

Tabla 1.1 – Demanda Máxima en la Provincia de Manabí, MW.

¹ Según CONELEC



CNEL Manabí suministra la energía eléctrica a todos los cantones de la Provincia de Manabí a excepción de El Carmen y Pichincha que son servidos por la Empresa Eléctrica de Santo Domingo y Emelgur.

El sistema eléctrico de esta Provincia posee dos nodos de interconexión con el S.N.I, uno de esto es la subestación Quevedo que llega a la subestación 4 Esquinas de la unidad Transelectric de CELEC, esta interconexión es a 138 kV por medio de la línea de transmisión de doble circuito Quevedo – Daule Peripa – Portoviejo de 136 Km, que energiza los dos autotransformadores de 75 MVA – 138/69 kV existentes en 4 Esquinas.

El otro nodo es a través de la línea de transmisión a 138 kV Daule Peripa – Chone de 40/53/66 MVA de 138/69 kV.

En el año 2007, la demanda máxima del sistema de CNEL Manabí en este año fue de 195.93 MW considerando también los consumos propios de los auto-productores (Manageneración y Enermax) asentadas en el área de concesión de CNEL Manabí.

En el año 2008, en el APENDICE A, se puede notar que la Provincia de Manabí no existe un número considerable de generación por lo que es difícil suplir la carga de forma segura sin tener problema alguno de sobrecarga.

En la Provincia de Manabí consta de tres centrales de generación dos de ellas hidráulicas de pasada que es la de Manageneración en los cantones Bolívar (La Esperanza, 6 MW) y Santa Ana (Poza Honda, 3 MW) que da un total de capacidad nominal de 9 MW y otra térmica MCI (motores de combustión interna) de capacidad nominal 40.40 MW.

En la Fig. 1.1, se muestra el mapa del Ecuador indicando el Sistema Nacional de Transmisión, mientras que en el APENDICE B se muestra las diferentes líneas de transmisión del país lo que se puede recalcar que a la Provincia de Manabí solo le llega dos líneas de transmisión de 138 kV a Chone y a Portoviejo que antes fueron mencionadas.

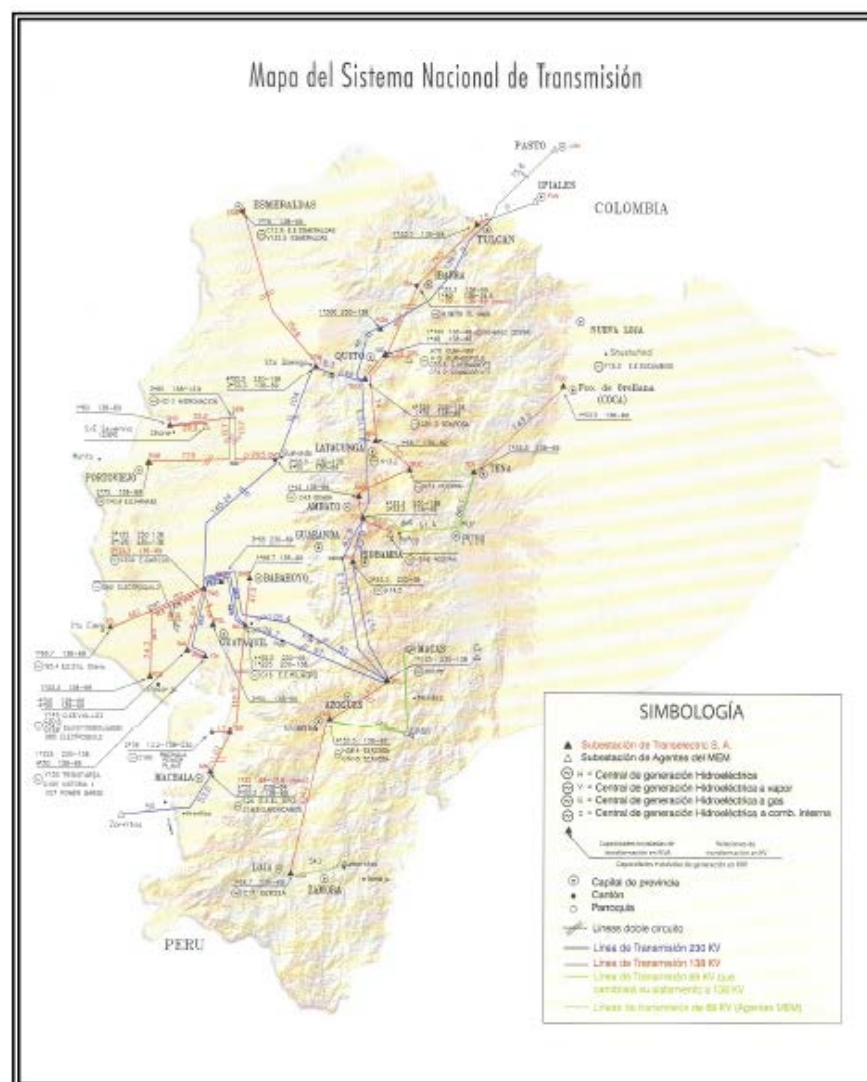


Fig. 1.1 – Mapa del Sistema Nacional de Transmisión.

Fuente: Transelectric S.A.

CELEC Una alternativa es diseñar la línea de transmisión de derivación a 138 kV de doble circuito hasta llegar a la subestación por construirse en el cantón Montecristi de 138/69 kV con una capacidad de 100 MVA, con lo cual mejorará el nivel de voltaje y facilitará los trabajos de expansión de los sistemas de transmisión y sub-transmisión. [4]

En el año 2010 entra a operar la línea Quevedo – Portoviejo (San Gregorio), 230 kV, 110 Km, doble circuito, inicialmente un solo circuito; para mejorar la calidad y seguridad el suministro de energía eléctrica a esta provincia.

En la subestación San Gregorio está instalado un autotransformador trifásico de 230/138 kV, 135/180/225 MVA de capacidad, un bahía de línea de 230 kV, dos bahía de líneas de 138 kV, una bahía de transformador de 138 kV y una de transferencia de 138 kV. Mientras que en la subestación Quevedo ampliación de una bahía a 230 kV.

En la subestación Portoviejo (4 Esquinas) está en ejecución los trabajos de ampliación de una bahía de 138 kV, lo cual posibilitará la energización de la línea Portoviejo – Manta a su voltaje de diseño que es 138 kV.

También se hizo una instalación provisional de un banco de capacitores de 12 Mvar en la subestación Portoviejo, los cuales son parte del equipamiento de la subestación Nueva Prosperina; y la reubicación de la subestación móvil 138/69 kV, 32 MVA, junto a la subestación Manta 2 de CNEL Manabí, la misma que será alimentada a 138 kV.

La subestación Montecristi está constituida de un autotransformador trifásico de 138/69 kV, 60/80/100 MVA, una bahía de línea de 138 kV, tres bahías de líneas de 69 kV, una bahía de transformador de 69 kV y una bahía de transferencia de 69 kV y su alimentación desde la subestación San Gregorio.

La línea de transmisión de 138 kV, 7 Km en estructuras doble circuito, con montaje inicial de uno, desde la subestación Montecristi hasta el cruce de la línea Portoviejo – Manta de 138 kV, que actualmente trabaja a 69 kV.

En el 2011 operó un nuevo autotransformador trifásico 60/80/100 MVA, 138/69 kV con ULTC en reemplazo del actual de 60 MVA en la subestación Chone, lo que permitirá el crecimiento energético en la zona norte de Manabí. El autotransformador reemplazado será reubicado en la nueva subestación Quinindé con la finalidad de optimizar la capacidad de transformación del SNT.

Dado la existencia de grandes consumidores, el alto crecimiento de carga en la zona de Manta, el autotransformador de 100 MVA de la subestación Montecristi estará en peligro de saturarse en corto plazo, para esto está programado la construcción de una subestación de 230/69 kV, 135/180/225 MVA, en San Juan de Manta la cual será alimentada de la subestación San Gregorio mediante una línea de transmisión a 230 kV, 35 Km.

También se estima tener a futuro en operación las siguientes obras:

En la subestación San Gregorio, una bahía de línea de 230 kV, una bahía de acoplamiento de 230 kV y una bahía de transformador de 230 kV; las dos últimas por completar esquemas de barras.

Cabe recalcar que para el 2014 se espera tener un segundo circuito de línea de transmisión San Gregorio – Manta a 230 kV.

Actualmente el sistema de transmisión de Manabí se encuentra formado línea de doble circuito a 138 kV que va desde Quevedo a Daule Peripa, de Daule Peripa sale una línea simple de 138 kV hacia Chone y otra de doble circuito hacia Portoviejo (4 Esquinas) con el mismo nivel de voltaje 138 kV, la otra línea que alimenta a Manabí va desde Quevedo a San Gregorio a nivel de 230 kV.

CAPÍTULO 2.

MARCO TEÓRICO.

2.1 FORMULACIÓN DE ECUACIONES EN LÍNEAS LARGAS.

Todos los conductores de una línea de transmisión tienen resistencias, inductancias y capacitancias distribuido uniformemente a lo largo de la línea. Sin embargo se asume en la mayoría de aplicaciones que la resistencia,

inductancia y capacitancia tienen un solo valor respectivamente, es decir concentrados.

Una sección de la línea de transmisión pueden representarse por el siguiente circuito.

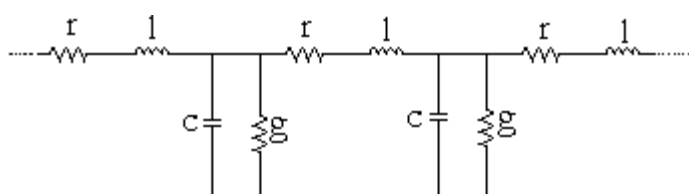


Fig. 2.1 – Circuito equivalente de una línea de transmisión.

La configuración de las líneas de transmisión de EHV, es decir líneas largas (mayor a 240 Km) es la siguiente:

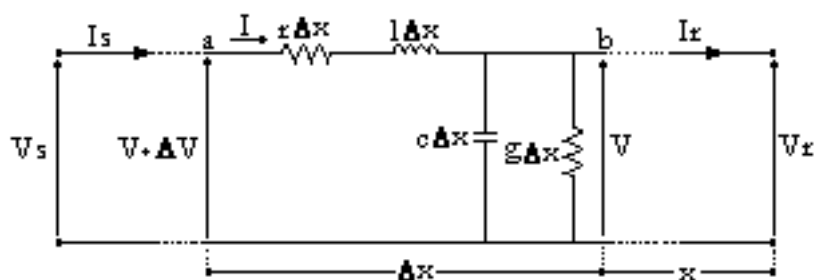


Fig. 2.2 - Pequeña sección de una línea de transmisión.

La caída de voltaje por unidad de longitud se expresa de la siguiente forma.

$$\frac{V + \Delta V - V}{\Delta x} = \frac{I(r\Delta x + j\omega l\Delta x)}{\Delta x}$$

Donde,

r: resistencia por unidad de longitud de la línea.

l: inductancia por unidad de longitud de la línea.

Simplificando la Ec. 1, tenemos:

$$\frac{\Delta V}{\Delta x} = I(r\Delta x + j\omega l\Delta x)$$

$$\frac{\Delta V}{\Delta x} = Iz \quad \text{Ec. 1}$$

Donde,

z: impedancia por unidad de longitud de la línea.

Similarmente para la corriente,

$$\frac{\Delta I}{\Delta x} = V(g + j\omega c)$$

$$\frac{\Delta I}{\Delta x} = Vy \quad \text{Ec. 2}$$

Donde,

g: conductancia por unidad de longitud de la línea.

c: capacitancia por unidad de longitud de la línea.

y: admitancia por unidad de longitud de la línea.

Como Δx tiende a cero,

$$\frac{\Delta V}{\Delta x} = \frac{dV}{dx} \quad y \quad \frac{\Delta I}{\Delta x} = \frac{dI}{dx}$$

Entonces,

$$\frac{dI}{dx} = yV \quad \text{Ec. 3} \quad y \quad \frac{dV}{dx} = zI \quad \text{Ec. 4}$$

Diferenciando la Ec. 4 con respecto a x, tenemos:

$$\frac{d^2V}{dx^2} = z \frac{dI}{dx} \quad \text{Ec. 5}$$

Sustituyendo la Ec. 3 en Ec. 5, tenemos:

$$\frac{d^2V}{dx^2} = zyV$$

$$\frac{d^2V}{dx^2} = \gamma^2 V \quad \text{Ec. 6}$$

Donde,

γ : cantidad compleja conocida como constante de propagación.

$$\gamma = \sqrt{zy}$$

Esta constante de propagación también puede ser expresada de la siguiente manera:

$$\gamma = \alpha + j\beta$$

Donde,

α : constante de atenuación.

β : constante de fase

Similarmente diferenciamos la Ec. 3,

$$\frac{d^2 I}{dx^2} = y \frac{dV}{dx} \quad Ec. 7$$

Sustituyendo la Ec. 4 en Ec. 7,

$$\frac{d^2 I}{dx^2} = yzI$$

$$\frac{d^2 I}{dx^2} = \gamma^2 I \quad Ec. 8$$

La Ec. 6 puede ser escrita así,

$$V = Ae^{\gamma x} + Be^{-\gamma x} \quad Ec. 9$$

Cuando $x = 0$, tenemos:

$$Vr = A + B \quad Ec. 10$$

A o B: son constante que usualmente son cantidades complejas.

La Ec. 4 puede ser escrita de la siguiente manera,

$$I = \frac{1}{z} \frac{dV}{dx}$$

Diferenciando la Ec. 9 respecto a x tenemos,

$$\frac{dV}{dx} = A\gamma e^{\gamma x} - B\gamma e^{-\gamma x} \quad \text{Ec. 11}$$

Sustituyendo el valor de $\frac{dV}{dx}$ en Ec. 4, tenemos,

$$I = \frac{1}{z} \gamma (Ae^{\gamma x} - Be^{-\gamma x})$$

También,

$$I = \frac{1}{Z_0} (Ae^{\gamma x} - Be^{-\gamma x}) \quad \text{Ec. 12}$$

Donde Z_0 es la impedancia característica de la línea expresada como:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{z}{y}} \quad \text{Ec. 13}$$

Cuando $x = 0$ tenemos,

$$Ir = \frac{1}{Z_0} (A - B) \quad \text{Ec. 14}$$

Las constantes A y B de las ecuaciones 10 y 14 son,

$$A = \frac{1}{2} (Vr + Z_0 Ir) \quad \text{Ec. 15}$$

$$B = \frac{1}{2} (Vr - Z_0 Ir) \quad \text{Ec. 16}$$

Sustituyendo estas ecuaciones 15 y 16 en la Ec. 9,

$$V = \frac{1}{2} (Vr + Z_0 Ir) e^{\gamma x} + \frac{1}{2} (Vr - Z_0 Ir) e^{-\gamma x}$$

$$V = Vr \left[\frac{e^{\gamma x} + e^{-\gamma x}}{2} \right] + Z_0 Ir \left[\frac{e^{\gamma x} - e^{-\gamma x}}{2} \right]$$

$$V = Vr \cosh(\gamma x) + Z_0 Ir \sinh(\gamma x) \quad \text{Ec. 17}$$

Similarmente para la Ec.12,

$$I = \frac{1}{Z_0} \left(\frac{1}{2} (Vr + Z_0 Ir) e^{\gamma x} - \frac{1}{2} (Vr - Z_0 Ir) e^{-\gamma x} \right)$$

$$I = \frac{1}{Z_0} V_r \left[\frac{e^{\gamma x} - e^{-\gamma x}}{2} \right] + Z_0 I_r \left[\frac{e^{\gamma x} + e^{-\gamma x}}{2} \right]$$

$$I = \frac{1}{Z_0} V_r \sinh(\gamma x) + I_r \cosh(\gamma x) \quad \text{Ec. 18}$$

[6].

2.2 FUNDAMENTOS DE TRANSMISIÓN DE POTENCIA ELÉCTRICA A TRAVÉS DE LÍNEAS.

La potencia activa, P, y reactiva, Q, transferida en la línea de transmisión se calcula de acuerdo a las siguientes ecuaciones 19 y 20 respectivamente.

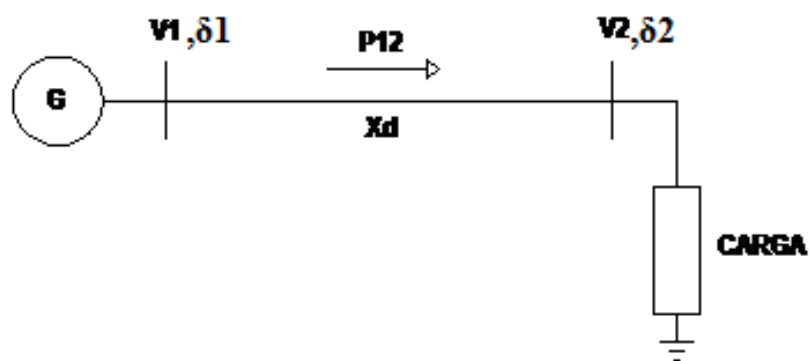


Fig. 2.3 – Diagrama para desarrollar las ecuaciones de P y Q.

Se desprecia la resistencia de la línea por ser muy pequeña respecto a la reactancia inductiva, X_d .

$$R \ll X_d$$

$$I = \frac{V_1 - V_2}{Z};$$

$$S = V_1 * I^* = V_1 \left[\frac{V_1 - V_2}{Z} \right]^* = \frac{V_1 * V_1^*}{Z^*} - \frac{V_1 V_2^*}{Z^*}; \quad R \ll X$$

$$P = Real \left\{ \frac{V_1^2}{X, -90} - \frac{V_1, \delta_1 * V_2, -\delta_2}{X, -90} \right\} = Real \left\{ \frac{V_1^2}{X}, 90 - \frac{V_1 * V_2}{X}, \delta + 90 \right\}$$

$$P = \frac{V_1^2}{X} \cos 90 - \frac{V_1 * V_2}{X} \cos(\delta + 90)$$

$$P = -\frac{V_1 * V_2}{X} (\cos \delta \cos 90 - \sin \delta \sin 90)$$

$$P = \frac{V_1 * V_2}{X} \sin \delta; \quad EC.19$$

$$Q = Imag \left\{ \frac{V_1^2}{X}, 90 - \frac{V_1 * V_2}{X}, \delta + 90 \right\}$$

$$Q = \frac{V_1^2}{X} \sin 90 - \frac{V_1 * V_2}{X} \sin(\delta + 90)$$

$$Q = \frac{V_1}{X_d} (V_2 \cos \delta - V_1), \quad EC.20$$

Donde:

P: Potencia activa transferida por la línea

Q: Potencia reactiva transferida por la línea.

V1: Voltaje de envío.

V2: Voltaje recibido.

Xd: Reactancia de la línea

δ : diferencia de ángulo ($\delta_1 - \delta_2$).

Como se puede apreciar en las ecuaciones 19 y 20, se puede maximizar o disminuir la capacidad de transmisión de potencia en las líneas [7].

2.3 FORMULACIÓN DE ECUACIONES DE FLUJO DE POTENCIA.

Para conocer los flujos de potencia en un sistema de eléctrico de transmisión, es de mucha importancia los conocimientos de la Ybarra o la Zbarra dependiendo de las circunstancias.

En el análisis que se hará se va a notar como es alterada la Ybarra con la conexión o desconexión del inductor en paralelo o el capacitor en serie, u otras alternativas.

Las ecuaciones generalizadas para el análisis de flujo de potencia normal y luego se comparará la diferencia que existe cuando se inserta los componentes reactivos.

Existen diferentes métodos para resolver un flujo de potencia, el que se hará hincapié es el método de Newton Raphson.

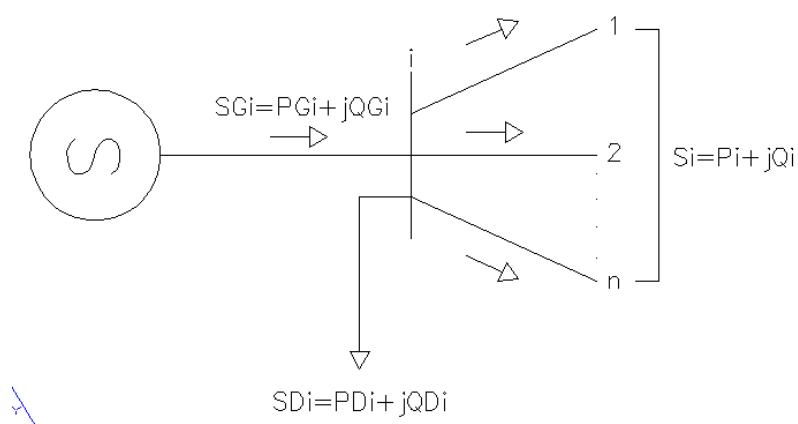


Fig. 2.4 – Diagrama para análisis de ecuaciones de flujo de potencia.

$$S_i = \sum_{k=1}^n S_{ik};$$

$$i = 1, 2, \dots, n$$

De la Ec. 21, el término S_{ik} es la suma de todas las líneas de transmisión conectadas a la barra i .

$$I_i = I_{Gi} - I_{Di} = \sum_{k=1}^n I_{ik};$$

I_i es la corriente total de la fase a que está entrando al sistema de transmisión.

La siguiente expresión es la relación entre las corrientes inyectadas a los nodos y los voltajes de nodos.

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1i} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2i} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{i1} & Y_{i2} & \dots & Y_{ii} & \dots & Y_{in} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{ni} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_i \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix}$$

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \cdots + Y_{ii}V_i + \cdots + Y_{in}V_n = \sum_{k=1}^n Y_{ik}V_k$$

La potencia en la barra i

$$S_i = V_i I_i^* = V_i \left(\sum_{k=1}^n Y_{ik} V_k \right)^* = V_i \sum_{k=1}^n Y_{ik}^* V_k^*$$

Si

$$V_i = |V_i| e^{j\theta_i}$$

$$\theta_{ik} = \theta_i - \theta_k$$

$$Y_{ik} = G_{ik} - jB_{ik}$$

$$S_i = V_i \sum_{k=1}^n Y_{ik}^* V_k^* = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| e^{j\theta_{ik}} (G_{ik} - jB_{ik})$$

$$S_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (\cos\theta_{ik} + j\sin\theta_{ik}) (G_{ik} - jB_{ik})$$

$$S_i = \sum_{k=1}^n |V_i||V_k|[(G_{ik}\cos\theta_{ik} + B_{ik}\sin\theta_{ik}) + j(G_{ik}\sin\theta_{ik} - B_{ik}\cos\theta_{ik})]$$

$$S_i = P_i + jQ_i$$

Donde las ecuaciones del flujo de potencia son las siguientes:

$$P_i = \sum_{k=1}^n |V_i||V_k|(G_{ik}\cos\theta_{ik} + B_{ik}\sin\theta_{ik}); \quad \text{Ec. 21}$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n |V_i||V_k|(G_{ik}\sin\theta_{ik} - B_{ik}\cos\theta_{ik}); \quad \text{Ec. 22}$$

2.4 TIPOS DE BARRAS.

En el planteamiento del problema de flujo de potencia, una barra está definida por dos datos y dos incógnitas. Según este planteamiento una barra es definida por cuatro datos:

Potencia activa neta inyectada a la barra.

Potencia reactiva neta inyectada a la barra.

Magnitud de la tensión en la barra.

Ángulo de la tensión en la barra.

2.4.1 Barra Tipo $V\theta$.

En esta barra los datos son la magnitud de la tensión y el ángulo, normalmente se asume un ángulo de magnitud cero, que también se denomina barra de oscilación.

2.4.2 Barra Tipo PV.

En esta barra se especifica la potencia activa neta inyectada P_i y la magnitud de la tensión $|V_i|$, generalmente esta barra corresponde a las barra de generación de las centrales eléctricas.

2.4.3 Barra Tipo PQ.

Las barras tipo PQ se denominan barra de carga que normalmente se especifica la potencia activa y reactiva [8].

2.5 METODOLOGIA.

Entre las metodologías existentes para resolver los flujos de potencia son los siguientes:

- Gauss
- Gauss Seidel
- Newton Raphson
- Flujo de potencia desacoplado
- Flujo DC

El método en el que se hará énfasis es el método de Newton Raphson por ser más exacto y converge rápido.

2.5.1 NEWTON RAPHSON

La base de este método es la serie de Taylor por ser funciones de dos o más variables.

$$f(X + \Delta X) = f(X) + f'(X) \cdot \Delta X + \cdots \dots \dots$$

$$f_1(X + \Delta X) = f_1(X) + \frac{df_1(X)}{dX_1} \Delta X_1 + \frac{df_1(X)}{dX_2} \Delta X_2 + \cdots + \frac{df_1(X)}{dX_n} \Delta X_n + \cdots$$

$$f_2(X + \Delta X) = f_2(X) + \frac{df_2(X)}{dX_1} \Delta X_1 + \frac{df_2(X)}{dX_2} \Delta X_2 + \cdots + \frac{df_2(X)}{dX_n} \Delta X_n + \cdots$$

.

.

.

$$f_n(X + \Delta X) = f_n(X) + \frac{df_n(X)}{dX_1} \Delta X_1 + \frac{df_n(X)}{dX_2} \Delta X_2 + \cdots + \frac{df_n(X)}{dX_n} \Delta X_n + \cdots$$

$$f(X + \Delta X) = f(X) + J(X) \Delta X + \cdots$$

Donde;

$$J(X) = \begin{bmatrix} \frac{df_1(X)}{dX_1} & \frac{df_1(X)}{dX_2} & \dots & \dots & \frac{df_1(X)}{dX_n} \\ \frac{df_2(X)}{dX_1} & \frac{df_2(X)}{dX_2} & \dots & \dots & \frac{df_2(X)}{dX_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & & \vdots \\ \vdots & \vdots & & \ddots & \vdots \\ \frac{df_n(X)}{dX_1} & \frac{df_n(X)}{dX_2} & \dots & \dots & \frac{df_n(X)}{dX_n} \end{bmatrix} \quad \Delta X = \begin{bmatrix} \Delta X_1 \\ \Delta X_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta X_n \end{bmatrix}$$

Aplicando las ecuaciones de flujo de potencia descrita anteriormente en las Ec. 21 y Ec. 22, respectivamente se tiene:

$$P_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik});$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik});$$

Se definen los vectores θ , V , X como sigue.

$$\theta = \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \quad |V| = \begin{bmatrix} |V_1| \\ |V_2| \\ \vdots \\ \vdots \\ |V_n| \end{bmatrix} \quad X = \begin{bmatrix} \theta \\ |V| \end{bmatrix}$$

$$P_i(X) = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (G_{ik} \cos \theta_{ik} + B_{ik} \sin \theta_{ik});$$

$$Q_i(X) = \sum_{k=1}^n |V_i| |V_k| (G_{ik} \sin \theta_{ik} - B_{ik} \cos \theta_{ik});$$

$$i = 1, 2, 3, \dots, n$$

$$P_i = P_i(X) \quad Q_i = Q_i(X) \quad i = 2, 3, \dots, n$$

Dado que P_i y Q_i son especificadas como constantes, mientras que $P_i(X)$ y $Q_i(X)$ son funciones de la incógnita X

El número de iteraciones se dará hasta cuando el desajuste de potencia sea cero o menor que el error establecido en cada problema.

$$P_i(X) - P_i = 0 \quad i=1, 2, \dots, n$$

$$Q_i(X) - Q_i = 0 \quad i=1, 2, \dots, n$$

$$f(X) = \begin{bmatrix} P_2(X) - P_2 \\ \vdots \\ P_n(X) - P_n \\ \dots\dots\dots \\ Q_2(X) - Q_2 \\ \vdots \\ Q_n(X) - Q_n \end{bmatrix} = 0$$

Si

$$\Delta P(X) = \begin{bmatrix} P_2 - P_2(X) \\ \vdots \\ P_n - P_n(X) \end{bmatrix} \quad y \quad \Delta Q(X) = \begin{bmatrix} Q_2 - Q_2(X) \\ \vdots \\ Q_n - Q_n(X) \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} J_{11}^h & J_{12}^h \\ J_{21}^h & J_{22}^h \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta^h \\ \Delta|V|^h \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P(X) \\ \Delta Q(X) \end{bmatrix}$$

El lado derecho representa el desajuste de potencia entre los valores dados de P y Q y los correspondientes valores obtenidos con el valor de prueba X^h . A medida que se itere se espera que los términos del desajuste de potencia sea cero o menor que el error establecido.

Para encontrar X^{h+1} se resuelve la ecuación anterior para ΔX^h y se usa $X^{h+1} = X^h + \Delta X^h$. Con cada valor de prueba, o sea el vector X se puede actualizar la matriz Jacobiana y se continúa las iteraciones.

Para el análisis computacional se puede usar el flujo DC, ya que este método usa menos memoria de almacenamiento que el de Newton Raphson.

2.5.2 FLUJO DE POTENCIA DC.

En la planificación de los sistemas de potencia eléctricos es importante poder obtener una representación aproximada del comportamiento del sistema. Por lo cual la simulación es muy importante para poder encontrar posibles requerimientos. Una buena aproximación del comportamiento del sistema está dada por el flujo de potencia dc, es decir un modelo P- θ .

Para este método se hace las siguientes suposiciones:

- No carga de las líneas de transmisión (no efecto capacitivo).
- La resistencia de las líneas de transmisión son pequeñas comparadas con sus reactancias.

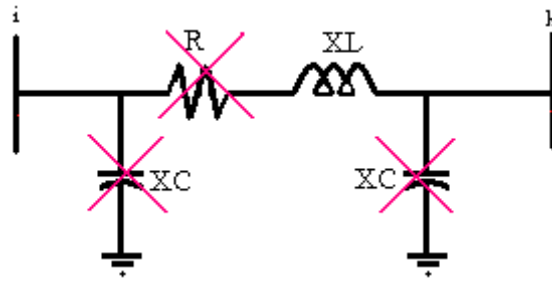


Fig. 2.5 – Suposiciones para análisis de flujo de potencia DC.

- Para $\delta \ll 1$ radian, el $\text{Sen } \delta \approx \delta$.
- Todos los voltajes son asumidos iguales a 1.

$$P_{ik} = \frac{|V_i||V_k|}{x_{ik}} \text{Sen}(\theta_i - \theta_k)$$

$$|V_i| = |V_k| = 1$$

$$\text{Sen}\theta_{ik} = \theta_{ik} \quad b_{ik} = \frac{-1}{x_{ik}} \quad -b_{ik} = \frac{1}{x_{ik}}$$

$$P_{ik} = \frac{1}{x_{ik}} \theta_{ik} = -b_{ik}(\theta_i - \theta_k)$$

La potencia inyectada a la barra i es la suma de los flujos de potencia en las líneas conectadas a la barra.

$$P_i = \sum_{k=1}^n P_{ik} = \sum_{k=1}^n -b_{ik} (\theta_i - \theta_k) \quad i = 1, 2, \dots, n$$

$$[B][\Delta\theta] = [P]$$

Las potencias reactivas no son consideradas (9), (10).

2.6 CONTROL DE VOLTAJE Y POTENCIA REACTIVA.

Para una operación eficiente y confiable de los sistemas de potencia, el control del voltaje y la potencia reactiva debe satisfacer los siguientes objetivos:

- Los voltajes en los terminales de todos los equipos en el sistema están dentro de límites aceptables.
- La estabilidad del sistema es aumentada para maximizar la utilización del sistema de transmisión.
- El flujo de potencia reactivo es minimizado para reducir las pérdidas de potencia tanto activa como reactiva.

Dispositivos de compensación son usualmente agregados para suplir o absorber potencia reactiva y de este modo controlar el balance de potencia reactiva en una manera deseada.

Entre los métodos para controlar el voltaje, se encuentran los siguientes:

- Fuentes o sumideros de potencia de reactiva como son:
- Capacitores shunt, reactores shunt, condensadores sincrónicos y compensadores estáticos de VAR (SVC).
- Compensadores de reactancia de línea como son.
- Capacitores serie.
- Transformadores reguladores como son:
- Transformadores con cambiadores de tomas.

2.6.1 REACTORES SHUNT.

Son usados para compensar los efectos de la capacitancia de la línea, particularmente para limitar el aumento de voltaje.

Son usualmente requeridos en líneas de transmisión de EHV de longitudes mayores a 240 Km, pueden ser trifásicos o compuestos por tres unidades monofásicas.

Pueden ser de núcleo de aire o núcleo de hierro, y son controlados mediante un interruptor de acuerdo a los requerimientos del flujo de potencia; este transitorio de conexión son rápidos alrededor de los milisegundos ($\approx 100ms$).

Se lo conecta directamente a la barra, a través de un transformador en el terciario de este o algunas veces se usa reactores con sistema de control de voltaje de cambiador de toma bajo carga.

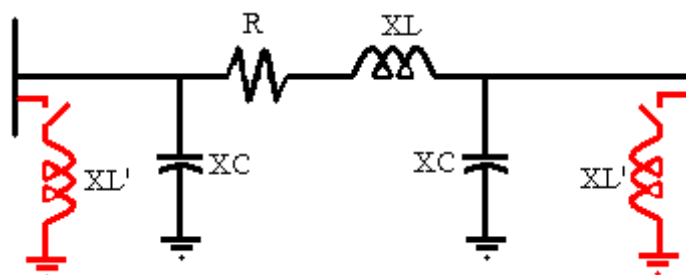


Fig. 2.6 – Línea de transmisión EHV con reactores shunt conectados por medio de interruptores.

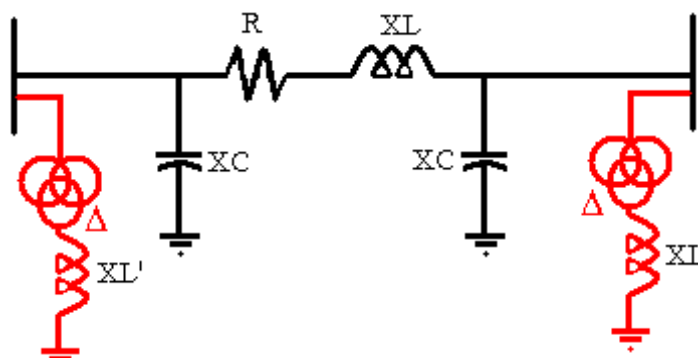


Fig. 2.7 – Línea de transmisión con reactores shunt conectados por medio de transformadores.

R: Resistencia de la línea de transmisión.

XL: Reactancia inductiva de la línea de transmisión.

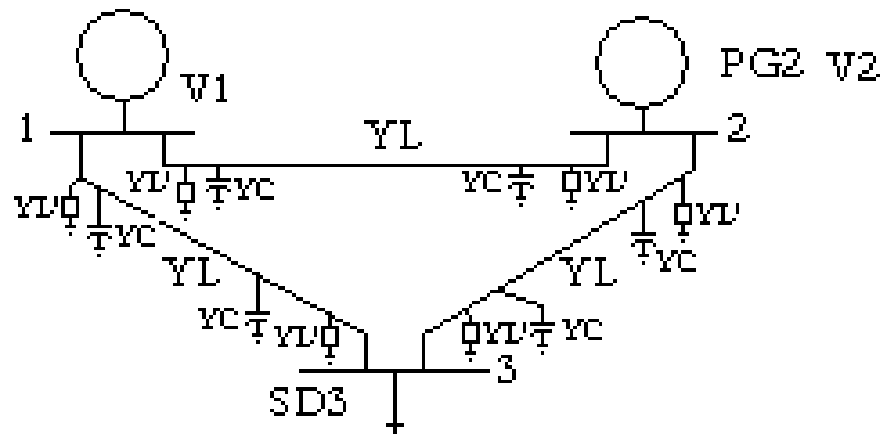
XC: Reactancia capacitiva de la línea de transmisión.

XL': Reactancia inductiva del reactor shunt.

El criterio de diseño se debe considerar:

- Valores nominales de voltaje y potencia reactiva.
- Rango de tensión.
- Requerimientos de consumo de reactivos en la barra de conexión.
- Limitaciones de sobretensión ante rechazo de carga.
- Cambios de la tensión debido a transitorios de maniobra.

Para el análisis del flujo de potencia en el ingreso del reactor paralelo, se utilizará como ejemplo el siguiente esquema.



Barra1 – Oscilación. (Conocido magnitud y ángulo de V_1)

Barra2 – Generación. (Conocido magnitud de V_2)

Barra3 – Carga (desconocido V_3)

Y_L de la línea.

Y_L' del reactor shunt.

Y_C de la línea.

Se calcula la Y_{barra} de la siguiente forma, considerando que la resistencia de la línea es muy pequeña comparada con la reactancia inductiva de la línea, es decir $R \approx 0$.

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} 2YL + 2YL' + 2YC & -YL & -YL \\ -YL & 2YL + 2YL' + 2YC & -YL \\ -YL & -YL & 2YL + 2YL' + 2YC \end{bmatrix}$$

Y se prosigue de acuerdo al método de Newton Raphson descrito anteriormente.

2.6.2 CAPACITORES SHUNT.

Este tipo de compensación también suple reactivo y aumenta el voltaje local, pero no son utilizados en la compensación de reactivo en líneas de transmisión de EHV porque la configuración de esta ya provee reactivo.

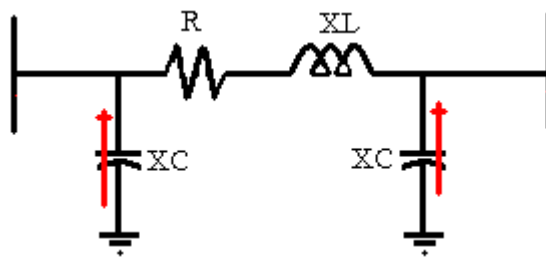


Fig. 2.8 – Línea de transmisión produciendo su propio reactivo.

2.6.3 CAPACITORES SERIE.

Son utilizados en los conductores de líneas para compensar la reactancia inductiva de la línea. Este reduce la reactancia de

transferencia entre barras a las cuales la línea está conectada, incrementando la máxima potencia que puede ser transferida, reduce las pérdidas de potencia reactiva, XI^2 , es decir mejora la estabilidad del sistema.

No son normalmente instalados para control de voltaje.

No es práctico distribuir la capacitancia en pequeñas unidades a lo largo de la línea, porque resulta difícil regular el perfil de voltaje. Pueden producir resonancia.

Los capacitores series operan al potencial de línea, es decir, que debe ser aislado de tierra.

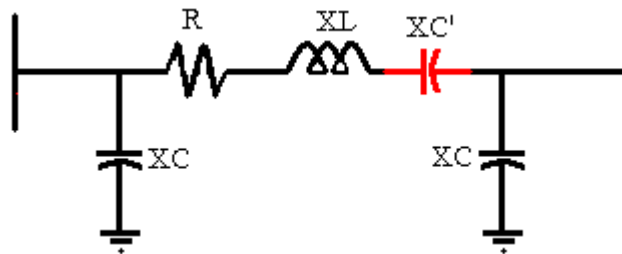
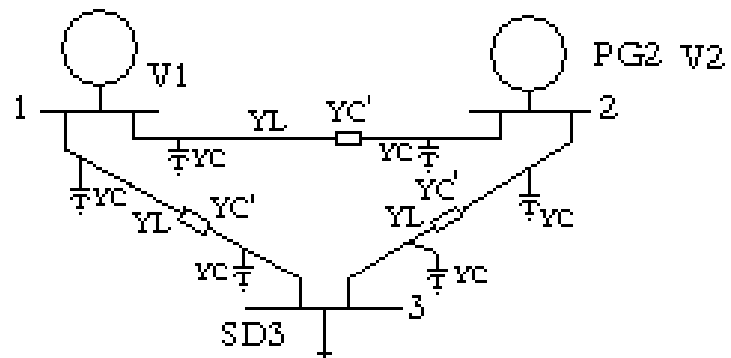


Fig. 2.9 – Línea de transmisión con capacitores serie.

Para el análisis del flujo de potencia en el ingreso del capacitor serie, se utilizará como ejemplo el siguiente esquema.



Barra1 – Oscilación. (Conocido magnitud y ángulo de V_1)

Barra2 – Generación. (Conocido magnitud de V_2)

Barra3 – Carga (desconocido V_3)

Y_L de la línea.

Y_C' del capacitor serie.

Y_C de la línea.

Se calcula la Y_{barra} de la siguiente forma, considerando que la resistencia de la línea es muy pequeña comparada con la reactancia inductiva de la línea, es decir $R \approx 0$.

$$Y_{barra} = \begin{bmatrix} 2(YL - YC') + 2YC & -(YL - YC') & -(YL - YC') \\ -(YL - YC') & 2(YL - YC') + 2YC & -(YL - YC') \\ -(YL - YC') & -(YL - YC') & 2YL + 2YL' + 2YC \end{bmatrix}$$

Y se prosigue de acuerdo al método de Newton Raphson descrito anteriormente.

Se debe considerar estas recomendaciones para la aplicación de esta compensación:

- El aumento de la tensión debido a la corriente reactiva.

Debido a que la corriente reactiva es alta, como puede ocurrir durante oscilaciones de potencia o transferencias altas de potencia, esto puede imponer un esfuerzo inaceptable en el equipo debido al alto voltaje.

- Colocar bypass.

Esto ayudará a proteger al capacitor serie de corrientes sumamente elevadas cuando ocurre una falla, y después de despejar la falla nuevamente se inserta el capacitor para su respectiva compensación, el problema que se puede producir son efectos transitorios por tal motivo se utiliza dispositivos de protección spark gap.

- Localización.

Es decir en que parte de la línea de transmisión es colocado.

Usualmente en la actualidad, han sido colocados en la mitad de la línea, en los terminales de la línea o a $1/3$ ($1/4$) punto de la línea.

El punto medio de localización posee la ventaja que cuando ocurre una falla la corriente de cortocircuito es más baja, sin embargo esto no es muy conveniente por el mantenimiento, seguridad, etc.

Colocándolo en los terminales de la línea, provee más accesibilidad y disponibilidad en las estaciones de servicio, pero la desventaja son la altas corrientes de falla que soportará, los equipos de protección.

CAPÍTULO 3.

PROPUESTA DE TRABAJO.

3.1 INTRODUCCIÓN.

CNEL Manabí tiene problemas de bajos de voltajes y esto se debe a que los transformadores de potencia de las subestaciones se encuentran funcionando al límite de su capacidad nominal, y esto es riesgoso en la vida útil de los equipos.

Se puede notar que la Provincia de Manabí no existe suficiente capacidad de generación, por lo que es difícil suplir la carga de forma segura sin tener problema alguno de sobrecarga, descrito en el capítulo 1.

Entre los grandes consumidores que existen en esta provincia constan los siguientes:

Centro de rehabilitación de Manabí.

Estación de bombeo de Severino.

La Fabril S.A.

Conservera Isabel Ecuatoriana S.A.

Seafman C.A.

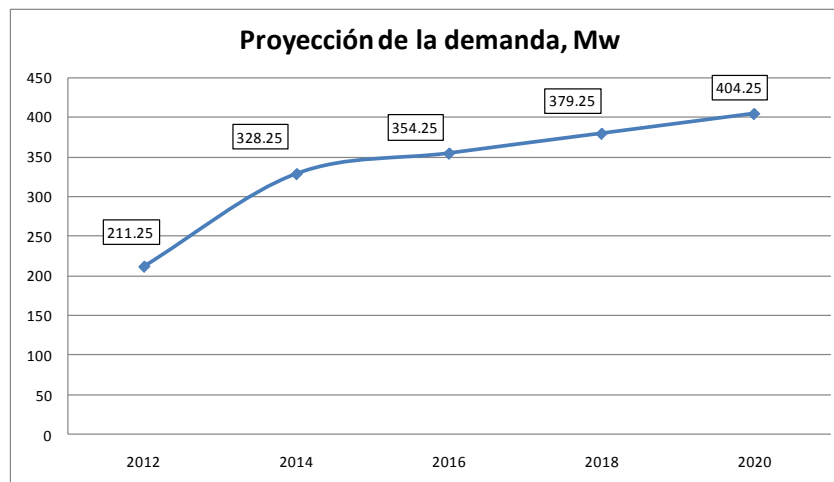
Empresa Pesquera Ecuatoriana S.A. – Manta

Técnica del Comercio y la Pesca C.A

Donde la proyección de demanda anual de potencia va aumentando, debido al desarrollo industrial; por eso hay que analizar diferentes alternativas para suplir la carga a futuro y otro problema muy importante será es el costo de cada alternativa.

Los datos de demanda de potencia activa que se presentan a continuación se ajustan al Plan de Expansión de CELEC período 2010 – 2020.

Proyección global Provincia de Manabí					
Año	2012	2014	2016	2018	2020
Potencia, Mw	211.25	328.25	354.25	379.25	404.25



Actualmente el sistema de transmisión de Manabí se encuentra formado por una línea de doble circuito a 138 kV que va desde Quevedo a Daule Peripa, de Daule Peripa sale una línea simple de 138 kV hacia Chone y otra de doble circuito hacia Portoviejo (4 Esquinas) con el mismo nivel de voltaje 138 kV, la otra línea que alimenta a Manabí va desde Quevedo a San Gregorio a nivel de 230 kV, como se muestra en el APENDICE C.

3.2 OBJETIVO GENERAL.

Analizar las propuestas (Alternativa 1 y Alternativa 2) de desarrollo del sistema eléctrico en la Provincia de Manabí dependiendo de la potencia activa proyectada presentada por CELEC y comparando con un esquema de

desarrollo que incluya compensación reactiva que permita posponer la entrada en ejecución de líneas de alta tensión con menor inversión.

3.3 APOORTE DEL TRABAJO (ALTERNATIVA 1).

Se simulará el sistema de Manabí tal como se muestra en el APENDICE C que es el sistema actual inicial. A este sistema se le proyectará la carga hasta el año horizonte 2020; de acuerdo a la falencia que tenga el sistema con el aumento de la carga se hará la correcciones correspondientes utilizando compensación de reactivo evitando en lo posible diferir las inversiones.

El trabajo se detallará mediante el programa de simulación de flujo de carga Power World.

Mediantes las simulaciones se analizará el estado de las siguientes líneas de transmisión:

- Quevedo - San Gregorio a nivel de 230 kV.
- Quevedo – Daule Peripa a nivel de 138 kV.
- Daule Peripa – Chone a nivel de 138 kV.
- Daule Peripa – Portoviejo a nivel de 138 kV.
- San Gregorio – Portoviejo a nivel de 138 kV

- San Gregorio – San Juan de Manta a nivel de 230 kV.
- San Gregorio – Montecristi a nivel de 138 kV.

Se realizará un análisis a las siguientes barras:

- Chone, 4 Esquinas, San Gregorio, Quevedo, Daule Peripa, Montecristi y San Juan de Manta.

Después de tener los datos de simulación se procederá a analizar los resultados, tanto operativos como económicos, para comparar con las alternativas 1 y 2 hasta el año horizonte, el año 2020.

3.4 DESCRIPCIÓN DE LA ALTERNATIVA 2.

A continuación se presenta el plan de desarrollo del sistema eléctrico de la Provincia de Manabí según la Unidad Transelectric de CELEC:

1. Para el periodo 2011 - 2014, la Unidad Transelectric de CELEC, tiene previsto adicionar una línea de doble circuito que va desde Quevedo hasta Totoras a nivel de 230 kV con una distancia de 155Km, adicionalmente en el mismo año se construirá una línea de transmisión de 110 km que va desde Quevedo a San Gregorio a nivel de 230 kV la cual formará doble circuito; incluyendo la subestación

que va de San Gregorio a San Juan de Manta como se muestra en el APENDICE F.

2. Entre el periodo 2014 – 2016 se construirá una línea que va desde San Gregorio hasta la Barra de San Juan de Manta a nivel de 230 kV con una distancia de 35Km de esta manera San Gregorio y San Juan quedaran conectadas con una línea de doble circuito a nivel de 230 kV. Adicionalmente en este periodo de tiempo se construirá una línea que conectará Nanegalito con San Gregorio a nivel de 230 kV la cual tendrá una distancia de 230Km. APENDICE H.
3. En el 2018 – 2020, se instalará un banco de capacitor de 24 Mvar en la barra San Juan de Mante a nivel de 69 kV. APENDICE K.

Los diagramas unifilares presentados anteriormente proyectan los trabajos que piensa realizar la Unidad Transelectric de CELEC en el Plan de expansión en el periodo de tiempo 2012 – 2020 para mejorar la estructura del Sistema Nacional Interconectado.

3.5 HERRAMIENTAS Y METODOS.

Power World es un programa computacional de simulación de sistemas de potencia, que contiene técnicas de visualización que son utilizadas de manera interactiva, resultando así extremadamente intuitivo y fácil de utilizar en el análisis de sistemas de potencia, como es el caso de flujos de carga, flujo de potencia óptimo, fallas por cortocircuito, despacho económico entre otros, lo que permite adaptarse fácilmente a un entorno didáctico con símbolos y dibujos claramente reconocibles.

Estos programas permiten simular el funcionamiento de cualquier sistema independiente de su complejidad, haciendo que el usuario se adapte fácilmente a un entorno más didáctico con símbolos y dibujos claramente reconocibles. De esta forma la mayor parte de su tiempo está destinada al estudio y análisis del funcionamiento del sistema eléctrico de potencia en lugar de gastar una cantidad excesiva de tiempo en saber cómo utilizar el programa.

Las perturbaciones en el sistema pueden ser causadas por la pérdida repentina de un generador o de una línea de transmisión, por aumentos o disminuciones súbitas en la carga y por cortocircuitos y operaciones de conexión/desconexión de elementos.

Con el programa también se calculan los tiempos críticos de liberación de fallas en la red permitiendo al ingeniero investigar los efectos de cambios de

diversos parámetros de las máquinas, de modificaciones en la red, de los tipos de perturbación y de los esquemas de control.

El programa de simulación por computador de sistemas eléctricos de potencia PowerWorld permite realizar análisis de flujos de carga, flujo de potencia óptimo, fallos por cortocircuito, estabilidad, despacho económico, entre otros. Trabaja en un ambiente gráfico e interactivo con el usuario y está orientado al personal técnico, de ingeniería y para fines educativos en el análisis de sistemas de potencia. La herramienta está centrada principalmente en la simulación de sistemas de potencia interconectados, ya que permite trabajar los modelos por áreas y zonas, permitiendo realizar las tareas comunes a los programas para simulación de sistemas de potencia básicos (flujos de carga y fallas por cortocircuito) y además tareas comunes a los programas de simulación intermedios (estabilidad, despacho económico, flujo óptimo, análisis de contingencia).

- Simulación en el tiempo: La solución de los flujos de potencia se realiza continuamente a medida que transcurre un período de tiempo determinado. Lo anterior permite que al realizar cambios en la generación, carga o intercambio en MW de un sistema de potencia, los resultados sean visualizados inmediatamente sobre el diagrama unifilar.

- Objetos y registros: cada elemento del sistema tiene asociado un registro de datos y un objeto que lo representa en el diagrama unifilar. El programa distingue claramente entre ambos, de manera que es posible borrar el objeto representativo de una línea u otro elemento sin borrar el registro de datos del mismo. Es de notarse que si el registro existe, el elemento se seguirá teniendo en cuenta en la simulación de flujos de carga.
- Gráficos y variación de carga: la generación y la carga pueden visualizarse por medio de gráficos que son realizados a medida que se efectúa una simulación en el tiempo; así mismo pueden definirse curvas de variación de carga para un área o zona específica.

PowerWorld Simulator trabaja fundamentalmente con dos tipos de archivos: el archivo *.PWB (Power World Binary) que almacena los datos del caso de simulación y el archivo *.PWD (Power World Display) que almacena el diagrama unilineal con los objetos representativos de los elementos. Adicionalmente se pueden abrir y grabar archivos que posean información de un sistema de potencia en otros formatos.

Todos los parámetros, funciones y herramientas del modelo son fácilmente accesibles mediante la Interfaz Gráfica de Usuario (IGU) del Simulador, lo

cual le ofrece un fácil manejo y, de esta forma, una modesta curva de aprendizaje.

3.6 MÉTODOS DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA.

Este trabajo se lo realizará mediante métodos de compensación de potencia reactiva, a continuación se dará una breve descripción de los métodos a utilizar:

REACTORES SHUNT.

Son usados para compensar los efectos de la capacitancia de la línea, particularmente para limitar el aumento de voltaje.

Son usualmente requeridos en líneas de transmisión de EHV de longitudes mayores a 240 Km, pueden ser trifásicos o compuestos por tres unidades monofásicas.

CAPACITORES SHUNT.

Este tipo de compensación también supe reactivo y aumenta el voltaje local, pero no son utilizados en la compensación de reactivo en líneas de transmisión de EHV porque la configuración de esta ya provee reactivo.

CAPACITORES SERIE.

Son utilizados en los conductores de líneas para compensar la reactancia inductiva de la línea. Este reduce la reactancia de transferencia entre barras a las cuales la línea está conectada, incrementando la máxima potencia que puede ser transferida, reduce las pérdidas de potencia reactiva, XI^2 , es decir mejora la estabilidad del sistema.

CAPÍTULO 4.

RECOPILACIÓN DE DATOS

Uno de los principales requerimientos que se va a necesitar para realizar este proyecto y poder simular los flujos de potencias son:

4.1 DATOS DE BARRAS.

Se necesitará conocer las características de las barras como los datos de transformadores, tipo de barra.

- Barra Chone.

Esta subestación se encuentra ubicada en la zona norte de país, se encuentran dos Autotransformadores trifásicos con capacidad de 60MVA y en emergencia 62MVA marca Mitsubishi 138/69/13,8 kV con LTC.

En esta barra existe generación (La Esperanza, capacidad 6 Mw, Hidráulica), pero actualmente está fuera de servicio.

Pero se cambiará por uno de 100 Mva.

- Barra Portoviejo (4 Esquinas).

Esta subestación se encuentra ubicada en la zona norte de país, se encuentran dos Autotransformadores trifásicos con capacidad de 75MVA y en emergencia 85MVA marca Ansaldo 138/69/13,8 kV con LTC.

En esta barra existe generación (Poza Onda, capacidad 3 Mw, Hidráulica) pero actualmente está fuera de servicio.

- Barra San Gregorio.

En la subestación San Gregorio está instalado un autotransformador trifásico de 230/138 kV, 135/180/225 MVA de capacidad, un bahía de línea de 230 kV, dos bahía de líneas de 138 kV, una bahía de transformador de 138 kV y una de transferencia de 138 kV.

- Barra Montecristi.

La subestación Montecristi está constituida de un autotransformador trifásico de 138/69 kV, 60/80/100 MVA, una bahía de línea de 138 kV, tres bahías de líneas de 69 kV, una bahía de transformador de 69 kV y una bahía de transferencia de 69 kV y su alimentación desde la subestación San Gregorio.

En la barra de Montecristi y Manta ingresa generación térmica con una capacidad de 40.4 Mw, que son las de Manta y Miraflores.

- Barra Daule - Peripa.

Esta subestación se encuentra ubicada en la zona norte del país, se encuentran tres transformadores trifásicos con capacidad de 71Mw 13,8/138 kV. Es barra de generación.

- Barra Quevedo.

Está situada en la parte norte del país. Está constituida de dos autotransformador trifásico de marca Osaka, uno de 230/138/13,8 kV con capacidad de 167 MVA en estado continuo y en emergencia 198 MVA y el otro 138/69/13,8 kV con capacidad de 167 MVA en continuo y en emergencia 198 MVA.

4.2 DATOS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN.

- Línea de transmisión Quevedo – Daule Peripa a nivel de 138 kV.

Esta línea tiene una distancia de 43,2 Km de doble circuito a 138 kV con parámetros de resistencia, inductancia y susceptancia de secuencia cero y secuencia positiva.

El calibre del conductor es de 397,5 MCM ACSR Brant con una capacidad de 113 MVA y de 141 MVA en estado de emergencia

Esta línea de transmisión alimenta a la subestación Daule Peripa.

- Línea de transmisión Daule Peripa – Chone a 138 kV.

Tiene una longitud de 63,2 Km de calibre 397,5 MCM tipo ACSR Brant, es un solo circuito a nivel de 138 kV con una capacidad en estado normal de 113 MVA y en emergencia 141 MVA, con parámetros de línea en por unidad.

Esta línea de transmisión alimenta a la subestación Chone.

- Línea de transmisión Daule Peripa – Portoviejo (4 Esquinas) a nivel de 138 kV.

Esta línea tiene una distancia de 91,2 Km de doble circuito a 138 kV con parámetros de resistencia, inductancia y susceptancia de secuencia cero y secuencia positiva con los siguientes valores en por unidad.

Estos valores nos servirán al momento de ejecutar la simulación

El calibre del conductor es de 397,5 MCM ACSR Brant con una capacidad de 113 MVA y de 141 MVA en estado de emergencia

Esta línea de transmisión alimenta a la subestación Portoviejo (4 Esquinas).

- Línea de transmisión Quevedo - San Gregorio a nivel de 230 kV.

Esta línea tiene una distancia de 110 Km circuito simple a 230 kV con parámetros de resistencia, inductancia y susceptancia de secuencia cero y secuencia positiva con los siguientes valores en por unidad.

Estos valores nos servirán al momento de ejecutar la simulación.

El calibre del conductor es de 1113 MCM ACSR Bluejay con una capacidad de 353 MVA y de 442 MVA en estado de emergencia.

Esta línea de transmisión alimenta a la subestación San Gregorio.

FUENTE: Unidad Transelectric de CELEC, CENACE

Los datos presentados a continuación son los parámetros de las líneas de transmisión conectadas en la Provincia de Manabí.

	Valores de reales de impedancia									
	R1(Ω)	X1(Ω)	Z1(Ω)	θ(grados)	R0(Ω)	X0(Ω)	Z0(Ω)	θ(grados)	B1(us)	B0(us)
Quevedo - Daule Peripa	6.990	21.420	22.530	71.920	17.670	70.670	72.650	75.970	145.130	97.620
DAULE - CHONE	10.320	31.610	33.250	71.920	26.070	104.290	107.500	75.970	214.168	144.060
DAULE - 4 Esquina	14.760	45.220	47.570	71.920	37.290	149.200	153.790	75.970	306.386	206.090
QUEVEDO - SAN GREGORIO	6.490	51.700	52.110	82.840	31.900	173.800	176.700	79.590	387.200	245.300
4 Esquina - San gregorio	1.181	3.620	3.807	71.920	2.985	11.943	12.310	75.970	24.524	16.496
san gregorio - montecristi	4.370	13.387	14.083	71.920	11.041	44.171	45.530	75.970	90.707	61.014
san gregorio - san juan	2.158	17.170	17.300	82.840	9.800	53.330	54.220	79.590	119.270	79.210
chone - severino	4.888	14.974	15.752	71.920	12.350	49.406	50.926	75.970	101.457	68.245

	Valores en p.u. en su propia base									
	R1(pu)	X1(pu)	Z1(pu)	θ(grados)	R0(pu)	X0(pu)	Z0(pu)	θ(grados)	B1(pu)	B0(pu)
Quevedo - Daule Peripa	0.041	0.127	0.134	71.920	0.105	0.419	0.431	75.970	0.025	0.016
DAULE - CHONE	0.061	0.188	0.197	71.920	0.155	0.619	0.638	75.970	0.036	0.024
DAULE - 4 ESQ.	0.088	0.268	0.282	71.920	0.221	0.885	0.913	75.970	0.052	0.035
QUEVEDO - SAN GREGORIO	0.043	0.345	0.348	82.840	0.213	1.160	1.179	79.590	0.060	0.038
4 esqui- san gregorio	0.007	0.021	0.023	71.920	0.018	0.071	0.073	75.970	0.004	0.000
san gregorio - montecristi	0.026	0.079	0.084	71.920	0.066	0.262	0.270	75.970	0.015	0.010
san gregorio - san juan	0.014	0.115	0.115	82.840	0.065	0.356	0.362	79.590	0.018	0.012
chone - severino	0.029	0.089	0.093	71.920	0.073	0.293	0.302	75.970	0.017	0.012

	Valores en p.u. para una base común de 100 MVA									
	R1(pu)	X1(pu)	Z1(pu)	θ(grados)	R0(pu)	X0(pu)	Z0(pu)	θ(grados)	B1(pu)	B0(pu)
Quevedo - Daule Peripa	0.037	0.112	0.118	71.920	0.093	0.371	0.381	75.970	0.028	0.019
DAULE - CHONE	0.054	0.166	0.175	71.920	0.137	0.548	0.564	75.970	0.041	0.028
DAULE - 4 ESQ.	0.078	0.237	0.250	71.920	0.196	0.783	0.808	75.970	0.059	0.039
QUEVEDO - SAN GREGORIO	0.012	0.098	0.099	82.840	0.060	0.329	0.334	79.590	0.212	0.134
4 esqui- san gregorio	0.006	0.019	0.020	71.920	0.016	0.063	0.065	75.970	0.005	0.000
san gregorio - montecristi	0.023	0.070	0.074	71.920	0.058	0.232	0.239	75.970	0.017	0.012
san gregorio - san juan	0.004	0.032	0.033	82.840	0.019	0.101	0.103	79.590	0.064	0.042
chone - severino	0.026	0.079	0.083	71.920	0.065	0.259	0.267	75.970	0.019	0.013

Tabla 4.1 – Datos de líneas de transmisión.

4.3 COSTOS DE ELEMENTOS.

Entre los costos de los elementos para el análisis económico se tiene la siguiente información obtenida del Plan de Expansión período 2010 – 2020 por la Unidad Transelectric de CELEC, donde se puede observar cuan costosos son las bahías en los diferentes niveles de voltaje como son 69, 138 y 230 kV.

COSTOS POR BAHÍAS DE AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES.		
SUBESTACIONES CONVENCIONALES		
	DESCRIPCIÓN	TOTAL
NIVEL 230 Kv	Bahía de línea	676000
	Bahía de transformador	589000
	Bahía de acoplamiento	545000
NIVEL 138 Kv	Bahía de línea	525000
	Bahía de transformador	462000
	Bahía de transferencia	471000
NIVEL 69 Kv	Bahía de línea	329000
	Bahía de transformador	312000
	Bahía de transferencia	316000
Los costos por bahía son medios, pueden tener variación dependiendo de las características particulares de cada subestación.		

Tabla 4.2 – Costos por bahías de ampliación de subestaciones.

La importancia de esta información radica en el conocimiento de los costos si fuese el caso de incrementar líneas de transmisión en una subestación ya existente.

Si los requerimientos fuesen crear una nueva subestación los costos fueran

COSTOS POR BAHÍAS DE SUBESTACIONES NUEVAS		
SUBESTACIONES CONVENCIONALES		
	DESCRIPCIÓN	TOTAL
Nivel de 230kv	Bahia de linea de 230kv	731000
	Bahia de transformador, 230kv	644000
	Bahia de acoplamiento, 230kv	600000
Nivel de 138kv	Bahias de linea, 138kv	570000
	Bahia de transformador, 138kv	507000
	Bahia de transferencia, 138kv	516000
Nivel de 69kv	Bahias de linea, 69kv	364000
	Bahias de tranformador, 69kv	347000
	Bahia de transferencia, 69Kv	351000
Los costos de bahias son medios, pueden tener variacion dependiendo de las características particulares en cada subestacion.		

los
siguiente
s:

Tabla 4.3 – Costos por bahías de subestaciones nuevas.

Nótese que en las construcciones en subestaciones nuevas el costo de instalación de bahías es más elevado que la ampliación de subestaciones.

Los costos de capacitores son los siguientes:

COSTOS DE CAPACITORES							
DESCRIPCIÓN	BAHÍA DE CONEXIÓN PRINCIPAL			CAPACITORES Y EQUIPO DE CONEXIÓN			
	SUMINISTRO	O. CIVILES	COSTO	SUMINISTRO	O. CIVILES	COSTO	COSTO TOTAL
		MONTAJE			MONTAJE		
		FISCALIZACIÓN SUPERVISIÓN			FISCALIZACIÓN SUPERVISIÓN		
CAPACITORES A 138 Kv							
Banco 3 x 25 MVAR	360000	165000	525000	1041000	270000	1311000	1836000
Banco 2 x 25 MVAR	360000	165000	525000	694000	180000	874000	1399000
Banco 1x 25 MVAR	360000	165000	525000	347000	90000	437000	962000
Banco 1 x 25 MVAR ampliación				347000	90000	437000	437000
Banco 2 x 30 MVAR	360000	165000	525000	774000	180000	954000	1479000
Banco 1 x 30 MVAR ampliación				387000	90000	477000	477000
CAPACITORES A 69 Kv							
Banco 2 x 12 MVAR	231500	120000	351500	379000	60000	439000	790500
Banco 1 x 12 MVAR	231500	120000	351500	189500	30000	219500	571000
Banco 1 x 12 MVAR ampliación				189500	30000	219500	219500
Banco 1 x 12 MVAR (*)	231500	120000	351500	118000	30000	148000	499500
Banco 1 x 6 MVAR (*)	231500	120000	351500	70000	30000	100000	451500
CAPACITORES A 69 Kv (S/E en SF6)							
Banco 2 x 12 MVAR	412500	75000	487500	379000	60000	439000	926500
Banco 1 x 12 MVAR	412500	75000	487500	189500	60000	219500	707000
Banco 1 x 12 MVAR ampliación				189500	30000	219000	219000

(*) No se considera equipamiento que permita ampliación en el futuro inmediato.

Tabla 4.4 – Costos de capacitores.

Ahora los costos de los transformadores de potencia:

COSTOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA		
DESCRIPCION DEL EQUIPO DE TRANSFORMACION	COSTO DE SUMINISTRO	COSTO TOTAL
	BANCO MONOFASICO	BANCO MONOFASICO
	(*)	(**)
Unidades Monofasicas		
1autotransformador monofásico,230/138kv, 75/100/125MVA	1588000	4865000
1autotransformador monofásico,230/138kv, 33/44/55MVA	894000	2782000
1autotransformador monofásico,230/69kv, 33/44/55MVAcon LTC	1197000	3691000
1autotransformador monofásico,230/69kv, 20/26/33 MVAcon LTC	1083000	3349000
1autotransformador monofásico,138/69kv, 30/40/50 MVAcon LTC	1157000	3571000
1autotransformador monofásico,138/69kv, 20/26/33 MVA	701000	2203000
1autotransformador monofásico,138/69kv, 20/26/33 MVAcon LTC	958000	2974000
Unidades trifasicas		
Autotransformador trifasico 230/138kv, 180/249/300 Mva		3506000
Autotransformador trifasico 230/138kv, 135/180/225 Mva		2854000
Autotransformador trifasico 230/69kv, 100/133/166 Mva	2207000	2307000
Autotransformador trifasico 138/69kv, 45/60/75 Mva		1612000
Autotransformador trifasico 138/69kv, 40/53/66 Mva	1374000	1474000
Autotransformador trifasico 138/69kv, 33/44 Mva		1110000
Autotransformador trifasico 138/69kv, 20/26/75 Mva		907000
Autotransformador trifasico 138/69Kv, 224Mva	2033000	2133000
Autotransformador trifasico 138/69Kv, 100/133/167 Mva		1737000
(*) Costos reales		
(**) Se añade cien mil dólares por obras civiles y montaje.		

Tabla 4.5 – Costos de transformadores de potencia

CAPÍTULO 5.

SISTEMA DE TRANSMISIÓN QUE SIRVEN A LA PROVINCIA DE MANABÍ.

La barra de Quevedo tiene una línea de transmisión de 124 Km a nivel de 230 kV que conecta a la barra de Santo Domingo, de la misma manera se encuentra conectado a la barra de Pascuales a nivel de 230 kV con una línea de transmisión de 145 Km.

Ya que Manabí esta interconectado al S.N.I, por medio de la subestación Quevedo; se asumirá que esta subestación es barra de oscilación.

Nuestro esquema de trabajo base se muestra en el APENDICE Q.

Se analizará el sistema de potencia en los diferentes años llegando a nuestro año horizonte como es el 2020.

La Alternativa 1 es la propuesta hecha por el Proyecto Tesis y la Alternativa 2 es la que propone la Unidad Transelectric de CELEC.

5.1 SIMULACIONES REALIZADAS.

5.1.1 SIMULACIONES 2012.

ALTERNATIVA 1 Y ALTERNATIVA 2.

El año inicial tanto para la Alternativa 1 y Alternativa 2 los datos de simulación son los mismos.

En este año entra a funcionar la barra de Montecristi 138 kV.

Los datos de demanda anual de potencia que se utilizaron son:

2012		
	MW	MVAR
4 ESQUINA	66	31
SEVERINO	11	5
CHONE	37	18
MONTECRISTI	57	29
QUEVEDO	40	19
SAN JUAN DE MANTA	0	0
TOTAL	211	102

Tabla 5.1 – Proyección de demanda de potencia, año 2012.

Nuestro diagrama unifilar es el mostrado en el APENDICE C; y se analizará que soluciones se le puede dar a los problemas que se puedan presentar.

Los resultados obtenidos se presentan en las Tablas 5.2 y 5.3.

Bus Records									
Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar
Daule Peripa 138 kV	138.00	1.05	144.59	0.03					0.00
4 Esquinas 138 Kv	138.00	1.05	144.41	-3.10					0.00
Chone 138 Kv	138.00	0.98	135.47	-3.77	11.25	5.44			0.00
Chone 69kv	69.00	0.98	67.35	-4.44	37.00	18.00	0.00	0.00	0.00
4 Esquina 69 Kv	69.00	1.05	72.45	-4.05	66.00	31.00	20.50	16.42	24.25
DAULE PERIPA	138.00	1.05	144.90	2.28			108.00	8.12	0.00
San Gregorio 230Kv	230.00	1.03	236.64	-2.66	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
San Gregorio138Kv	138.00	1.03	141.49	-3.40					0.00
Montecristi 138 Kv	138.00	1.00	138.53	-5.27					0.00
San Juan de Manta 230Kv	230.00	0.00	0.00	0.00					0.00
San Juan de Manta 69Kv	69.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00			0.00
Montecristi 69 kv	69.00	1.00	68.74	-7.07	57.00	29.00			12.11
Quevedo 230kv	230.00	1.05	241.50	0.00			69.37	32.28	0.00
Quevedo 138 kv	138.00	1.04	144.19	-0.30					0.00
Quevedo 69 kv	69.00	1.04	71.64	-0.83	40.00	19.00	12.00	0.00	0.00
Termopichincha 69 kv	69.00	1.00	68.77	-7.06			4.80	5.00	0.00
					211.25	102.44	214.67	61.82	36.36

Tabla 5.2 - Resultados de Barras, 2012.

Line Records								
From Name	To Name	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	23.20	-9.60	25.10	113.00	22.20	0.41	-5.11
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	23.20	-9.60	25.10	113.00	22.20	0.41	-5.11
Daule Peripa 138 kV	Chone 138 Kv	49.80	24.60	55.60	113.00	49.20	1.58	0.62
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	36.00	2.70	36.10	100.00	36.10	0.00	1.42
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	36.00	2.70	36.10	100.00	36.10	0.00	1.42
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	36.00	2.70	36.10	100.00	36.10	0.00	1.42
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	5.90	-0.80	6.00	113.00	5.60	0.01	-3.03
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	5.90	-0.80	6.00	113.00	5.60	0.01	-3.03
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	22.80	-4.40	23.20	75.00	31.00	0.00	0.39
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	22.80	-4.40	23.20	75.00	31.00	0.00	0.39
San Gregorio138Kv	4 Esquinas 138 Kv	0.00	0.00	0.00	113.00	0.00	0.00	0.00
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-18.50	-9.00	20.60	100.00	20.70	0.00	0.27
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-18.50	-9.00	20.60	100.00	20.70	0.00	0.27
San Gregorio 230Kv	San Gregorio138Kv	52.90	14.60	54.80	225.00	24.40	0.00	0.74
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	0.00	0.00	0.00	353.00	0.00	0.00	0.00
Quevedo 230kV	San Gregorio 230Kv	53.20	17.20	55.90	353.00	15.80	0.34	2.57
San Gregorio138Kv	Montecristi 138 Kv	52.90	13.90	54.70	113.00	48.40	0.66	0.26
Montecristi 138 Kv	Montecristi 69 kV	52.20	13.60	54.00	100.00	54.00	0.00	1.73
San Juan de Manta 230Kv	San Juan de Manta 69Kv	0.00	0.00	0.00	225.00	0.00	0.00	0.00
San Juan de Manta 69Kv	Termopichincha 69 kV	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00	0.00	0.00
Montecristi 69 kV	Termopichincha 69 kV	-4.80	-5.00	6.90	100.00	6.90	0.00	0.00
Quevedo 230kV	Quevedo 138 kV	16.20	15.10	22.10	167.00	13.20	0.00	0.16
Quevedo 138 kV	Quevedo 69 kV	28.00	19.40	34.10	167.00	20.40	0.00	0.38
							3.42	-4.26

Tabla 5.3 – Resultados de líneas de transmisión y transformadores, 2012.

En la Tabla 5.2 se observa que no hay problemas de niveles de voltaje.

Los niveles de voltaje están dentro del rango específico, porque los generadores ahora están sufriendo más reactivo el que se necesita.

Para la entrada de Montecristi 138 kV se necesitó de una bahía de línea de 138 kV, bahía de transformador, autotransformador 138/69kV de 100 MVA un capacitor paralelo de 12 MVar.

La carga fue 211.25 Mw y 102.44 Mvar. La generación 214.67 Mw y 98.18 Mvar. Dejando como pérdidas 3.42 Mw y -4.26 Mvar.

5.1.2 SIMULACIONES 2014:

Para este año la demanda de potencia es la siguiente:

2014		
	MW	MVAR
PORTOVIEJO	72	35
SEVERINO	11	5
CHONE	40	19
MONTECRISTI	61	30
QUEVEDO	44	21
SAN JUAN DE MANTA	100	48
	329	158

Tabla 5.4 – Proyección de demanda de potencia, año 2014.

ALTERNATIVA 1.

Nuestro sistema inicialmente con los datos de proyección nuevos se muestra en la APENDICE D.

Simulando nuestro sistema con estos valores de demanda de potencia se observan en la Tabla 5.5 y 5.6:

Bus Records									
Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar
Daule Peripa 138 kV	138.00	1.05	144.86	4.50					0.00
4 Esquinas 138 Kv	138.00	1.04	143.88	1.05					0.00
Chone 138 Kv	138.00	0.98	135.20	0.45	11.25	5.44			0.00
Chone 69kv	69.00	0.97	67.19	-0.27	40.00	19.00	0.00	0.00	0.00
4 Esquina 69 Kv	69.00	1.05	72.12	-0.04	72.00	35.00	20.50	18.00	24.09
DAULE PERIPA	138.00	1.05	144.92	8.82			208.05	9.03	0.00
San Gregorio 230Kv	230.00	0.95	218.41	-8.44			0.00	0.00	0.00
San Gregorio 138Kv	138.00	0.95	130.44	-9.17					0.00
Montecristi 138 Kv	138.00	0.92	127.32	-10.96					0.00
San Juan de Manta 230Kv	230.00	0.93	213.32	-10.65					0.00
San Juan de Manta 69Kv	69.00	0.91	63.06	-12.63	100.00	47.00			0.00
Montecristi 69 kV	69.00	0.91	63.00	-12.75	61.00	30.00			11.99
Quevedo 230kV	230.00	1.05	241.50	0.00			89.75	126.51	0.00
Quevedo 138 kV	138.00	1.04	143.63	1.35					0.00
Quevedo 69 kV	69.00	1.04	71.60	0.80	44.00	21.00	15.00	12.00	0.00
Termopichincha 69 kV	69.00	0.91	63.04	-12.68			4.80	5.00	0.00
					328.25	157.44	338.1	170.54	36.08

Tabla 5.5 - Resultados iniciales de barras Alternativa 1, 2014.

Line Records									
From Name	To Name	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss	
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	26.30	-7.90	27.40	113.00		24.30	0.50	-4.82
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	26.30	-7.90	27.40	113.00		24.30	0.50	-4.82
Daule Peripa 138 kV	Chone 138 Kv	53.00	26.30	59.20	113.00		52.40	1.78	1.24
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	69.30	3.00	69.40	100.00		69.40	0.00	5.24
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	69.30	3.00	69.40	100.00		69.40	0.00	5.24
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	69.30	3.00	69.40	100.00		69.40	0.00	5.24
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	51.20	-8.60	51.90	113.00		46.00	0.90	-0.34
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	51.20	-8.60	51.90	113.00		46.00	0.90	-0.34
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	25.80	-3.00	25.90	75.00		34.70	0.00	0.49
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	25.80	-3.00	25.90	75.00		34.70	0.00	0.49
San Gregorio 138Kv	4 Esquinas 138 Kv	0.00	0.00	0.00	113.00		0.00	0.00	0.00
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-20.00	-9.50	22.10	100.00		22.30	0.00	0.31
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-20.00	-9.50	22.10	100.00		22.30	0.00	0.31
San Gregorio 230Kv	San Gregorio 138Kv	44.30	16.40	47.30	225.00		21.00	0.00	0.64
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	113.10	50.70	124.00	353.00		35.10	0.69	0.01
Quevedo 230kV	San Gregorio 230Kv	161.40	98.70	189.20	353.00		53.60	3.90	31.63
San Gregorio 138Kv	Montecristi 138 Kv	44.30	15.80	47.10	113.00		41.60	0.58	0.27
Montecristi 138 Kv	Montecristi 69 kV	43.80	15.50	46.40	100.00		46.40	0.00	1.52
San Juan de Manta 230Kv	San Juan de Manta 69Kv	112.50	50.70	123.30	225.00		54.80	0.00	4.60
San Juan de Manta 69Kv	Termopichincha 69 kV	12.50	-0.90	12.50	100.00		12.50	0.00	0.01
Montecristi 69 kV	Termopichincha 69 kV	-17.20	-4.00	17.70	100.00		17.70	0.01	0.02
Quevedo 230kV	Quevedo 138 kV	-71.60	27.80	76.80	167.00		46.00	0.00	1.92
Quevedo 138 kV	Quevedo 69 kV	29.00	9.30	30.50	167.00		18.20	0.00	0.31
							9.76	49.17	

Tabla 5.6 – Resultados iniciales de líneas de transmisión y transformadores Alternativa 1, 2014.

En este año los niveles de voltaje disminuyeron al aumentar la carga.

Montecristi 138 kV: 0.92

Montecristi 69 kV: 0.91

San Juan de Manta 230 kV: 0.93 p.u.

San Juan de Manta 69 kV: 0.91 p.u.

Termopichincha 69 kV: 0.91 p.u.

Las pérdidas son de 9.76 Mw y 49.17 Mvar.

Para que el sistema esté en rangos permitidos de voltaje y cargabilidad de líneas de transmisión se hicieron las siguientes modificaciones, APENDICE E.

Se instaló dos bancos de capacitores uno de 24 Mvar y otro de 6 Mvar en la barra de Termopichincha 69 kV.

Y nos dieron los siguientes resultados, Tabla 5.7 y 5.8.

Bus Records									
Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar
Daule Peripa 138 kV	138.00	1.05	144.84	4.50					0.00
4 Esquinas 138 Kv	138.00	1.04	143.87	1.05					0.00
Chone 138 Kv	138.00	0.98	135.18	0.45	11.25	5.44			0.00
Chone 69kv	69.00	0.97	67.18	-0.27	40.00	19.00	0.00	0.00	0.00
4 Esquina 69 Kv	69.00	1.05	72.11	-0.03	72.00	35.00	20.50	18.00	24.08
DAULE PERIPA	138.00	1.05	144.90	8.83			208.05	8.92	0.00
San Gregorio 230Kv	230.00	0.99	226.83	-8.33			0.00	0.00	0.00
San Gregorio138Kv	138.00	0.98	135.85	-9.01					0.00
Montecristi 138 Kv	138.00	0.97	133.77	-10.75					0.00
San Juan de Manta 230Kv	230.00	0.97	223.70	-10.43					0.00
San Juan de Manta 69Kv	69.00	0.97	66.62	-12.22	100.00	47.00			0.00
Montecristi 69 kV	69.00	0.97	66.62	-12.34	61.00	30.00			12.00
Quevedo 230kV	230.00	1.05	241.50	0.00			88.73	87.67	0.00
Quevedo 138 kV	138.00	1.04	143.62	1.35					0.00
Quevedo 69 kV	69.00	1.04	71.59	0.80	44.00	21.00	15.00	12.00	0.00
Termopichincha 69 kV	69.00	0.97	66.70	-12.29			4.80	5.00	30.04
					328.25	157.44	337.08	131.59	66.12

Tabla 5.7 – Resultados de barras mejorados Alternativa 1, 2014.

Line Records								
From Name	To Name	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	26.30	-7.90	27.40	113.00	24.30	0.50	-4.82
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	26.30	-7.90	27.40	113.00	24.30	0.50	-4.82
Daule Peripa 138 kV	Chone 138 Kv	53.00	26.30	59.20	113.00	52.40	1.78	1.24
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	69.40	3.00	69.40	100.00	69.40	0.00	5.24
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	69.40	3.00	69.40	100.00	69.40	0.00	5.24
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	69.40	3.00	69.40	100.00	69.40	0.00	5.24
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	51.30	-8.70	52.00	113.00	46.00	0.90	-0.34
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	51.30	-8.70	52.00	113.00	46.00	0.90	-0.34
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	25.70	-3.00	25.90	75.00	34.70	0.00	0.49
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	25.70	-3.00	25.90	75.00	34.70	0.00	0.49
San Gregorio138Kv	4 Esquinas 138 Kv	0.00	0.00	0.00	113.00	0.00	0.00	0.00
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-20.00	-9.50	22.10	100.00	22.30	0.00	0.31
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-20.00	-9.50	22.10	100.00	22.30	0.00	0.31
San Gregorio 230Kv	San Gregorio138Kv	43.90	7.10	44.50	225.00	19.80	0.00	0.53
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	113.40	26.70	116.50	353.00	33.00	0.57	-1.52
Quevedo 230kV	San Gregorio 230Kv	160.50	59.70	171.20	353.00	48.50	3.19	25.86
San Gregorio138Kv	Montecristi 138 Kv	43.90	6.60	44.40	113.00	39.30	0.47	-0.19
Montecristi 138 Kv	Montecristi 69 kV	43.40	6.80	43.90	100.00	43.90	0.00	1.23
San Juan de Manta 230Kv	San Juan de Manta 69Kv	112.80	28.30	116.30	225.00	51.70	0.00	3.72
San Juan de Manta 69Kv	Termopichincha 69 kV	12.80	-22.50	25.90	100.00	25.90	0.01	0.04
Montecristi 69 kV	Termopichincha 69 kV	-17.60	-12.50	21.60	100.00	21.60	0.01	0.03
Quevedo 230kV	Quevedo 138 kV	-71.70	28.00	77.00	167.00	46.10	0.00	1.93
Quevedo 138 kV	Quevedo 69 kV	29.00	9.30	30.50	167.00	18.20	0.00	0.31
							8.83	40.27

Tabla 5.8 – Resultados de líneas de transmisión y transformadores
Alternativa 1, 2014.

La carga fue 328.25 Mw y 157.44 Mvar. La generación 337.08 Mw y 197.71 Mvar. Dejando como pérdidas 8.83 Mw y 40.27 Mvar.

ALTERNATIVA 2.

En este año ingresa otra línea de transmisión 230 kV desde Quevedo a San Gregorio formando una línea de doble circuito, con esto se mejora el voltaje de las barras de San Juan de Manta 230 kV y 69 kV, Montecristi 138 kV y 60 kV y Termopichincha 69 kV; sin tener que añadir compensación reactiva en dicha barra.

La simulación se nota en el APENDICE F.

Bus Records									
Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar
Daule Peripa 138 kV	138.00	1.05	144.84	4.50					0.00
4 Esquinas 138 Kv	138.00	1.04	143.87	1.05					0.00
Chone 138 Kv	138.00	0.98	135.18	0.45	11.25	5.44			0.00
Chone 69kv	69.00	0.97	67.18	-0.27	40.00	19.00	0.00	0.00	0.00
4 Esquina 69 Kv	69.00	1.05	72.11	-0.03	72.00	35.00	20.50	18.00	24.08
DAULE PERIPA	138.00	1.05	144.90	8.83			208.05	8.92	0.00
San Gregorio 230Kv	230.00	1.01	231.56	-3.97			0.00	0.00	0.00
San Gregorio138Kv	138.00	1.00	138.38	-4.63					0.00
Montecristi 138 Kv	138.00	0.98	135.49	-6.21					0.00
San Juan de Manta 230Kv	230.00	0.99	226.86	-5.94					0.00
San Juan de Manta 69Kv	69.00	0.97	67.18	-7.68	100.00	47.00			0.00
Montecristi 69 kv	69.00	0.97	67.12	-7.79	61.00	30.00			11.99
Quevedo 230kv	230.00	1.05	241.50	0.00			87.32	106.06	0.00
Quevedo 138 kv	138.00	1.04	143.62	1.35					0.00
Quevedo 69 kv	69.00	1.04	71.59	0.80	44.00	21.00	15.00	12.00	0.00
Termopichincha 69 kv	69.00	0.97	67.16	-7.73			4.80	5.00	0.00
					328.25	157.44	335.67	149.98	36.07

Tabla 5.9 – Resultados de barras Alternativa 2, 2014.

Line Records								
From Name	To Name	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	26.30	-7.90	27.40	113.00	24.30	0.50	-4.82
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	26.30	-7.90	27.40	113.00	24.30	0.50	-4.82
Daule Peripa 138 kV	Chone 138 Kv	53.00	26.30	59.20	113.00	52.40	1.78	1.24
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kv	69.40	3.00	69.40	100.00	69.40	0.00	5.24
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kv	69.40	3.00	69.40	100.00	69.40	0.00	5.24
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kv	69.40	3.00	69.40	100.00	69.40	0.00	5.24
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kv	51.30	-8.70	52.00	113.00	46.00	0.90	-0.34
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kv	51.30	-8.70	52.00	113.00	46.00	0.90	-0.34
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	25.70	-3.00	25.90	75.00	34.70	0.00	0.49
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	25.70	-3.00	25.90	75.00	34.70	0.00	0.49
San Gregorio138Kv	4 Esquinas 138 Kv	0.00	0.00	0.00	113.00	0.00	0.00	0.00
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-20.00	-9.50	22.10	100.00	22.30	0.00	0.31
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-20.00	-9.50	22.10	100.00	22.30	0.00	0.31
San Gregorio 230Kv	San Gregorio138Kv	44.30	15.80	47.00	225.00	20.90	0.00	0.57
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	113.10	48.80	123.10	353.00	34.90	0.61	-1.37
San Gregorio 230Kv	Quevedo 230kv	-78.70	-32.30	85.00	353.00	25.10	0.86	6.77
Quevedo 230kv	San Gregorio 230Kv	79.50	39.10	88.60	353.00	25.10	0.86	6.77
San Gregorio138Kv	Montecristi 138 Kv	44.30	15.20	46.80	113.00	41.40	0.51	-0.13
Montecristi 138 Kv	Montecristi 69 kv	43.80	15.30	46.40	100.00	46.40	0.00	1.34
San Juan de Manta 230Kv	San Juan de Manta 69Kv	112.50	50.20	123.10	225.00	54.70	0.00	4.05
San Juan de Manta 69Kv	Termopichincha 69 kv	12.50	-0.90	12.50	100.00	12.50	0.00	0.01
Montecristi 69 kv	Termopichincha 69 kv	-17.20	-4.10	17.70	100.00	17.70	0.01	0.02
Quevedo 230kv	Quevedo 138 kv	-71.70	28.00	77.00	167.00	46.10	0.00	1.93
Quevedo 138 kv	Quevedo 69 kv	29.00	9.30	30.50	167.00	18.20	0.00	0.31
						7.43	28.61	

Tabla 5.10 – Resultados de líneas de transmisión y transformadores Alternativa 2, 2014.

A diferencia de los voltajes de las barras, en las líneas y transformadores no existe sobrecarga.

Las pérdidas son 7.43 Mw y de 28.61 Mvar, y son menores que la Propuesta.

5.1.3 SIMULACIONES 2016.

Para este año se tiene la proyección de demanda de potencia anual de:

2016		
	MW	MVAR
PORTOVIEJO	79	38
SEVERINO	11	5
CHONE	44	21
MONTECRISTI	65	32
QUEVEDO	48	23
SAN JUAN DE MANTA	107	51
	354	170

Tabla 5.11 – Proyección de demanda de potencia, 2016.

ALTERNATIVA 1.

Nuestro sistema de potencia simulado se muestra en el APENDICE G.

Manteniendo el sistema del año 2014 mejorado y aumentando la carga dependiendo de la proyección de demanda de potencia del 2016, nos damos cuenta que el sistema responde sin problemas a estas condiciones de carga.

Y se obtuvieron los siguientes resultados:

Bus Records									
Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar
Daule Peripa 138 kV	138.00	1.05	144.49	4.13					0.00
4 Esquinas 138 Kv	138.00	1.03	142.52	0.27					0.00
Chone 138 Kv	138.00	0.97	133.85	-0.28	11.25	5.44			0.00
Chone 69kv	69.00	0.96	66.47	-1.09	44.00	21.00	0.00	0.00	0.00
4 Esquina 69 Kv	69.00	1.03	71.35	-0.98	79.00	38.00	20.50	18.00	24.00
DAULE PERIPA	138.00	1.05	144.90	8.58			213.00	16.06	0.00
San Gregorio 230Kv	230.00	0.97	223.97	-9.00			0.00	0.00	0.00
San Gregorio138Kv	138.00	0.97	134.05	-9.75					0.00
Montecristi 138 Kv	138.00	0.95	131.65	-11.65					0.00
San Juan de Manta 230Kv	230.00	0.96	220.28	-11.30					0.00
San Juan de Manta 69Kv	69.00	0.95	65.49	-13.28	107.00	51.00			0.00
Montecristi 69 kV	69.00	0.95	65.49	-13.42	65.00	32.00			12.00
Quevedo 230kV	230.00	1.05	241.50	0.00			111.02	103.63	0.00
Quevedo 138 kV	138.00	1.04	143.50	1.15					0.00
Quevedo 69 kV	69.00	1.04	71.48	0.52	48.00	23.00	15.00	12.00	0.00
Termopichincha 69 kV	69.00	0.95	65.57	-13.36			4.80	5.00	29.98
					354.25	170.44	364.32	154.69	65.98

Tabla 5.12 – Resultados de barras Alternativa 1, 2016.

Line Records									
From Name	To Name	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss	
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	29.9	-5.7	30.4	113	26.9	0.64	-4.33	
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	29.9	-5.7	30.4	113	26.9	0.64	-4.33	
Daule Peripa 138 kV	Chone 138 Kv	57.4	29.5	64.5	113	57.1	2.12	2.34	
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kv	71	5.4	71.2	100	71.2	0	5.52	
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kv	71	5.4	71.2	100	71.2	0	5.52	
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kv	71	5.4	71.2	100	71.2	0	5.52	
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	47.9	-9.3	48.8	113	43.2	0.8	-0.64	
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	47.9	-9.3	48.8	113	43.2	0.8	-0.64	
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	29.2	-1.4	29.3	75	39.1	0	0.64	
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	29.2	-1.4	29.3	75	39.1	0	0.64	
San Gregorio138Kv	4 Esquinas 138 Kv	0	0	0	113	0	0	0	
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-22	-10.5	24.4	100	24.5	0	0.38	
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-22	-10.5	24.4	100	24.5	0	0.38	
San Gregorio 230Kv	San Gregorio138Kv	47.1	9.3	48	225	21.3	0	0.63	
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	121.4	33.1	125.8	353	35.6	0.68	-0.46	
Quevedo 230kV	San Gregorio 230Kv	172.3	73.3	187.2	353	53	3.82	30.97	
San Gregorio138Kv	Montecristi 138 Kv	47.1	8.6	47.9	113	42.4	0.56	0.13	
Montecristi 138 Kv	Montecristi 69 kV	46.5	8.5	47.3	100	47.3	0	1.47	
San Juan de Manta 230Kv	San Juan de Manta 69Kv	120.7	33.5	125.3	225	55.7	0	4.45	
San Juan de Manta 69Kv	Termopichincha 69 kV	13.7	-21.9	25.9	100	25.9	0.01	0.04	
Montecristi 69 kV	Termopichincha 69 kV	-18.5	-13	22.6	100	22.6	0.01	0.03	
Quevedo 230kV	Quevedo 138 kV	-61.3	30.3	68.4	167	40.9	0	1.52	
Quevedo 138 kV	Quevedo 69 kV	33	11.4	34.9	167	20.9	0	0.4	
							10.07	50.23	

Tabla 5.13 – Resultados de líneas de transmisión y transformadores Alternativa 1, 2016.

La conducción de potencia por la línea de transmisión de Quevedo a San Gregorio a nivel de 230 kV aumenta de 171.20 a 187.2 MVA.

La carga fue 354.25 Mw y 170.44 Mvar. La generación 364.32 Mw y 220.67 Mvar. Dejando como pérdidas 10.07 Mw y 50.23 Mvar.

ALTERNATIVA 2.

La simulación la podemos observar en el anexo de la APENDICE H.

Para este año ingresa la línea de transmisión a nivel de 230 kV que viene de Nanegalito a San Gregorio. También otra línea de San Gregorio a San Juan de Manta a nivel de 230 kV formando doble circuito.

Los datos obtenidos en este año son los siguientes:

Bus Records									
Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar
Daule Peripa 138 kV	138.00	1.05	144.28	0.61					0.00
4 Esquinas 138 Kv	138.00	1.03	142.30	-3.26					0.00
Chone 138 Kv	138.00	0.97	133.61	-3.81	11.25	5.44			0.00
Chone 69kv	69.00	0.96	66.35	-4.62	44.00	21.00	0.00	0.00	0.00
4 Esquina 69 Kv	69.00	1.03	71.24	-4.52	79.00	38.00	20.50	18.00	24.00
DAULE PERIPA	138.00	1.05	144.90	3.69			147.20	15.79	0.00
San Gregorio 230Kv	230.00	1.05	241.50	-2.41			75.00	73.72	0.00
San Gregorio138Kv	138.00	1.05	144.49	-2.92					0.00
Montecristi 138 Kv	138.00	1.03	142.20	-4.18					0.00
San Juan de Manta 230Kv	230.00	1.04	239.03	-3.44					0.00
San Juan de Manta 69Kv	69.00	1.02	70.72	-5.26	107.00	51.00			0.00
Montecristi 69 kV	69.00	1.02	70.61	-5.41	65.00	32.00			12.00
Quevedo 230kV	230.00	1.05	241.50	0.00			111.53	7.15	0.00
Quevedo 138 kV	138.00	1.04	144.11	-0.34					0.00
Quevedo 69 kV	69.00	1.04	71.78	-1.25	48.00	23.00	0.00	12.00	0.00
Termopichincha 69 kV	69.00	1.02	70.68	-5.33			4.80	5.00	0.00
					354.25	170.44	359.03	131.66	36.00

Tabla 5.14 – Resultados de barras Alternativa 2, 2016.

Line Records								
From Name	To Name	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	29.9	-5.7	30.4	113	26.9	0.64	-4.3
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	29.9	-5.7	30.4	113	26.9	0.64	-4.3
Daule Peripa 138 kV	Chone 138 Kv	57.4	29.6	64.6	113	57.1	2.13	2.38
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	49.1	5.3	49.3	100	49.3	0	2.65
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	49.1	5.3	49.3	100	49.3	0	2.65
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	49.1	5.3	49.3	100	49.3	0	2.65
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	15	-5.2	15.9	113	14.1	0.08	-2.81
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	15	-5.2	15.9	113	14.1	0.08	-2.81
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	29.2	-1.4	29.3	75	39.1	0	0.65
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	29.2	-1.4	29.3	75	39.1	0	0.65
San Gregorio138Kv	4 Esquinas 138 Kv	0	0	0	113	0	0	0
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-22	-10.5	24.4	100	24.5	0	0.39
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-22	-10.5	24.4	100	24.5	0	0.39
San Gregorio 230Kv	San Gregorio138Kv	38	12.2	39.9	225	17.7	0	0.37
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	65	24.2	69.3	353	20.2	0.18	-5.43
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	65	24.2	69.3	353	20.2	0.18	-5.43
Quevedo 230kV	San Gregorio 230Kv	46.7	-4.8	47	353	13.3	0.24	1.74
San Gregorio 230Kv	Quevedo 230kV	-46.5	6.6	46.9	353	13.3	0.24	1.74
San Gregorio138Kv	Montecristi 138 Kv	38	11.8	39.8	113	35.2	0.34	-0.81
Montecristi 138 Kv	Montecristi 69 kV	37.6	12.6	39.7	100	39.7	0	0.89
San Juan de Manta 230Kv	San Juan de Manta 69Kv	129.6	59.2	142.5	225	63.3	0	4.89
San Juan de Manta 69Kv	Termopichincha 69 kV	22.6	3.4	22.8	100	22.8	0.01	0.03
Montecristi 69 kV	Termopichincha 69 kV	-27.4	-8.3	28.6	100	28.6	0.02	0.05
Quevedo 230kV	Quevedo 138 kV	18.1	16.8	24.7	167	14.8	0	0.2
Quevedo 138 kV	Quevedo 69 kV	48	11.8	49.4	167	29.6	0	0.8
							4.78	-2.78

Tabla 5.15 – Resultados de líneas de transmisión y transformadores
Alternativa 2, 2016.

Las pérdidas son 4.78 Mw y -2.78 Mvar.

5.1.4 SIMULACIONES 2018.

Se utilizaron los siguientes datos de proyección de demanda de potencia para esta simulación:

2018		
	MW	MVAR
PORTOVIEJO	85	41
SEVERINO	11	5
CHONE	47	22
MONTECRISTI	70	35
QUEVEDO	51	25
SAN JUAN DE MANTA	115	56
	379	184

Tabla 5.16 – Proyección de demanda de potencia, 2018.

ALTERNATIVA 1.

El sistema de potencia simulado se aprecia en la APENDICE I.

Los resultados que se obtuvieron son los siguientes:

Bus Records									
Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar
Daule Peripa 138 kV	138.00	1.04	144.18	3.63					0.00
4 Esquinas 138 Kv	138.00	1.02	141.28	-0.58					0.00
Chone 138 Kv	138.00	0.96	132.91	-1.07	11.25	5.44			0.00
Chone 69kv	69.00	0.96	65.97	-1.94	47.00	22.00	0.00	0.00	0.00
4 Esquina 69 Kv	69.00	1.02	70.65	-1.99	85.00	41.00	20.50	18.00	24.00
DAULE PERIPA	138.00	1.05	144.90	8.09			213.00	21.89	0.00
San Gregorio 230Kv	230.00	0.96	220.04	-9.84			0.00	0.00	0.00
San Gregorio138Kv	138.00	0.95	131.58	-10.67					0.00
Montecristi 138 Kv	138.00	0.93	128.74	-12.78					0.00
San Juan de Manta 230Kv	230.00	0.94	215.58	-12.40					0.00
San Juan de Manta 69Kv	69.00	0.93	63.95	-14.63	115.00	56.00			0.00
Montecristi 69 kV	69.00	0.93	63.93	-14.78	70.00	35.00			12.01
Quevedo 230kV	230.00	1.05	241.50	0.00			137.46	123.72	0.00
Quevedo 138 kV	138.00	1.04	143.43	0.92					0.00
Quevedo 69 kV	69.00	1.03	71.40	0.24	51.00	25.00	15.00	12.00	0.00
Termopichincha 69 kV	69.00	0.93	64.02	-14.72			4.80	5.00	29.96
					379.25	184.44	390.76	180.61	65.97

Tabla 5.17 – Resultados de barras iniciales Alternativa 1, 2018.

Modificando los datos de potencia esta vez para este año, se obtuvo problemas de bajo de voltaje. En la barra de Montecristi 138 kV (0.93 p.u.), Montecristi 69 kV (0.93 p.u.), San Juan de Manta 230 kV (0.94 p.u.), San Juan de Manta 69 kV (0.93 p.u.) y Termopichincha 69 kV (0.93 p.u.).

Line Records								
From Name	To Name	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	33.00	-3.50	33.20	113.00	29.40	0.78	-3.84
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	33.00	-3.50	33.20	113.00	29.40	0.78	-3.84
Daule Peripa 138 kV	Chone 138 Kv	60.60	31.50	68.30	113.00	60.50	2.38	3.18
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.00	7.30	71.40	100.00	71.40	0.00	5.54
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.00	7.30	71.40	100.00	71.40	0.00	5.54
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.00	7.30	71.40	100.00	71.40	0.00	5.54
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	43.20	-9.60	44.20	113.00	39.10	0.65	-1.06
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	43.20	-9.60	44.20	113.00	39.10	0.65	-1.06
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	32.20	0.30	32.30	75.00	43.00	0.00	0.79
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	32.20	0.30	32.30	75.00	43.00	0.00	0.79
San Gregorio138Kv	4 Esquinas 138 Kv	0.00	0.00	0.00	113.00	0.00	0.00	0.00
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-23.50	-11.00	25.90	100.00	26.10	0.00	0.44
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-23.50	-11.00	25.90	100.00	26.10	0.00	0.44
San Gregorio 230Kv	San Gregorio138Kv	50.90	12.20	52.30	225.00	23.30	0.00	0.78
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	130.90	41.60	137.30	353.00	38.90	0.83	1.03
Quevedo 230kV	San Gregorio 230kv	186.50	92.10	208.00	353.00	58.90	4.71	38.26
San Gregorio138Kv	Montecristi 138 Kv	50.90	11.50	52.20	113.00	46.20	0.69	0.60
Montecristi 138 Kv	Montecristi 69 kV	50.20	10.90	51.40	100.00	51.40	0.00	1.82
San Juan de Manta 230Kv	San Juan de Manta 69Kv	130.00	40.60	136.20	225.00	60.50	0.00	5.49
San Juan de Manta 69Kv	Termopichincha 69 kV	15.00	-20.90	25.80	100.00	25.80	0.02	0.05
Montecristi 69 kV	Termopichincha 69 kV	-19.80	-14.00	24.20	100.00	24.30	0.01	0.04
Quevedo 230kV	Quevedo 138 kV	-49.00	31.60	58.30	167.00	34.90	0.00	1.11
Quevedo 138 kV	Quevedo 69 kV	36.00	13.50	38.40	167.00	23.00	0.00	0.49
							11.51	62.14

Tabla 5.18 – Resultados de líneas de transmisión y transformadores iniciales
Alternativa 1, 2018.

En la Tabla 5.18 se aprecia que no hay sobrecarga en las líneas de transmisión ni en los transformadores.

Las pérdidas son de 11.51 Mw y 62.14 Mvar.

Para mejorar los bajos de voltaje se instaló un capacitor serie de 30 Mvar en la línea de transmisión de Quevedo – San Gregorio a nivel de 230 kV como se aprecia en el APENDICE J.

Los resultados que se obtuvieron son los siguientes:

Bus Records									
Name	Nom kv	PU Volt	Volt (kv)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar
Daule Peripa 138 kv	138.00	1.04	144.18	3.63					0.00
4 Esquinas 138 Kv	138.00	1.02	141.28	-0.58					0.00
Chone 138 Kv	138.00	0.96	132.91	-1.07	11.25	5.44			0.00
Chone 69kv	69.00	0.96	65.97	-1.94	47.00	22.00	0.00	0.00	0.00
4 Esquina 69 Kv	69.00	1.02	70.65	-1.99	85.00	41.00	20.50	18.00	24.00
DAULE PERIPA	138.00	1.05	144.90	8.09			213.00	21.90	0.00
San Gregorio 230Kv	230.00	1.03	236.63	0.32			0.00	0.00	0.00
San Gregorio138Kv	138.00	1.03	141.59	-0.40					0.00
Montecristi 138 Kv	138.00	1.01	139.00	-2.22					0.00
San Juan de Manta 230Kv	230.00	1.01	232.61	-1.89					0.00
San Juan de Manta 69Kv	69.00	1.00	69.11	-3.80	115.00	56.00			0.00
Montecristi 69 kv	69.00	1.00	69.09	-3.93	70.00	35.00			12.00
Quevedo 230kv	230.00	1.05	241.50	0.00			136.55	81.72	0.00
Quevedo 138 kv	138.00	1.04	143.43	0.92					0.00
Quevedo 69 kv	69.00	1.03	71.40	0.24	51.00	25.00	15.00	12.00	0.00
Termopichincha 69 kv	69.00	1.00	69.18	-3.88			4.80	5.00	29.96
26	138.00	1.07	147.19	4.81					0.00
27	138.00	1.02	140.68	-4.71					0.00
					379.25	184.44	389.85	138.62	65.96

Tabla 5.19 – Resultados de barras mejorados Alternativa 1, 2018.

Line Records								
From Name	To Name	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
Daule Peripa 138 kv	4 Esquinas 138 Kv	33	-3.5	33.2	113	29.4	0.78	-3.84
Daule Peripa 138 kv	4 Esquinas 138 Kv	33	-3.5	33.2	113	29.4	0.78	-3.84
Daule Peripa 138 kv	Chone 138 Kv	60.6	31.5	68.3	113	60.5	2.38	3.18
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kv	71	7.3	71.4	100	71.4	0	5.54
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kv	71	7.3	71.4	100	71.4	0	5.54
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kv	71	7.3	71.4	100	71.4	0	5.54
Daule Peripa 138 kv	Quevedo 138 kv	43.2	-9.6	44.2	113	39.1	0.65	-1.06
Daule Peripa 138 kv	Quevedo 138 kv	43.2	-9.6	44.2	113	39.1	0.65	-1.06
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	32.2	0.3	32.3	75	43	0	0.79
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	32.2	0.3	32.3	75	43	0	0.79
San Gregorio138Kv	4 Esquinas 138 Kv	0	0	0	113	0	0	0
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-23.5	-11	25.9	100	26.1	0	0.44
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-23.5	-11	25.9	100	26.1	0	0.44
San Gregorio 230Kv	San Gregorio138Kv	50.8	11.3	52	225	23.1	0	0.67
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	130.7	39	136.4	353	38.6	0.71	-0.85
San Gregorio 230Kv	26	-181.5	-50.3	188.4	353	55.3	2.01	16.31
San Gregorio138Kv	Montecristi 138 Kv	50.8	10.7	51.9	113	45.9	0.59	0.05
Montecristi 138 Kv	Montecristi 69 kv	50.2	10.6	51.3	100	51.3	0	1.56
San Juan de Manta 230Kv	San Juan de Manta 69Kv	130	39.8	136	225	60.4	0	4.7
San Juan de Manta 69Kv	Termopichincha 69 kv	15	-20.9	25.7	100	25.8	0.01	0.04
Montecristi 69 kv	Termopichincha 69 kv	-19.8	-14	24.2	100	24.3	0.01	0.04
Quevedo 230kv	Quevedo 138 kv	-49	31.6	58.3	167	34.9	0	1.11
27	Quevedo 230kv	-183.5	-33.8	186.6	353	54.4	2.01	16.31
Quevedo 138 kv	Quevedo 69 kv	36	13.5	38.4	167	23	0	0.49
26	27	-183.5	-66.6	195.3	353	55.3	0	-32.84
							10.6	20.14

Tabla 5.20 – Resultados de líneas de transmisión y transformadores

Alternativa1, 2018.

La carga fue 379.25 Mw y 184.44 Mvar. La generación 389.85 Mw y 204.58 Mvar. Dejando como pérdidas 10.6 Mw y 20.14 Mvar.

ALTERNATIVA 2.

La simulación se pudo apreciar en el APENDICE K.

En este año CELEC ingresa un banco de capacitor de 24 Mvar en la barra de San Juan de Manta 230 kV, con esto la generación de Quevedo 230 kV reduce, aumentando la capacidad de transmisión de la línea de Quevedo – San Gregorio 230 kV.

Bus Records									
Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar
4 Esquina 69 Kv	69.00	1.02	70.59	-1.98	85.00	41.00	20.50	18.00	23.56
4 Esquinas 138 Kv	138.00	1.02	141.19	-0.57					0.00
Chone 138 Kv	138.00	0.96	132.89	-1.07	11.25	5.44			0.00
Chone 69kv	69.00	0.96	65.96	-1.94	47.00	22.00	0.00	0.00	0.00
DAULE PERIPA	138.00	1.05	144.90	8.09			213.00	22.22	0.00
Daule Peripa 138 kV	138.00	1.04	144.17	3.63					0.00
Montecristi 138 Kv	138.00	1.03	142.51	-4.68					0.00
Montecristi 69 kV	69.00	1.03	70.89	-5.98	70.00	35.00			12.00
Quevedo 138 kV	138.00	1.04	143.42	0.92					0.00
Quevedo 230kV	230.00	1.05	241.50	0.00			57.61	21.09	0.00
Quevedo 69 kV	69.00	1.03	71.39	0.24	51.00	25.00	15.00	12.00	0.00
San Gregorio 230Kv	230.00	1.05	241.50	-2.75			75.00	60.78	0.00
San Gregorio138Kv	138.00	1.05	144.59	-3.30					0.00
San Juan de Manta 230Kv	230.00	1.04	239.42	-3.88					0.00
San Juan de Manta 69Kv	69.00	1.03	71.06	-5.83	115.00	56.00			23.97
Termopichincha 69 kV	69.00	1.03	70.99	-5.90			4.80	5.00	0.00
					379.25	184.44	385.91	139.09	59.53

Tabla 5.21 – Resultados de barras Alternativa 2, 2018.

Line Records								
From Name	To Name	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	33	-3.3	33.2	113	29.4	0.78	-3.83
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	33	-3.3	33.2	113	29.4	0.78	-3.83
Daule Peripa 138 kV	Chone 138 Kv	60.6	31.5	68.3	113	60.5	2.38	3.19
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71	7.4	71.4	100	71.4	0	5.55
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71	7.4	71.4	100	71.4	0	5.55
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71	7.4	71.4	100	71.4	0	5.55
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	43.2	-9.6	44.2	113	39.1	0.65	-1.06
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	43.2	-9.6	44.2	113	39.1	0.65	-1.06
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	32.2	0.5	32.3	75	43	0	0.8
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	32.2	0.5	32.3	75	43	0	0.8
San Gregorio138Kv	4 Esquinas 138 Kv	0	0	0	113	0	0	0
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-23.5	-11	25.9	100	26.1	0	0.44
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-23.5	-11	25.9	100	26.1	0	0.44
San Gregorio 230Kv	San Gregorio138Kv	40.5	9.2	41.5	225	18.5	0	0.41
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	70.2	18.1	72.5	353	20.9	0.2	-5.32
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	70.2	18.1	72.5	353	20.9	0.2	-5.32
Quevedo 230kV	San Gregorio 230Kv	53.3	-5.3	53.6	353	15.2	0.31	2.33
San Gregorio 230Kv	Quevedo 230kV	-53	7.7	53.5	353	15.2	0.31	2.33
San Gregorio138Kv	Montecristi 138 Kv	40.5	8.8	41.5	113	36.7	0.36	-0.73
Montecristi 138 Kv	Montecristi 69 kV	40.1	9.6	41.3	100	41.3	0	0.96
San Juan de Manta 230Kv	San Juan de Manta 69Kv	140.1	46.8	147.7	225	65.7	0	5.24
San Juan de Manta 69Kv	Termopichincha 69 kV	25.1	9.6	26.9	100	26.9	0.01	0.04
Montecristi 69 kV	Termopichincha 69 kV	-29.9	-14.5	33.2	100	33.2	0.02	0.06
Quevedo 230kV	Quevedo 138 kV	-49	31.8	58.4	167	35	0	1.11
Quevedo 138 kV	Quevedo 69 kV	36	13.5	38.4	167	23	0	0.49
							6.66	14.18

Tabla 5.22 – Resultados de líneas de transmisión y transformadores
Alternativa 2, 2018.

Las pérdidas son de 6.66 Mw y 14.18 Mvar.

5.1.5 SIMULACIONES 2020.

La potencia proyectada para este año es la siguiente:

2020		
	MW	MVAR
PORTOVIEJO	91	44
SEVERINO	11	5
CHONE	51	25
MONTECRISTI	74	37
QUEVEDO	55	27
SAN JUAN DE MANTA	122	59
	404	197

Tabla 5.23 – Proyección de demanda de potencia, año 2020.

ALTERNATIVA 1.

La simulación para este año se observa en la APENDICE L.

Con estos datos nos dieron los siguientes resultados:

Bus Records									
Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar
Daule Peripa 138 kV	138.00	1.04	143.76	3.06					0.00
4 Esquinas 138 Kv	138.00	1.01	139.88	-1.52					0.00
Chone 138 Kv	138.00	0.95	131.16	-2.00	11.25	5.44			0.00
Chone 69kv	69.00	0.94	65.02	-2.98	51.00	25.00	0.00	0.00	0.00
4 Esquina 69 Kv	69.00	1.01	69.86	-3.09	91.00	44.00	20.50	18.00	24.00
DAULE PERIPA	138.00	1.05	144.90	7.53			213.00	30.07	0.00
San Gregorio 230Kv	230.00	1.03	236.32	0.36			0.00	0.00	0.00
San Gregorio138Kv	138.00	1.02	141.35	-0.40					0.00
Montecristi 138 Kv	138.00	1.00	138.50	-2.33					0.00
San Juan de Manta 230Kv	230.00	1.01	231.87	-1.99					0.00
San Juan de Manta 69Kv	69.00	1.00	68.82	-4.03	122.00	59.00			0.00
Montecristi 69 kV	69.00	1.00	68.79	-4.17	74.00	37.00			12.01
Quevedo 230kV	230.00	1.05	241.50	0.00			162.82	90.83	0.00
Quevedo 138 kV	138.00	1.04	143.32	0.65					0.00
Quevedo 69 kV	69.00	1.03	71.29	-0.12	55.00	27.00	15.00	12.00	0.00
Termopichincha 69 kV	69.00	1.00	68.88	-4.11			4.80	5.00	30.00
26	138.00	1.07	147.62	5.11					0.00
27	138.00	1.02	140.20	-5.02					0.00
					404.25	197.44	416.12	155.90	66.01

Tabla 5.24 – Resultados de barras iniciales Alternativa 1, 2020

Line Records								
From Name	To Name	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	36.20	-1.30	36.20	113.00	32.10	0.94	-3.26
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	36.20	-1.30	36.20	113.00	32.10	0.94	-3.26
Daule Peripa 138 kV	Chone 138 Kv	65.10	36.20	74.50	113.00	65.90	2.84	4.66
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.00	10.00	71.70	100.00	71.70	0.00	5.60
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.00	10.00	71.70	100.00	71.70	0.00	5.60
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.00	10.00	71.70	100.00	71.70	0.00	5.60
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	37.80	-10.20	39.10	113.00	34.60	0.51	-1.48
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	37.80	-10.20	39.10	113.00	34.60	0.51	-1.48
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	35.20	2.00	35.30	75.00	47.10	0.00	0.97
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	35.20	2.00	35.30	75.00	47.10	0.00	0.97
San Gregorio138Kv	4 Esquinas 138 Kv	0.00	0.00	0.00	113.00	0.00	0.00	0.00
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-25.50	-12.50	28.40	100.00	28.60	0.00	0.54
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-25.50	-12.50	28.40	100.00	28.60	0.00	0.54
San Gregorio 230Kv	San Gregorio138Kv	53.90	13.10	55.50	225.00	24.70	0.00	0.76
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	138.80	44.20	145.60	353.00	41.30	0.82	-0.01
San Gregorio 230Kv	26	-192.70	-57.30	201.10	353.00	59.30	2.30	18.65
San Gregorio138Kv	Montecristi 138 Kv	53.90	12.40	55.30	113.00	49.00	0.68	0.31
Montecristi 138 Kv	Montecristi 69 kV	53.30	12.00	54.60	100.00	54.60	0.00	1.78
San Juan de Manta 230Kv	San Juan de Manta 69Kv	138.00	44.20	144.90	225.00	64.40	0.00	5.37
San Juan de Manta 69Kv	Termopichincha 69 kV	16.00	-20.20	25.70	100.00	25.80	0.01	0.04
Montecristi 69 kV	Termopichincha 69 kV	-20.70	-14.70	25.40	100.00	25.50	0.01	0.04
Quevedo 230kV	Quevedo 138 kV	-34.50	33.80	48.30	167.00	28.90	0.00	0.76
27	Quevedo 230kV	-195.00	-38.40	198.80	353.00	58.20	2.30	18.65
Quevedo 138 kV	Quevedo 69 kV	40.00	15.60	42.90	167.00	25.70	0.00	0.61
26	27	-195.00	-75.90	209.30	353.00	59.30	0.00	-37.51
							11.87	24.47

Tabla 5.25 – Resultados de líneas de transmisión y transformadores iniciales Alternativa 1, 2020.

Se observa que el voltaje en la barra Montecristi 69 kV es de 0.94 p.u. lo cual está fuera del rango permitido.

Para mejorar el voltaje en dicha barra se necesita colocar un banco de capacitor de 6 Mvar en la barra de Chone 69 kV, tal como se muestra en el APENDICE M, dando los siguientes resultados:

Bus Records									
Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar
Daule Peripa 138 kV	138.00	1.04	144.03	3.05					0.00
4 Esquinas 138 Kv	138.00	1.02	140.18	-1.52					0.00
Chone 138 Kv	138.00	0.96	133.04	-2.12	11.25	5.44			0.00
Chone 69kv	69.00	0.96	66.10	-3.07	51.00	25.00	0.00	0.00	5.96
4 Esquina 69 Kv	69.00	1.01	70.01	-3.09	91.00	44.00	20.50	18.00	24.10
DAULE PERIPA	138.00	1.05	144.90	7.51			213.00	24.92	0.00
San Gregorio 230Kv	230.00	1.03	236.32	0.36			0.00	0.00	0.00
San Gregorio138Kv	138.00	1.02	141.35	-0.40					0.00
Montecristi 138 Kv	138.00	1.00	138.50	-2.33					0.00
San Juan de Manta 230Kv	230.00	1.01	231.87	-1.99					0.00
San Juan de Manta 69Kv	69.00	1.00	68.82	-4.03	122.00	59.00			0.00
Montecristi 69 kV	69.00	1.00	68.79	-4.17	74.00	37.00			12.01
Quevedo 230kv	230.00	1.05	241.50	0.00			162.53	88.63	0.00
Quevedo 138 kV	138.00	1.04	143.42	0.66					0.00
Quevedo 69 kV	69.00	1.03	71.34	-0.11	55.00	27.00	15.00	12.00	0.00
Termopichincha 69 kV	69.00	1.00	68.88	-4.11			4.80	5.00	30.00
26	138.00	1.07	147.62	5.11					0.00
27	138.00	1.02	140.20	-5.02					0.00
					404.25	197.44	415.83	148.55	72.07

Tabla 5.26 – Resultados de barras mejorados Alternativa 1, 2020.

Line Records								
From Name	To Name	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	36.20	-1.40	36.20	113.00	32.00	0.94	-3.29
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	36.20	-1.40	36.20	113.00	32.00	0.94	-3.29
Daule Peripa 138 kV	Chone 138 Kv	64.80	29.20	71.10	113.00	62.90	2.57	3.77
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.00	8.30	71.50	100.00	71.50	0.00	5.56
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.00	8.30	71.50	100.00	71.50	0.00	5.56
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.00	8.30	71.50	100.00	71.50	0.00	5.56
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	37.90	-9.10	39.00	113.00	34.50	0.51	-1.50
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	37.90	-9.10	39.00	113.00	34.50	0.51	-1.50
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	35.20	1.90	35.30	75.00	47.10	0.00	0.97
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	35.20	1.90	35.30	75.00	47.10	0.00	0.97
San Gregorio138Kv	4 Esquinas 138 Kv	0.00	0.00	0.00	113.00	0.00	0.00	0.00
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-25.50	-9.50	27.20	100.00	27.40	0.00	0.48
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-25.50	-9.50	27.20	100.00	27.40	0.00	0.48
San Gregorio 230Kv	San Gregorio138Kv	53.90	13.10	55.50	225.00	24.70	0.00	0.76
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230kv	138.80	44.20	145.60	353.00	41.30	0.82	-0.01
San Gregorio 230kv	26	-192.70	-57.30	201.10	353.00	59.30	2.30	18.65
San Gregorio138Kv	Montecristi 138 Kv	53.90	12.40	55.30	113.00	49.00	0.68	0.31
Montecristi 138 Kv	Montecristi 69 kv	53.30	12.00	54.60	100.00	54.60	0.00	1.78
San Juan de Manta 230kv	San Juan de Manta 69Kv	138.00	44.20	144.90	225.00	64.40	0.00	5.37
San Juan de Manta 69Kv	Termopichincha 69 kV	16.00	-20.20	25.70	100.00	25.80	0.01	0.04
Montecristi 69 kv	Termopichincha 69 kv	-20.70	-14.70	25.40	100.00	25.50	0.01	0.04
Quevedo 230kv	Quevedo 138 kV	-34.80	31.60	47.00	167.00	28.10	0.00	0.72
27	Quevedo 230kv	-195.00	-38.40	198.80	353.00	58.20	2.30	18.65
Quevedo 138 kV	Quevedo 69 kv	40.00	15.60	42.90	167.00	25.70	0.00	0.61
26	27	-195.00	-75.90	209.30	353.00	59.30	0.00	-37.51
							11.58	23.18

Tabla 5.27 – Resultados de líneas de transmisión y transformadores mejorados Alternativa 1, 2020.

La carga fue 404.25 Mw y 197.44 Mvar. La generación 415.83 Mw y 220.62 Mvar. Dejando como pérdidas 11.58 Mw y 23.18 Mvar.

ALTERNATIVA 2.

La simulación se aprecia en el APENDICE N.

Los datos que se obtuvieron fueron los siguientes:

Bus Records									
Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar
4 Esquina 69 Kv	69.00	1.01	69.86	-3.09	91.00	44.00	20.50	18.00	24.00
4 Esquinas 138 Kv	138.00	1.01	139.88	-1.52					0.00
Chone 138 Kv	138.00	0.95	131.16	-2.00	11.25	5.44			0.00
Chone 69kv	69.00	0.94	65.02	-2.98	51.00	25.00	0.00	0.00	0.00
DAULE PERIPA	138.00	1.05	144.90	7.53			213.00	30.06	0.00
Daule Peripa 138 kV	138.00	1.04	143.76	3.06					0.00
Montecristi 138 Kv	138.00	1.03	142.28	-5.09					0.00
Montecristi 69 kV	69.00	1.03	70.74	-6.47	74.00	37.00			12.01
Quevedo 138 kV	138.00	1.04	143.32	0.65					0.00
Quevedo 230kV	230.00	1.05	241.50	0.00			83.36	22.27	0.00
Quevedo 69 kV	69.00	1.03	71.29	-0.12	55.00	27.00	15.00	12.00	0.00
San Gregorio 230Kv	230.00	1.05	241.50	-3.04			75.00	69.02	0.00
San Gregorio138Kv	138.00	1.05	144.55	-3.62					0.00
San Juan de Manta 230Kv	230.00	1.04	239.21	-4.24					0.00
San Juan de Manta 69Kv	69.00	1.03	70.92	-6.31	122.00	59.00			24.03
Termopichincha 69 kV	69.00	1.03	70.84	-6.39			4.80	5.00	0.00
					404.25	197.44	411.66	156.35	60.04

Tabla 5.28 – Resultados de barra Alternativa 2, 2020.

Line Records								
From Name	To Name	From MW	From Mvar	From MVA	Lim MVA	% of MVA Limit (Max)	MW Loss	Mvar Loss
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	36.20	-1.30	36.20	113.00	32.10	0.94	-3.26
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	36.20	-1.30	36.20	113.00	32.10	0.94	-3.26
Daule Peripa 138 kV	Chone 138 Kv	65.10	36.20	74.50	113.00	65.90	2.84	4.66
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.00	10.00	71.70	100.00	71.70	0.00	5.60
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.00	10.00	71.70	100.00	71.70	0.00	5.60
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.00	10.00	71.70	100.00	71.70	0.00	5.60
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	37.80	-10.20	39.10	113.00	34.60	0.51	-1.48
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	37.80	-10.20	39.10	113.00	34.60	0.51	-1.48
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	35.20	2.00	35.30	75.00	47.10	0.00	0.97
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	35.20	2.00	35.30	75.00	47.10	0.00	0.97
San Gregorio138Kv	4 Esquinas 138 Kv	0.00	0.00	0.00	113.00	0.00	0.00	0.00
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-25.50	-12.50	28.40	100.00	28.60	0.00	0.54
Chone 69kv	Chone 138 Kv	-25.50	-12.50	28.40	100.00	28.60	0.00	0.54
San Gregorio 230Kv	San Gregorio138Kv	43.00	10.50	44.30	225.00	19.70	0.00	0.46
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	74.50	20.60	77.30	353.00	22.30	0.22	-5.10
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	74.50	20.60	77.30	353.00	22.30	0.22	-5.10
Quevedo 230kV	San Gregorio 230Kv	58.90	-5.70	59.20	353.00	16.80	0.38	2.89
San Gregorio 230Kv	Quevedo 230kV	-58.50	8.60	59.20	353.00	16.80	0.38	2.89
San Gregorio138Kv	Montecristi 138 Kv	43.00	10.00	44.20	113.00	39.10	0.41	-0.58
Montecristi 138 Kv	Montecristi 69 Kv	42.60	10.60	43.90	100.00	43.90	0.00	1.09
San Juan de Manta 230Kv	San Juan de Manta 69Kv	148.60	51.50	157.30	225.00	69.90	0.00	5.95
San Juan de Manta 69Kv	Termopichincha 69 kV	26.60	10.60	28.70	100.00	28.70	0.02	0.05
Montecristi 69 kV	Termopichincha 69 kV	-31.40	-15.50	35.00	100.00	35.10	0.02	0.07
Quevedo 230kV	Quevedo 138 kV	-34.50	33.80	48.30	167.00	28.90	0.00	0.76
Quevedo 138 kV	Quevedo 69 kV	40.00	15.60	42.90	167.00	25.70	0.00	0.61
							7.41	18.95

Tabla 5.29 – Resultados de líneas de transmisión y transformadores

Alternativa 2, 2020.

En la Tabla 5.28, se observa que existe una baja de voltaje en la barra de Chone 69 kV de 0.94 p.u.

Las pérdidas son de 7.41 Mw y 18.95 Mvar.

5.2 MEJORAMIENTO DEL SISTEMA POR AÑO, ALTERNATIVA 1.

Año 2012					
Barra	Resultados iniciales		Se instaló	Resultados finales	
	Voltaje inicial (p.u.)	Angulo (grados)		Voltaje mejorado (p.u.)	Angulo (grados)
Daule Peripa 138 kV	1.05	0.03	-		
4 Esquinas 138 Kv	1.05	-3.10	-	-	-
Chone 138 Kv	0.98	-3.77	-	-	-
Chone 69kv	0.98	-4.44	-	-	-
4 Esquina 69 Kv	1.05	-4.05	-	-	-
DAULE PERIPA	1.05	2.28	-	-	-
San Gregorio 230Kv	1.03	-2.66	-	-	-
San Gregorio138Kv	1.03	-3.40	-	-	-
Montecristi 138 Kv	1.00	-5.27	-	-	-
San Juan de Manta 230Kv	0.00	0.00	-	-	-
San Juan de Manta 69Kv	0.00	0.00	-	-	-
Montecristi 69 kV	1.00	-7.07	-	-	-
Quevedo 230kV	1.05	0.00	-	-	-
Quevedo 138 kV	1.04	-0.30	-	-	-
Quevedo 69 kV	1.04	-0.83	-	-	-
Termopichincha 69 kV	1.00	-7.06	-	-	-

Tabla 5.30 – Modificaciones para mejorar el sistema, 2012.

Año 2014					
Barra	Resultados iniciales		Se instaló	Resultados finales	
	Voltaje inicial (p.u.)	Angulo (grados)		Voltaje mejorado (p.u.)	Angulo (grados)
Daule Peripa 138 kV	1.05	4.50	-	1.05	4.50
4 Esquinas 138 Kv	1.04	1.05	-	1.04	1.05
Chone 138 Kv	0.98	0.45	-	0.98	0.45
Chone 69kv	0.97	-0.27	-	0.97	-0.27
4 Esquina 69 Kv	1.05	-0.04	-	1.05	-0.03
DAULE PERIPA	1.05	8.82	-	1.05	8.83
San Gregorio 230Kv	0.95	-8.44	-	0.99	-8.33
San Gregorio138Kv	0.95	-9.17	-	0.98	-9.01
Montecristi 138 Kv	0.92	-10.96	-	0.97	-10.75
San Juan de Manta 230Kv	0.93	-10.65	-	0.97	-10.43
San Juan de Manta 69Kv	0.91	-12.63	-	0.97	-12.22
Montecristi 69 kV	0.91	-12.75	-	0.97	-12.34
Quevedo 230kV	1.05	0.00	-	1.05	0.00
Quevedo 138 kV	1.04	1.35	-	1.04	1.35
Quevedo 69 kV	1.04	0.80	-	1.04	0.80
Termopichincha 69 kV	0.91	-12.68	Capacitor de 24 y 6 Mvar	0.97	-12.29

Tabla 5.31 – Modificaciones para mejorar el sistema, 2014.

Año 2016					
Barra	Resultados iniciales		Se instaló	Resultados finales	
	Voltaje inicial (p.u.)	Angulo (grados)		Voltaje mejorado (p.u.)	Angulo (grados)
Daule Peripa 138 kV	1.05	4.13	-	-	-
4 Esquinas 138 Kv	1.03	0.27	-	-	-
Chone 138 Kv	0.97	-0.28	-	-	-
Chone 69kv	0.96	-1.09	-	-	-
4 Esquina 69 Kv	1.03	-0.98	-	-	-
DAULE PERIPA	1.05	8.58	-	-	-
San Gregorio 230Kv	0.97	-9.00	-	-	-
San Gregorio138Kv	0.97	-9.75	-	-	-
Montecristi 138 Kv	0.95	-11.65	-	-	-
San Juan de Manta 230Kv	0.96	-11.30	-	-	-
San Juan de Manta 69Kv	0.95	-13.28	-	-	-
Montecristi 69 kV	0.95	-13.42	-	-	-
Quevedo 230kV	1.05	0.00	-	-	-
Quevedo 138 kV	1.04	1.15	-	-	-
Quevedo 69 kV	1.04	0.52	-	-	-
Termopichincha 69 kV	0.95	-13.36	-	-	-

Tabla 5.32 – Modificaciones para mejorar el sistema, 2016.

Año 2018					
Barra	Resultados iniciales		Se instaló	Resultados finales	
	Voltaje inicial (p.u.)	Angulo (grados)		Voltaje mejorado (p.u.)	Angulo (grados)
Daule Peripa 138 kV	1.04	3.63	-	1.04	3.63
4 Esquinas 138 Kv	1.02	-0.58	-	1.02	-0.58
Chone 138 Kv	0.96	-1.07	-	0.96	-1.07
Chone 69kv	0.96	-1.94	-	0.96	-1.94
4 Esquina 69 Kv	1.02	-1.99	-	1.02	-1.99
DAULE PERIPA	1.05	8.09	-	1.05	8.09
San Gregorio 230Kv	0.96	-9.84	-	1.03	0.32
San Gregorio138Kv	0.95	-10.67	-	1.03	-0.40
Montecristi 138 Kv	0.93	-12.78	-	1.01	-2.22
San Juan de Manta 230Kv	0.94	-12.40	-	1.01	-1.89
San Juan de Manta 69Kv	0.93	-14.63	-	1.00	-3.80
Montecristi 69 kV	0.93	-14.78	-	1.00	-3.93
Quevedo 230kV	1.05	0.00	-	1.05	0.00
Quevedo 138 kV	1.04	0.92	-	1.04	0.92
Quevedo 69 kV	1.03	0.24	-	1.03	0.24
Termopichincha 69 kV	0.93	-14.72	-	1.00	-3.88
26	-	-	-	1.07	4.81
27	-	-	-	1.02	-4.71
Se instaló un banco de capacitor serie de 30 Mvar en la línea de transmisión de Quevedo - San Gregorio a nivel de 230 kV.					

Tabla 5.33 – Modificaciones para mejorar el sistema, 2018.

Año 2020					
Barra	Resultados iniciales		Se instaló	Resultados finales	
	Voltaje inicial (p.u.)	Angulo (grados)		Voltaje mejorado (p.u.)	Angulo (grados)
Daule Peripa 138 kV	1.04	3.06		1.04	3.05
4 Esquinas 138 Kv	1.01	-1.52		1.02	-1.52
Chone 138 Kv	0.95	-2.00		0.96	-2.12
Chone 69kv	0.94	-2.98	Capacitor 6 Mvar	0.96	-3.07
4 Esquina 69 Kv	1.01	-3.09		1.01	-3.09
DAULE PERIPA	1.05	7.53		1.05	7.51
San Gregorio 230Kv	1.03	0.36		1.03	0.36
San Gregorio138Kv	1.02	-0.40		1.02	-0.40
Montecristi 138 Kv	1.00	-2.33		1.00	-2.33
San Juan de Manta 230Kv	1.01	-1.99		1.01	-1.99
San Juan de Manta 69Kv	1.00	-4.03		1.00	-4.03
Montecristi 69 kV	1.00	-4.17		1.00	-4.17
Quevedo 230kV	1.05	0.00		1.05	0.00
Quevedo 138 kV	1.04	0.65		1.04	0.66
Quevedo 69 kV	1.03	-0.12		1.03	-0.11
Termopichincha 69 kV	1.00	-4.11		1.00	-4.11
26	1.07	5.11		1.07	5.11
27	1.02	-5.02		1.02	-5.02

Tabla 5.34 – Modificaciones para mejorar el sistema, 2020.

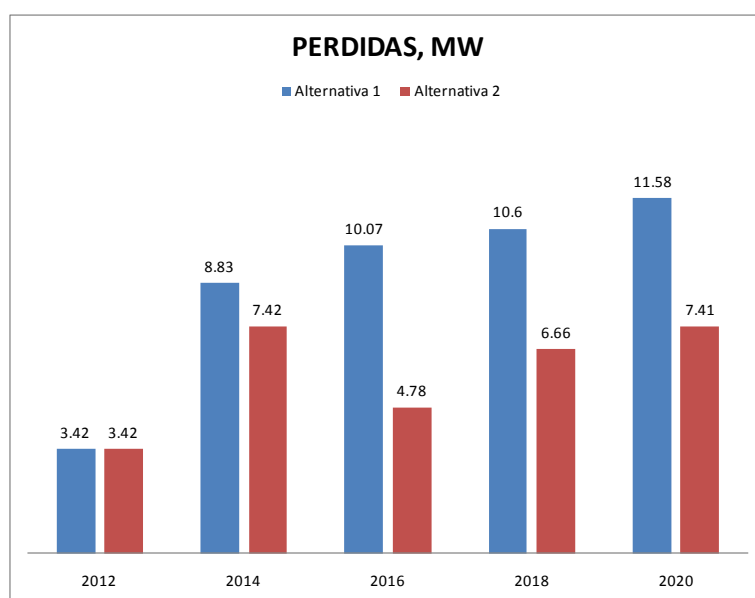
Se presentan los resultados de las simulaciones enfatizando en lo que son pérdidas, cargas y generación:

	ALTERNATIVA 1						
AÑO	CARGA		GENERACION		PERDIDAS		% pérdidas activas
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
2012	211.25	102.44	214.67	98.18	3.42	-4.26	1.59
2014	328.25	157.44	337.08	197.71	8.83	40.27	2.62
2016	354.25	170.44	364.32	220.67	10.07	50.23	2.76
2018	379.25	184.44	389.85	204.58	10.6	20.14	2.72
2020	404.25	197.44	415.83	220.62	11.58	23.18	2.78

Tabla 5.35 – Resultados de generación, carga y pérdidas por año, Alternativa 1.

	ALTERNATIVA 2						
AÑO	CARGA		GENERACION		PERDIDAS		% pérdidas activas
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
2012	211.25	102.44	214.67	98.18	3.42	-4.26	1.59
2014	328.25	157.44	335.67	186.05	7.42	28.61	2.21
2016	354.25	170.44	359.03	167.66	4.78	-2.78	1.33
2018	379.25	184.44	385.91	198.62	6.66	14.18	1.73
2020	404.25	197.44	411.66	216.39	7.41	18.95	1.80

Tabla 5.36 – Resultados de generación, carga y pérdidas por año, Alternativa 2.



5.3 COMPARACIONES DE RESULTADOS ENTRE ALTERNATIVA 1 Y 2.

Tabla 5.37 – Comparaciones de voltajes.

BARRAS	2012				2014				2016				2018				2020			
	Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 1		Alternativa 2		Alternativa 1		Alternativa 2	
	Vpu	δ	Vpu	δ	Vpu	δ	Vpu	δ	Vpu	δ	Vpu	δ	Vpu	δ	Vpu	δ	Vpu	δ	Vpu	δ
Daule Peripa 138 kV	1.05	0.03	1.05	0.03	1.05	4.50	1.05	4.50	1.05	4.13	1.05	0.61	1.04	3.63	1.04	3.63	1.04	3.05	1.04	3.06
4 Esquinas 138 Kv	1.05	-3.10	1.05	-3.10	1.04	1.05	1.04	1.05	1.03	0.27	1.03	-3.26	1.02	-0.58	1.02	-0.57	1.02	-1.52	1.01	-1.52
Chone 138 Kv	0.98	-3.77	0.98	-3.77	0.98	0.45	0.98	0.45	0.97	-0.28	0.97	-3.81	0.96	-1.07	0.96	-1.07	0.96	-2.12	0.95	-2.00
Chone 69kv	0.98	-4.44	0.98	-4.44	0.97	-0.27	0.97	-0.27	0.96	-1.09	0.96	-4.62	0.96	-1.94	0.96	-1.94	0.96	-3.07	0.94	-2.98
4 Esquina 69 Kv	1.05	-4.05	1.05	-4.05	1.05	-0.03	1.05	-0.03	1.03	-0.98	1.03	-4.52	1.02	-1.99	1.02	-1.98	1.01	-3.09	1.01	-3.09
DAULE PERIPA	1.05	2.28	1.05	2.28	1.05	8.83	1.05	8.83	1.05	8.58	1.05	3.69	1.05	8.09	1.05	8.09	1.05	7.51	1.05	7.53
San Gregorio 230Kv	1.03	-2.66	1.03	-2.66	0.99	-8.33	1.01	-3.97	0.97	-9.00	1.05	-2.41	1.03	0.32	1.05	-2.75	1.03	0.36	1.05	-3.04
San Gregorio138Kv	1.03	-3.40	1.03	-3.40	0.98	-9.01	1.00	-4.63	0.97	-9.75	1.05	-2.92	1.03	-0.40	1.05	-3.30	1.02	-0.40	1.05	-3.62
Montecristi 138 Kv	1.00	-5.27	1.00	-5.27	0.97	-10.75	0.98	-6.21	0.95	-11.65	1.03	-4.18	1.01	-2.22	1.03	-4.68	1.00	-2.33	1.03	-5.09
San Juan de Manta 230kv	0.00	0.00	0.00	0.00	0.97	-10.43	0.99	-5.94	0.96	-11.30	1.04	-3.44	1.01	-1.89	1.04	-3.88	1.01	-1.99	1.04	-4.24
San Juan de Manta 69Kv	0.00	0.00	0.00	0.00	0.97	-12.22	0.97	-7.68	0.95	-13.28	1.02	-5.26	1.00	-3.80	1.03	-5.83	1.00	-4.03	1.03	-6.31
Montecristi 69 kV	1.00	-7.07	1.00	-7.07	0.97	-12.34	0.97	-7.79	0.95	-13.42	1.02	-5.41	1.00	-3.93	1.03	-5.98	1.00	-4.17	1.03	-6.47
Quevedo 230kV	1.05	0.00	1.05	0.00	1.05	0.00	1.05	0.00	1.05	0.00	1.05	0.00	1.05	0.00	1.05	0.00	1.05	0.00	1.05	0.00
Quevedo 138 kV	1.04	-0.30	1.04	-0.30	1.04	1.35	1.04	1.35	1.04	1.15	1.04	-0.34	1.04	0.92	1.04	0.92	1.04	0.66	1.04	0.65
Quevedo 69 kV	1.04	-0.83	1.04	-0.83	1.04	0.80	1.04	0.80	1.04	0.52	1.04	-1.25	1.03	0.24	1.03	0.24	1.03	-0.11	1.03	-0.12
Termopichincha 69 kV	1.00	-7.06	1.00	-7.06	0.97	-12.29	0.97	-7.73	0.95	-13.36	1.02	-5.33	1.00	-3.88	1.03	-5.90	1.00	-4.11	1.03	-6.39
26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.07	4.81	-	-	1.07	5.11	-	-
27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.02	-4.71	-	-	1.02	-5.02	-	-

Tabla 5.38 – Comparaciones de generación.

Barra	2012					
	Alternativa 1			Alternativa 2		
	GenMW	Gen MVAR	Capacitor paralelo	GenMW	Gen MVAR	Capacitor paralelo
Chone 69kv	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4 Esquina 69 Kv	20.50	16.42	24.25	20.50	16.42	24.25
DAULE PERIPA	108.00	8.12	0.00	108.00	8.12	0.00
San Gregorio 230Kv	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Montecristi 69 kV	0.00	0.00	12.11	0.00	0.00	12.11
Quevedo 230kV	69.37	32.28	0.00	69.37	32.28	0.00
Quevedo 69 kV	12.00	0.00	0.00	12.00	0.00	0.00
Termopichincha 69 kV	4.80	5.00	0.00	4.80	5.00	0.00
	214.67	61.82	36.36	214.67	61.82	36.36

Barra	2014					
	Alternativa 1			Alternativa 2		
	GenMW	Gen MVAR	Capacitor paralelo	GenMW	Gen MVAR	Capacitor paralelo
Chone 69kv	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4 Esquina 69 Kv	20.50	18.00	24.08	20.50	18.00	24.08
DAULE PERIPA	208.05	8.92	0.00	208.05	8.92	0.00
San Gregorio 230Kv	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Montecristi 69 kV	0.00	0.00	12.00	0.00	0.00	11.99
Quevedo 230kV	88.73	87.67	0.00	87.32	106.06	0.00
Quevedo 69 kV	15.00	12.00	0.00	15.00	12.00	0.00
Termopichincha 69 kV	4.80	5.00	30.04	4.80	5.00	0.00
	337.08	131.59	66.12	335.67	149.98	36.07

Barra	2016					
	Alternativa 1			Alternativa 2		
	GenMW	Gen MVAR	Capacitor paralelo	GenMW	Gen MVAR	Capacitor paralelo
Chone 69kv	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4 Esquina 69 Kv	20.50	18.00	24.00	20.50	18.00	24.00
DAULE PERIPA	213.00	16.06	0.00	147.20	15.79	0.00
San Gregorio 230Kv	0.00	0.00	0.00	75.00	73.72	0.00
Montecristi 69 kV	0.00	0.00	12.00	0.00	0.00	12.00
Quevedo 230kV	111.02	103.63	0.00	111.53	7.15	0.00
Quevedo 69 kV	15.00	12.00	0.00	0.00	12.00	0.00
Termopichincha 69 kV	4.80	5.00	29.98	4.80	5.00	0.00
	364.32	154.69	65.98	359.03	131.66	36.00

Barra	2018					
	Alternativa 1			Alternativa 2		
	GenMW	Gen MVAR	Capacitor paralelo	GenMW	Gen MVAR	Capacitor paralelo
Chone 69kv	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4 Esquina 69 Kv	20.50	18.00	24.00	20.50	18.00	23.56
DAULE PERIPA	213.00	21.90	0.00	213.00	22.22	0.00
San Gregorio 230Kv	0.00	0.00	0.00	75.00	60.78	0.00
Montecristi 69 kV	0.00	0.00	12.00	0.00	0.00	12.00
Quevedo 230kV	136.55	81.72	0.00	57.61	21.09	0.00
Quevedo 69 kV	15.00	12.00	0.00	15.00	12.00	0.00
Termopichincha 69 kV	4.80	5.00	29.96	4.80	5.00	0.00
San Juan de Manta 69 kV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.97
	389.85	138.62	65.96	385.91	139.09	59.53

Barra	2020					
	Alternativa 1			Alternativa 2		
	GenMW	Gen MVAR	Capacitor paralelo	GenMW	Gen MVAR	Capacitor paralelo
Chone 69kv	0.00	0.00	5.96	0.00	0.00	0.00
4 Esquina 69 Kv	20.50	18.00	24.10	20.50	18.00	24.00
DAULE PERIPA	213.00	24.92	0.00	213.00	30.06	0.00
San Gregorio 230Kv	0.00	0.00	0.00	75.00	69.02	0.00
Montecristi 69 kV	0.00	0.00	12.01	0.00	0.00	12.01
Quevedo 230kV	162.53	88.63	0.00	83.36	22.27	0.00
Quevedo 69 kV	15.00	12.00	0.00	15.00	12.00	0.00
Termopichincha 69 kV	4.80	5.00	30.00	4.80	5.00	0.00
San Juan de Manta 69 kV	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	24.03
	415.83	148.55	72.07	411.66	156.35	60.04

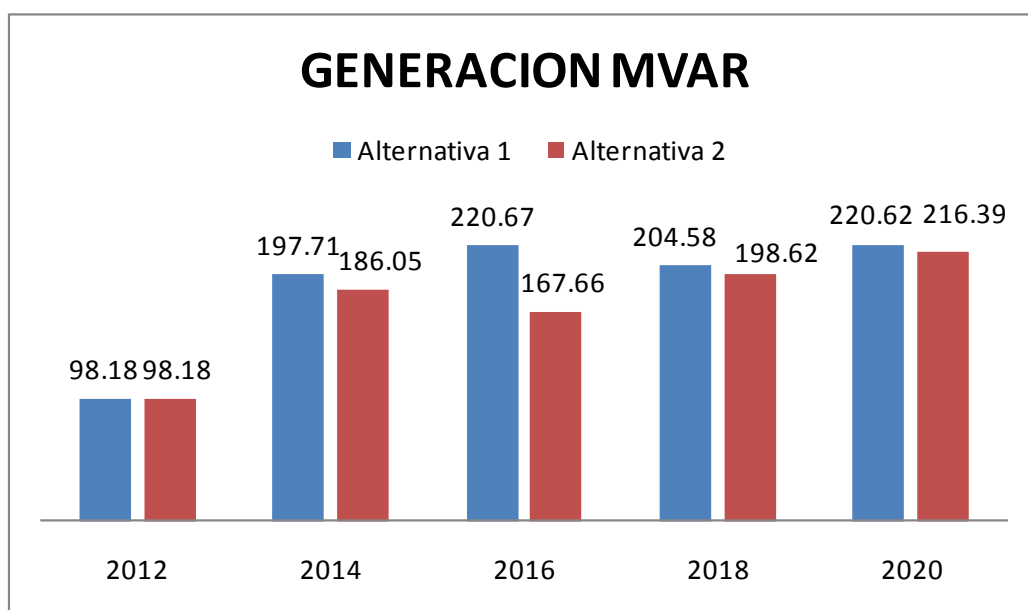
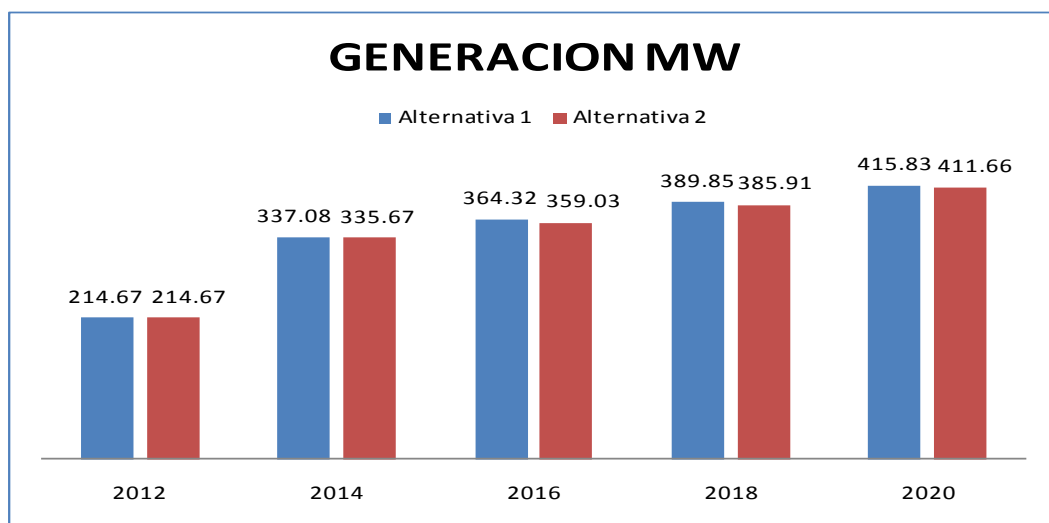


Tabla 5.39 – Comparaciones de líneas de transmisiones y transformadores.

2012		Alternativa 1	Alternativa 2
From Name	To Name	% of MVA Limit (Max)	% of MVA Limit (Max)
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	22.20	22.20
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	22.20	22.20
Daule Peripa 138 kV	Chone 138 Kv	49.20	49.20
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	36.10	36.10
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	36.10	36.10
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	36.10	36.10
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	5.60	5.60
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	5.60	5.60
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	31.00	31.00
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	31.00	31.00
San Gregorio138Kv	4 Esquinas 138 Kv	0.00	0.00
Chone 69kv	Chone 138 Kv	20.70	20.70
Chone 69kv	Chone 138 Kv	20.70	20.70
San Gregorio 230Kv	San Gregorio138Kv	24.40	24.40
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	0.00	0.00
Quevedo 230kV	San Gregorio 230Kv	15.80	15.80
San Gregorio138Kv	Montecristi 138 Kv	48.40	48.40
Montecristi 138 Kv	Montecristi 69 kV	54.00	54.00
San Juan de Manta 230Kv	San Juan de Manta 69Kv	0.00	0.00
San Juan de Manta 69Kv	Termopichincha 69 kV	0.00	0.00
Montecristi 69 kV	Termopichincha 69 kV	6.90	6.90
Quevedo 230kV	Quevedo 138 kV	13.20	13.20
Quevedo 138 kV	Quevedo 69 kV	20.40	20.40

2014		Alternativa 1	Alternativa 2
From Name	To Name	% of MVA Limit (Max)	% of MVA Limit (Max)
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	24.30	24.30
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	24.30	24.30
Daule Peripa 138 kV	Chone 138 Kv	52.40	52.40
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	69.40	69.40
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	69.40	69.40
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	69.40	69.40
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	46.00	46.00
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	46.00	46.00
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	34.70	34.70
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	34.70	34.70
San Gregorio138Kv	4 Esquinas 138 Kv	0.00	0.00
Chone 69kv	Chone 138 Kv	22.30	22.30
Chone 69kv	Chone 138 Kv	22.30	22.30
San Gregorio 230Kv	San Gregorio138Kv	19.80	20.90
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	33.00	34.90
San Gregorio 230Kv	Quevedo 230kV	-	25.10
Quevedo 230kV	San Gregorio 230Kv	48.50	25.10
San Gregorio138Kv	Montecristi 138 Kv	39.30	41.40
Montecristi 138 Kv	Montecristi 69 kV	43.90	46.40
San Juan de Manta 230Kv	San Juan de Manta 69Kv	51.70	54.70
San Juan de Manta 69Kv	Termopichincha 69 kV	25.90	12.50
Montecristi 69 kV	Termopichincha 69 kV	21.60	17.70
Quevedo 230kV	Quevedo 138 kV	46.10	46.10
Quevedo 138 kV	Quevedo 69 kV	18.20	18.20

2016		Alternativa 1	Alternativa 2
From Name	To Name	% of MVA Limit (Max)	% of MVA Limit (Max)
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	26.90	26.90
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	26.90	26.90
Daule Peripa 138 kV	Chone 138 Kv	57.10	57.10
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.20	49.30
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.20	49.30
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.20	49.30
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	43.20	14.10
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	43.20	14.10
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	39.10	39.10
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	39.10	39.10
San Gregorio138Kv	4 Esquinas 138 Kv	0.00	0.00
Chone 69kv	Chone 138 Kv	24.50	24.50
Chone 69kv	Chone 138 Kv	24.50	24.50
San Gregorio 230Kv	San Gregorio138Kv	21.30	17.70
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	35.60	20.20
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	-	20.20
San Gregorio 230kV	Quevedo 230kV	-	13.30
Quevedo 230kV	San Gregorio 230Kv	53.00	13.30
San Gregorio138Kv	Montecristi 138 Kv	42.40	35.20
Montecristi 138 Kv	Montecristi 69 kV	47.30	39.70
San Juan de Manta 230Kv	San Juan de Manta 69Kv	55.70	63.30
San Juan de Manta 69Kv	Termopichincha 69 kV	25.90	22.80
Montecristi 69 kV	Termopichincha 69 kV	22.60	28.60
Quevedo 230kV	Quevedo 138 kV	40.90	14.80
Quevedo 138 kV	Quevedo 69 kV	20.90	29.60

2018		Alternativa 1	Alternativa 2
From Name	To Name	% of MVA Limit (Max)	% of MVA Limit (Max)
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	29.40	29.40
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	29.40	29.40
Daule Peripa 138 kV	Chone 138 Kv	60.50	60.50
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.40	71.40
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.40	71.40
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.40	71.40
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	39.10	39.10
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	39.10	39.10
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	43.00	43.00
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	43.00	43.00
San Gregorio138Kv	4 Esquinas 138 Kv	0.00	0.00
Chone 69kv	Chone 138 Kv	26.10	26.10
Chone 69kv	Chone 138 Kv	26.10	26.10
San Gregorio 230Kv	San Gregorio138Kv	23.10	18.50
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	38.60	20.90
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	-	20.90
San Gregorio 230Kv	26	55.30	-
San Gregorio 230kV	Quevedo 230kV	-	15.20
Quevedo 230kV	San Gregorio 230Kv	-	15.20
San Gregorio138Kv	Montecristi 138 Kv	45.90	36.70
Montecristi 138 Kv	Montecristi 69 kV	51.30	41.30
San Juan de Manta 230Kv	San Juan de Manta 69Kv	60.40	65.70
San Juan de Manta 69Kv	Termopichincha 69 kV	25.80	26.90
Montecristi 69 kV	Termopichincha 69 kV	24.30	33.20
Quevedo 230kV	Quevedo 138 kV	34.90	35.00
Quevedo 138 kV	Quevedo 69 kV	23.00	23.00
27	Quevedo 230kV	54.40	-
26	27	53.30	-

2020		Alternativa 1	Alternativa 2
From Name	To Name	% of MVA Limit (Max)	% of MVA Limit (Max)
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	32.00	32.10
Daule Peripa 138 kV	4 Esquinas 138 Kv	32.00	32.10
Daule Peripa 138 kV	Chone 138 Kv	62.90	65.90
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.50	71.70
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.50	71.70
DAULE PERIPA	Daule Peripa 138 kV	71.50	71.70
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	34.50	34.60
Daule Peripa 138 kV	Quevedo 138 kV	34.50	34.60
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	47.10	47.10
4 Esquinas 138 Kv	4 Esquina 69 Kv	47.10	47.10
San Gregorio138Kv	4 Esquinas 138 Kv	0.00	0.00
Chone 69kv	Chone 138 Kv	27.40	28.60
Chone 69kv	Chone 138 Kv	27.40	28.60
San Gregorio 230Kv	San Gregorio138Kv	24.70	19.70
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	41.30	22.30
San Gregorio 230Kv	San Juan de Manta 230Kv	-	22.30
San Gregorio 230Kv	26	59.30	-
San Gregorio 230kV	Quevedo 230kV	-	16.80
Quevedo 230kV	San Gregorio 230Kv	-	16.80
San Gregorio138Kv	Montecristi 138 Kv	49.00	39.10
Montecristi 138 Kv	Montecristi 69 kV	54.60	43.90
San Juan de Manta 230Kv	San Juan de Manta 69Kv	64.40	69.90
San Juan de Manta 69Kv	Termopichincha 69 kV	25.80	28.70
Montecristi 69 kV	Termopichincha 69 kV	25.50	35.10
Quevedo 230kV	Quevedo 138 kV	28.10	28.90
Quevedo 138 kV	Quevedo 69 kV	25.70	25.70
27	Quevedo 230kV	58.20	-
26	27	59.30	-

5.4 ANALISIS PARA CARGA MÍNIMA.

El sistema de potencia inicial a simular es el que se muestra en la APENDICE M, que es el 2020 ya que a este año se conectaron toda la compensación de reactivo propuesta por el trabajo de Tesis, Alternativa 1.

Para poder elegir la carga mínima, utilizaremos una curva característica de Manabí, la cual se muestra a continuación:

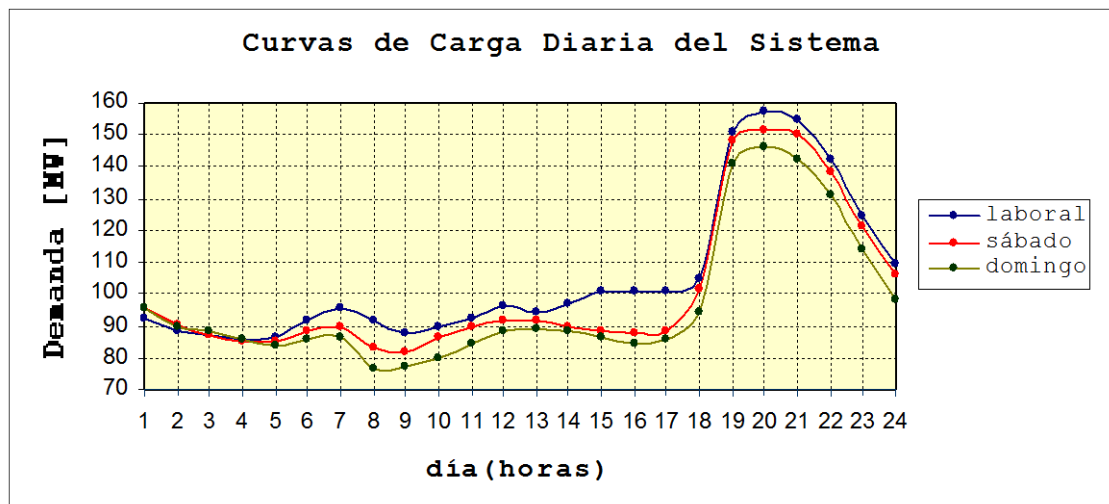


Fig. 5.1 – Curva característica de carga diaria de Manabí.

Nótese que en Fig. 5.1 se detalla la demanda máxima y mínima en los días laborables, sábados y domingos.

	Demanda máxima	Demanda mínima	D. min / D. max
Días laborables	158	89	0.56
Sábados	151	81	0.54
Domingos	148	78	0.53

Tabla 5.40 – Relación de demanda mínima respecto a la máxima.

Los valores de carga para la simulación del sistema de potencia a carga mínima se basan en la curva característica diaria de la Fig. 5.1.

CARGA MINIMA		
	MW	MVAR
PORTOVIEJO	46	22
SEVERINO	6	3
CHONE	26	13
MONTECRISTI	37	19
QUEVEDO	28	14
SAN JUAN DE MANTA	62	30
	205	101

Tabla 5.41 – Demanda de potencia para carga mínima, Mw.

Con estos valores se simuló, para observa que sucede para carga mínima con capacitores conectados por Alternativa 1, y se muestra en la APENDICE O.

Y los resultados obtenidos se muestran en las Tablas 5.42 y 5.43:

Bus Records									
Name	Nom kV	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar
Daule Peripa 138 kV	138.00	1.05	145.45	2.46					0.00
4 Esquinas 138 Kv	138.00	1.05	144.94	0.79					0.00
Chone 138 Kv	138.00	1.02	141.05	-0.14	6.25	3.44			0.00
Chone 69kv	69.00	1.02	70.38	-0.57	26.00	13.00	0.00	0.00	6.03
4 Esquina 69 Kv	69.00	1.05	72.45	0.26	46.00	22.00	20.50	-2.64	24.00
DAULE PERIPA	138.00	1.05	144.90	4.95			120.00	-7.81	0.00
San Gregorio 230Kv	230.00	1.04	238.99	-0.02			0.00	0.00	0.00
San Gregorio138Kv	138.00	1.04	143.47	-0.38					0.00
Montecristi 138 Kv	138.00	1.03	142.82	-1.37					0.00
San Juan de Manta 230Kv	230.00	1.04	238.25	-1.18					0.00
San Juan de Manta 69Kv	69.00	1.03	71.41	-2.13	62.00	30.00			0.00
Montecristi 69 kV	69.00	1.04	71.46	-2.20	37.00	19.00			12.00
Quevedo 230kV	230.00	1.05	241.50	0.00			62.73	4.93	0.00
Quevedo 138 kV	138.00	1.05	144.52	0.61					0.00
Quevedo 69 kV	69.00	1.05	72.21	0.09	28.00	14.00	0.00	12.00	0.00
Termopichincha 69 kV	69.00	1.04	71.51	-2.18			4.80	5.00	29.95
26	138.00	1.04	144.08	2.44					0.00
27	138.00	1.05	144.48	-2.45					0.00
					205.25	101.44	208.03	11.48	71.98

Tabla 5.42 - Resultados de barras para carga mínima con capacitores conectados por Alternativa 1.

Comparación de voltajes, Alternativa 1				
Barra	Carga máxima		Carga mínima	
	Voltaje inicial (p.u.)	Angulo (grados)	Voltaje mejorado (p.u.)	Angulo (grados)
Daule Peripa 138 kV	1.04	3.05	1.05	2.46
4 Esquinas 138 Kv	1.02	-1.52	1.05	0.79
Chone 138 Kv	0.96	-2.12	1.02	-0.14
Chone 69kv	0.96	-3.07	1.02	-0.57
4 Esquina 69 Kv	1.01	-3.09	1.05	0.26
DAULE PERIPA	1.05	7.51	1.05	4.95
San Gregorio 230Kv	1.03	0.36	1.04	-0.02
San Gregorio138Kv	1.02	-0.40	1.04	-0.38
Montecristi 138 Kv	1.00	-2.33	1.03	-1.37
San Juan de Manta 230Kv	1.01	-1.99	1.04	-1.18
San Juan de Manta 69Kv	1.00	-4.03	1.03	-2.13
Montecristi 69 kV	1.00	-4.17	1.04	-2.20
Quevedo 230kV	1.05	0.00	1.05	0.00
Quevedo 138 kV	1.04	0.66	1.05	0.61
Quevedo 69 kV	1.03	-0.11	1.05	0.09
Termopichincha 69 kV	1.00	-4.11	1.04	-2.18
26	1.07	5.11	1.04	2.44
27	1.02	-5.02	1.05	-2.45

Tabla 5.43 – Comparación de voltaje para carga máxima y mínima.

Las comparaciones que se notan analizando las simulaciones a carga mínima y máxima son las siguientes:

Barra	2020, Alternativa 1					
	CARGA MÁXIMA			CARGA MÍNIMA		
	GenMW	Gen MVAR	Capacitor paralelo	GenMW	Gen MVAR	Capacitor paralelo
Chone 69kv	0.00	0.00	5.96	0.00	0.00	6.03
4 Esquina 69 Kv	20.50	18.00	24.10	20.50	-2.64	24.00
DAULE PERIPA	213.00	24.92	0.00	120.00	-7.81	0.00
San Gregorio 230Kv	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Montecristi 69 kV	0.00	0.00	12.01			12.00
Quevedo 230kV	162.53	88.63	0.00	62.73	4.93	
Quevedo 69 kV	15.00	12.00	0.00	0.00	12.00	0.00
Termopichincha 69 kV	4.80	5.00	30.00	4.80	5.00	29.95
	415.83	148.55	72.07	208.03	11.48	71.98

Tabla 5.44 – Comparación de generación entre carga mínima y máxima.

En el APENDICE P, se muestra el simulado para carga mínima con capacitores desconectados por Alternativa 1. Y nos dieron los siguientes resultados.

Bus Records									
Name	Nom kv	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Mvar
Daule Peripa 138 kV	138.00	1.05	145.25	2.48					0.00
4 Esquinas 138 Kv	138.00	1.05	144.89	0.78					0.00
Chone 138 Kv	138.00	1.01	139.42	0.02	6.25	3.44			0.00
Chone 69kv	69.00	1.01	69.44	-0.42	26.00	13.00	0.00	0.00	0.00
4 Esquina 69 Kv	69.00	1.05	72.45	0.25	46.00	22.00	20.50	-1.66	24.00
DAULE PERIPA	138.00	1.05	144.90	4.97			120.00	-3.99	0.00
San Gregorio 230Kv	230.00	1.01	231.78	-4.84			0.00	0.00	0.00
San Gregorio138Kv	138.00	1.01	138.84	-5.23					0.00
Montecristi 138 Kv	138.00	1.00	137.33	-6.20					0.00
San Juan de Manta 230Kv	230.00	1.00	229.40	-6.03					0.00
San Juan de Manta 69Kv	69.00	0.99	68.36	-7.05	62.00	30.00			0.00
Montecristi 69 kV	69.00	0.99	68.36	-7.12	37.00	19.00			12.00
Quevedo 230kV	230.00	1.05	241.50	0.00			63.03	47.10	0.00
Quevedo 138 kV	138.00	1.05	144.45	0.61					0.00
Quevedo 69 kV	69.00	1.05	72.17	0.09	28.00	14.00	0.00	12.00	0.00
Termopichincha 69 kV	69.00	0.99	68.37	-7.08			4.80	5.00	0.00
26	138.00	1.03	141.86	-2.37					0.00
27	138.00	1.03	141.86	-2.37					0.00
					205.25	101.44	208.33	58.45	36.00

Tabla 5.45 – Resultados de barras para carga mínima con capacitores desconectados.

Comparación de voltajes, Alternativa 1				
Barra	Carga mínima			
	Con capacitores		Sin capacitores	
	Voltaje inicial (p.u.)	Angulo (grados)	Voltaje mejorado (p.u.)	Angulo (grados)
Daule Peripa 138 kV	1.05	2.46	1.05	2.48
4 Esquinas 138 Kv	1.05	0.79	1.05	0.78
Chone 138 Kv	1.02	-0.14	1.01	0.02
Chone 69kv	1.02	-0.57	1.01	-0.42
4 Esquina 69 Kv	1.05	0.26	1.05	0.25
DAULE PERIPA	1.05	4.95	1.05	4.97
San Gregorio 230Kv	1.04	-0.02	1.01	-4.84
San Gregorio138Kv	1.04	-0.38	1.01	-5.23
Montecristi 138 Kv	1.03	-1.37	1.00	-6.20
San Juan de Manta 230Kv	1.04	-1.18	1.00	-6.03
San Juan de Manta 69Kv	1.03	-2.13	0.99	-7.05
Montecristi 69 kV	1.04	-2.20	0.99	-7.12
Quevedo 230kV	1.05	0.00	1.05	0.00
Quevedo 138 kV	1.05	0.61	1.05	0.61
Quevedo 69 kV	1.05	0.09	1.05	0.09
Termopichincha 69 kV	1.04	-2.18	0.99	-7.08
26	1.04	2.44	1.03	-2.37
27	1.05	-2.45	1.03	-2.37

Tabla 5.46 – Comparación de voltajes para carga mínima sin y con capacitores conectados por Alternativa 1.

5.5 ANALISIS DE COSTOS.

Las inversiones que se hicieron cada año según la alternativa 1 y la alternativa 2 son los siguientes:

	INVERSIONES					
	ALTERNATIVA 1			ALTERNATIVA 2		
	Equipos Instalados	Ubicación	Costo del Equipo Instalado (Dol)	Equipos Instalados	Ubicación	Costo del Equipo Instalado (Dol)
2012	-	-	-	-	-	-
2014	Banco de capacitores shunt de 24 y 6 Mvar	Barra Termopichincha 69 kV	1,242,000.00	Línea de transmisión 110 Km a nivel de 230 kV	Entre barras Quevedo 230 kV y San Gregorio 230 kV	5,500,000.00
2016				Línea de transmisión 35 Km a nivel de 230 kV	Entre barras San Gregorio 230 kV y San Juan de Manta 230 kV	4,400,000.00
2018	Banco de capacitores serie de 30 Mvar	En la línea de transmisión de Quevedo a San Gregorio 230 kV	1,479,000.00	Banco de capacitores shunt de 24 Mvar	Barra de San Juan de Manta de 69 kV	790,500.00
2020	Banco de capacitor de 6 Mvar	Barra Chone 69 kV	451,500.00	-	-	-

Tabla 5.47 – Inversiones entre Alternativa 1 y 2.

La Alternativa 1 propone:

- En el año 2014 se instalan capacitores de 24 y 6 Mvar en la barra Termopichincha 69 kV.
- En el año 2018 se instala un banco de capacitor serie de 30 Mvar entre las barras de Quevedo 230 kV y San Gregorio 230 kV.
- En el año se instala un banco de capacitor de 6 Mvar en la barra Chone.

Para mantener el sistema en rangos permitidos de voltaje y cargabilidad de líneas de transmisión, la Alternativa 1 propone instalar 66 Mvar hasta el año horizonte, con esto se difiere las inversiones.

El Flujo de Caja General se muestra en la siguiente Fig. 5.2:



Fig. 5.2 - Flujo de Caja General.

El factor de carga, FC, de la Provincia de Manabí es de 0.67.

El costo del Mwh es de 80\$/Mwh.

La energía de pérdidas, $E_{\text{pérdidas}}$, se calcula de la siguiente manera:

$$E_{\text{pérdidas}} = \text{Pérdidas} * \text{Costo del Mwh} * \text{Tiempo} * F. \text{Pérdidas}$$

Donde;

Pérdidas: Son las pérdidas de cada año.

Tiempo = 8760 horas.

F. Pérdidas: Es el factor de pérdidas que se calcula de la siguiente manera:

$$F. \text{ Pérdidas} = 0.2*FC + 0.8 FC^2$$

ALTERNATIVA 1

En esta Tabla 54 se observa los Costos de Pérdidas de cada año.

				E (Mwh)	Costo (\$)
Años	Periodos	Perdidas (Mw)	Costo \$/Mwh	Perdidas	de Perdidas
2012	0	3.42	80.00	14,773.48	1,181,878.46
2013	1	6.13	80.00	26,479.95	2,118,396.18
2014	2	8.83	80.00	38,143.23	3,051,458.12
2015	3	9.45	80.00	40,821.46	3,265,716.79
2016	4	10.07	80.00	43,499.69	3,479,975.45
2017	5	10.34	80.00	44,666.02	3,573,281.65
2018	6	10.60	80.00	45,789.15	3,663,132.06
2019	7	11.09	80.00	47,905.82	3,832,465.52
2020	8	11.58	80.00	50,022.49	4,001,798.98

Tabla 5.48 – Costo de Pérdidas de cada año, Alternativa 1.

El Costo Total por cada año se muestra en la Tabla 5.49 y se lo calcula de la siguiente manera:

$$\text{Costo Total (\$)} = \text{Inversiones} + \text{Costo Pérdidas}$$

En la Tabla 5.49, también se muestra el Valor Presente, VP, para cada año y su respectivo total y se lo calcula de la siguiente manera:

$$VP = VF * \frac{1}{(1+i)^n};$$

Donde;

VP: Valor Presente.

VF: Valor Futuro = Costo Total.

i: Tasa de descuento. (8,10 y 12 %).

Años	Periodos	Inversiones (\$)	Costo	Costo Total	Valor Presente VP(\$)		
			de Pérdidas (\$)	(\$)	i=0.08	i=0.10	i=0.12
2012	0		1,181,878.46	1,181,878.46	1,181,878.46	1,181,878.46	1,181,878.46
2013	1		2,118,396.18	2,118,396.18	1,961,477.94	1,925,814.71	1,891,425.16
2014	2	1,242,000.00	3,051,458.12	4,293,458.12	3,680,948.32	3,548,312.50	3,422,718.53
2015	3		3,265,716.79	3,265,716.79	2,592,431.28	2,453,581.36	2,324,472.70
2016	4		3,479,975.45	3,479,975.45	2,557,885.85	2,376,870.06	2,211,587.31
2017	5		3,573,281.65	3,573,281.65	2,431,915.45	2,218,726.77	2,027,575.97
2018	6	1,479,000.00	3,663,132.06	5,142,132.06	3,240,415.44	2,902,599.49	2,605,164.13
2019	7		3,832,465.52	3,832,465.52	2,236,206.82	1,966,660.79	1,733,612.77
2020	8	451,500.00	4,001,798.98	4,453,298.98	2,405,978.87	2,077,496.84	1,798,612.77
					22,289,138.43	20,651,940.98	19,197,047.80

Tabla 5.49 – Costo Total y Valor Presente, Alternativa 1.

ALTERNATIVA 2.

Se muestra las siguientes tablas de resultados con datos de la Alternativa 2.

				E (Mwh)	Costo (\$)
Años	Periodos	Perdidas (Mw)	Costo \$/Mwh	Perdidas	de Perdidas
2012	0	3.42	80.00	14,773.48	1,181,878.46
2013	1	5.42	80.00	23,412.94	1,873,035.45
2014	2	7.42	80.00	32,052.41	2,564,192.44
2015	3	6.10	80.00	26,350.36	2,108,028.83
2016	4	4.78	80.00	20,648.32	1,651,865.21
2017	5	5.72	80.00	24,708.86	1,976,709.00
2018	6	6.66	80.00	28,769.41	2,301,552.78
2019	7	7.04	80.00	30,410.91	2,432,872.61
2020	8	7.41	80.00	32,009.21	2,560,736.66

Tabla 5.50 – Costo de Pérdidas de cada año, Alternativa 2.

Años	Periodos	Inversiones (\$)	Costo	Costo Total	Valor Presente VP(\$)		
			de Perdidas (\$)	(\$)	i=0.08	i=0.10	i=0.12
2012	0		1,181,878.46	1,181,878.46	1,181,878.46	1,181,878.46	1,181,878.46
2013	1		2,118,396.18	2,118,396.18	1,961,477.94	1,925,814.71	1,891,425.16
2014	2	1,242,000.00	3,051,458.12	4,293,458.12	3,680,948.32	3,548,312.50	3,422,718.53
2015	3		3,265,716.79	3,265,716.79	2,592,431.28	2,453,581.36	2,324,472.70
2016	4		3,479,975.45	3,479,975.45	2,557,885.85	2,376,870.06	2,211,587.31
2017	5		3,573,281.65	3,573,281.65	2,431,915.45	2,218,726.77	2,027,575.97
2018	6	1,479,000.00	3,663,132.06	5,142,132.06	3,240,415.44	2,902,599.49	2,605,164.13
2019	7		3,832,465.52	3,832,465.52	2,236,206.82	1,966,660.79	1,733,612.77
2020	8	451,500.00	4,001,798.98	4,453,298.98	2,405,978.87	2,077,496.84	1,798,612.77
					22,289,138.43	20,651,940.98	19,197,047.80

Tabla 5.51 – Costo Total y Valor Presente, Alternativa 2.

Y observando la Tabla 5.52, se nota que la comparación de costos que hay entre la Alternativa 1 respecto a la Alternativa 2.

Tasa de descuento, %	VP		ΔVP (Alter 1 - Alter 2)
	Alternativa 1	Alternativa 2	
8	22,289,138.43	22,048,515.43	240,623.00
10	20,651,940.98	20,682,373.27	-30,432.29
12	19,197,047.80	19,452,393.95	-255,346.15

Tabla 5.52 – Comparación de costos entre Alternativa 1 y 2.

CONCLUSIONES.

1. Después del análisis de las simulaciones se nota que técnicamente es posible mantener en condiciones normales de voltaje y potencia el sistema de Manabí hasta el 2020 con compensación de reactivo, sin necesidad de ingresar nuevas líneas de transmisión.
2. Unas de las falencias que tiene la Alternativa 2, es que en el año 2020 existe un nivel bajo de voltaje en la barra de Chone 69kV manteniendo un voltaje de 0.94p.u. Sin embargo otras barras no tienen problemas de voltajes.
3. Como desventaja de la alternativa 1, esta tiene mayores pérdidas respecto a las presentadas por la alternativa 2. Lo indicado se puede observar en la siguiente tablas:

AÑO	ALTERNATIVA 1						
	CARGA		GENERACION		PERDIDAS		% pérdidas activas
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
2012	211.25	102.44	214.67	98.18	3.42	-4.26	1.59
2014	328.25	157.44	337.08	197.71	8.83	40.27	2.62
2016	354.25	170.44	364.32	220.67	10.07	50.23	2.76
2018	379.25	184.44	389.85	204.58	10.6	20.14	2.72
2020	404.25	197.44	415.83	220.62	11.58	23.18	2.78

Tabla 5.35 – Resultados de generación, carga y pérdidas por año, Alternativa 1.

AÑO	ALTERNATIVA 2						
	CARGA		GENERACION		PERDIDAS		% pérdidas activas
	MW	MVAR	MW	MVAR	MW	MVAR	
2012	211.25	102.44	214.67	98.18	3.42	-4.26	1.59
2014	328.25	157.44	335.67	186.05	7.42	28.61	2.21
2016	354.25	170.44	359.03	167.66	4.78	-2.78	1.33
2018	379.25	184.44	385.91	198.62	6.66	14.18	1.73
2020	404.25	197.44	411.66	216.39	7.41	18.95	1.80

Tabla 5.36 – Resultados de generación, carga y pérdidas por año, Alternativa 2.

4. En la Alternativa 1 se realizó el análisis para carga mínima en el año 2020 con el afán de observar si existían problemas de sobre voltajes al estar todos los capacitores conectados observamos lo siguiente:

Comparación de voltajes, Alternativa 1				
Barra	Carga máxima		Carga mínima	
	Voltaje inicial (p.u.)	Angulo (grados)	Voltaje mejorado (p.u.)	Angulo (grados)
Daule Peripa 138 kV	1.04	3.05	1.05	2.46
4 Esquinas 138 Kv	1.02	-1.52	1.05	0.79
Chone 138 Kv	0.96	-2.12	1.02	-0.14
Chone 69kv	0.96	-3.07	1.02	-0.57
4 Esquina 69 Kv	1.01	-3.09	1.05	0.26
DAULE PERIPA	1.05	7.51	1.05	4.95
San Gregorio 230Kv	1.03	0.36	1.04	-0.02
San Gregorio138Kv	1.02	-0.40	1.04	-0.38
Montecristi 138 Kv	1.00	-2.33	1.03	-1.37
San Juan de Manta 230Kv	1.01	-1.99	1.04	-1.18
San Juan de Manta 69Kv	1.00	-4.03	1.03	-2.13
Montecristi 69 kV	1.00	-4.17	1.04	-2.20
Quevedo 230kV	1.05	0.00	1.05	0.00
Quevedo 138 kV	1.04	0.66	1.05	0.61
Quevedo 69 kV	1.03	-0.11	1.05	0.09
Termopichincha 69 kV	1.00	-4.11	1.04	-2.18
26	1.07	5.11	1.04	2.44
27	1.02	-5.02	1.05	-2.45

Tabla 5.43 – Comparación de voltaje para carga máxima y mínima.

Nótese que los resultados muestran un incremento de voltaje para el caso de mínima carga pero los voltajes no ocasionaran ningún tipo de daño ya que se encuentran en rangos permitidos.

5. En el análisis económico que se realizó es necesario mencionar que no se está considerando la inversión de la Línea de Transmisión que va desde la barra de Nanegalito hasta la Barra de San Gregorio a Nivel de 230kV.

A continuación se presenta una tabla con los resultados del análisis económico realizado:

Tasa de descuento, %	VP		ΔVP
	Alternativa 1	Alternativa 2	(Alter 1 - Alter 2)
8	22,289,138.43	22,048,515.43	240,623.00
10	20,651,940.98	20,682,373.27	-30,432.29
12	19,197,047.80	19,452,393.95	-255,346.15

Tabla 5.52 – Comparación de costos entre Alternativa 1 y 2.

Comparando la Alternativa 1 y la Alternativa 2, concluimos que podemos concluir que con una tasa de descuento del 8% el proyecto es factible para la Alternativa 2, sin embargo si la tasa de descuento fueran 10% o 12% la Alternativa a elegir sería la Alternativa 1.

6. Haciendo una comparación técnica entre las dos alternativas hay que mencionar que el Sistema que propone la Alternativa 2 está dimensionado para seguir trabajando para cargas mayores en los años posteriores del 2020; al contrario de la Alternativa 1 que para cargas superiores a las planteadas en el año 2020 presentaran problemas de voltajes en varias barras del sistema Manabí.
7. El ahorro por el diferimiento de las inversiones en el tiempo se compensa con el costo de las mayores pérdidas que se presentan en el sistema.

RECOMENDACIONES

1. Después que se realizó el análisis de las simulaciones en el año 2020 de la Alternativa 2 se recomienda instalar un banco de capacitor en la barra de Chone a nivel de 69 kV, para mejorar el rango de voltaje.
2. Si las tasas de descuento son altas, nos llevaría a recomendar para el sector eléctrico anticipar la inversión para reducir el costo de las pérdidas de energía que refleja una mejor selección desde el punto de vista económico.
3. Al realizar estos tipos de estudios es recomendable mantener las mismas condiciones de carga y parámetros técnicos de equipos instalados como transformadores, generadores y líneas de transmisión.

BIBLIOGRAFÍA

- 1 Ing. Salazar Pozo Julio, Elaboración de un Plan Estratégico de Continuidad en el Servicio eléctrico para la ciudad de Manta provincia de Manabí,
<http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/4926/1/7747.pdf>,
- 2 CONELEC, Estadística del Sector Ecuatoriano 2008, <http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/Boletin2008.pdf>, Publicación año 2008.
- 3 Ing. Anchundia Joffre, Estudio de Impacto Ambiental Definitivo de la Subestación Montecristi y Línea de Derivación. Ficha Técnica Publicado año 2010.
- 4 Unidad TRANSELECTRIC de CELEC, Plan de expansión de transmisión 2010 – 2020, http://www.transelectric.com.ec/transelectric_portal/files/plan%20de%20expansion.pdf, Octubre 2009.
- 5 Grainger John, Stevenson Jr. William, Análisis de Sistemas de Potencia. 3º edición.
- 6 Ing. Layana José, Información de cátedra de Sistema de Potencia II. Tomada año 2009 I Término

- 7 Prof. Gamarra Félix, Técnicas de análisis de redes eléctricas de gran potencia aplicadas a planeamientos,

www.carelec.gob.pe/Carelec/.../file/1_0-TÃ©cnicasPlaneamiento.pdf,

Publicación año Enero 2001.
- 8 Palma Rodrigo, Jeldres Cristian, Flujo de potencia dc con modelación de incertidumbres aplicado al caso Chileno, http://146.83.6.25/literatura/sistemas_potencia/LogicPaperFin2.pdf,
- 9 PhD. Mera Cristóbal, Información de cátedra de Sistema de Potencia III, Tomada 2010 II Término.
- 10 Schlabbach Juergen and Rofalski Karl-Heinz Power System Engineering. Edición 3º. Fecha de consulta 2010

APÉNDICES

APENDICE A

Potencia nominal, efectiva y número de centrales de generación por provincia.

Tipo de servicio	Provincia	Hidráulica			Térmica MCI			Térmica Turbogas			Térmica Turbovapor			Eólica			Interconexión			Total	Total	Total
		Potencia nominal (MW)	Potencia efectiva (MW)	#	Potencia nominal (MW)	Potencia efectiva (MW)	#	Potencia nominal (MW)	Potencia efectiva (MW)	#	Potencia nominal (MW)	Potencia efectiva (MW)	#	Potencia nominal (MW)	Potencia efectiva (MW)	#	Potencia nominal (MW)	Potencia efectiva (MW)	#	Potencia nominal (MW)	Potencia efectiva (MW)	# central
Público	Azuay	1113,4	1113,4	3	30,83	23,4	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1144,26	1136,83	5
	Bolívar	1,9	1,55	1	2,54	1,87	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,44	3,42	2
	Cañar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	35,3	31,3	1	-	-	-	-	-	-	35,3	31,3	1
	Carchi	5	4,86	4	2,5	1,8	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7,5	6,66	5
	Chimborazo	13,84	13,3	3	2,5	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16,34	15,3	4
	Colombia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	540	525	3	540	525	3
	Cotopaxi	28,4	28,04	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28,4	28,04	6
	El Oro	-	-	-	16,39	13,24	6	140	133,7	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	156,39	146,94	7
	Esmeraldas	-	-	-	9,93	8,1	2	-	-	-	132,5	131	1	-	-	-	-	-	-	142,43	139,1	3
	Fco. De	-	-	-	6,71	2,73	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,71	2,73	6
	Orellana																			0	0	0
	Galápagos	-	-	-	9,86	7,77	4	-	-	-	-	-	-	2,4	2,4	1	-	-	-	12,26	10,17	5
	Guayas	213	213	1	238,89	153,98	8	615,84	571,5	6	385	375,2	5	-	-	-	-	-	-	1452,73	1313,68	20
	Imbabura	9,24	9,07	4	16,48	13,2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25,72	22,27	5
	Loja	-	-	-	20,26	15,2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20,26	15,2	1
	Los Ríos	16	14,5	1	11,46	9,78	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27,46	24,28	2
	Manabí	9	9	2	40,4	32	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49,4	41	3
	Morona	38,83	38,29	2	4,78	2,7	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43,61	40,99	3
	Santiago																			0	0	0
	Napo	2,3	2,11	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,3	2,11	1

	Perú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110	-	1	110	0	1
	Pichincha	115,05	113,91	13	81,16	80,44	5	51,3	51	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	247,51	245,35	19
	Sta. Elena	-	-	-	27,3	6,2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27,3	6,2	1
	Sucumbíos	0,4	0,2	1	27,15	17,05	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27,55	17,25	6
	Tungurahua	466	447,9	4	10,42	3,3	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	476,42	451,2	6
	Zamora	2,4	2,4	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,4	2,4	1
	Chinchipe																			0	0	0
No Público	Cotopaxi	-	-	-	3,75	3,4	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,75	3,4	1
	Esmeraldas	-	-	-	1,72	1,72	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,72	1,72	1
	Fco. De	-	-	-	285,89	208,06	48	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	285,89	208,06	48
	Orellana																			0	0	0
	Napo	6,63	6,2	1	47,34	41,01	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53,97	47,21	7
	Pastaza	-	-	-	29,78	26,9	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,78	26,9	1
	Pichincha	15	14,8	2	0,32	0,32	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15,32	15,12	4
Sucumbíos	-	-	-	209,24	150,57	36	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	209,24	150,57	36	
Por efecto Estadístico se han considerado a Colombia y Perú como provincias por su potencia de interconexión.																						
Sin tener en cuenta la energía solar.																						

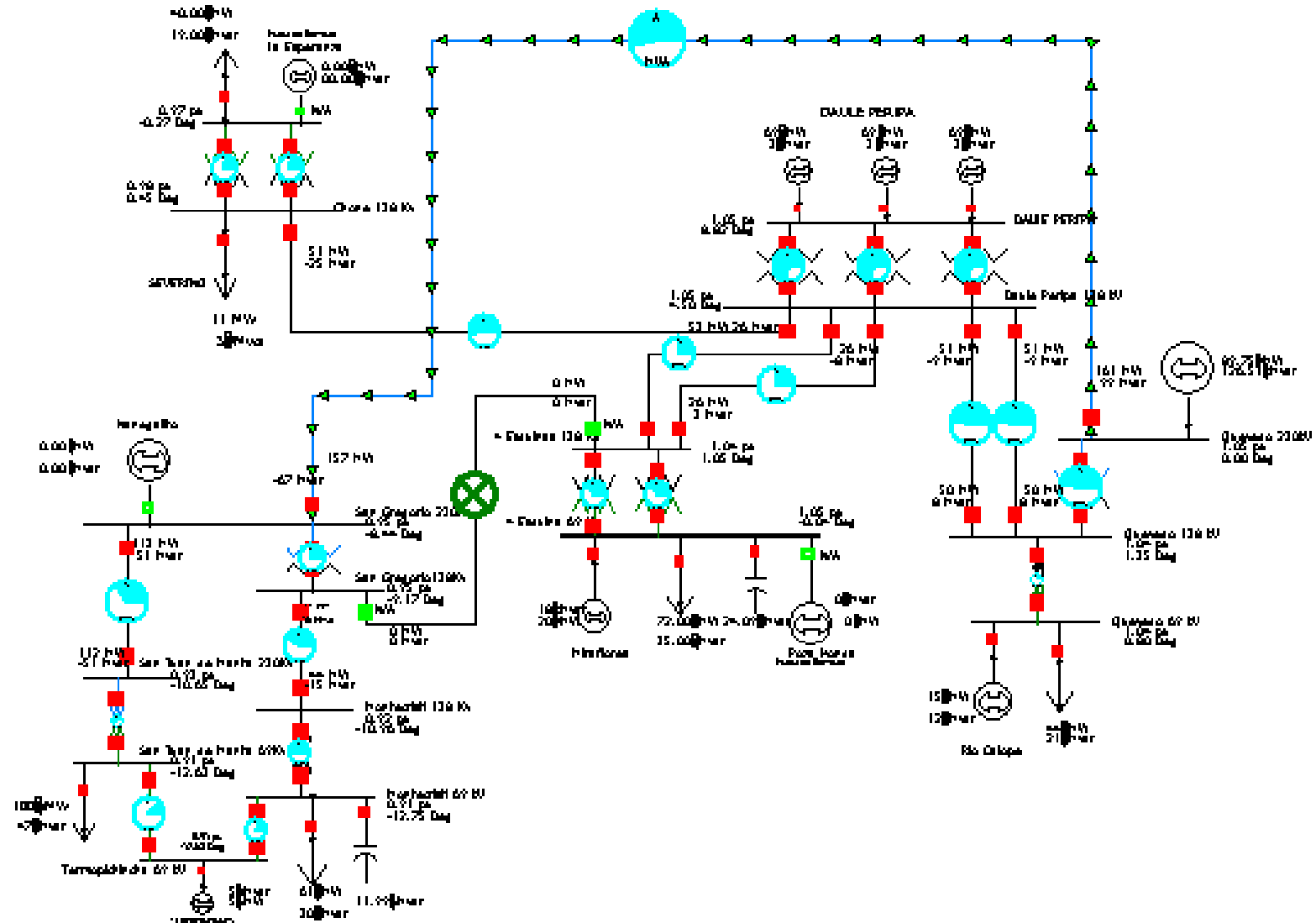
Fuente: Estadística del sector eléctrico Ecuatoriano 2008

APENDICE B

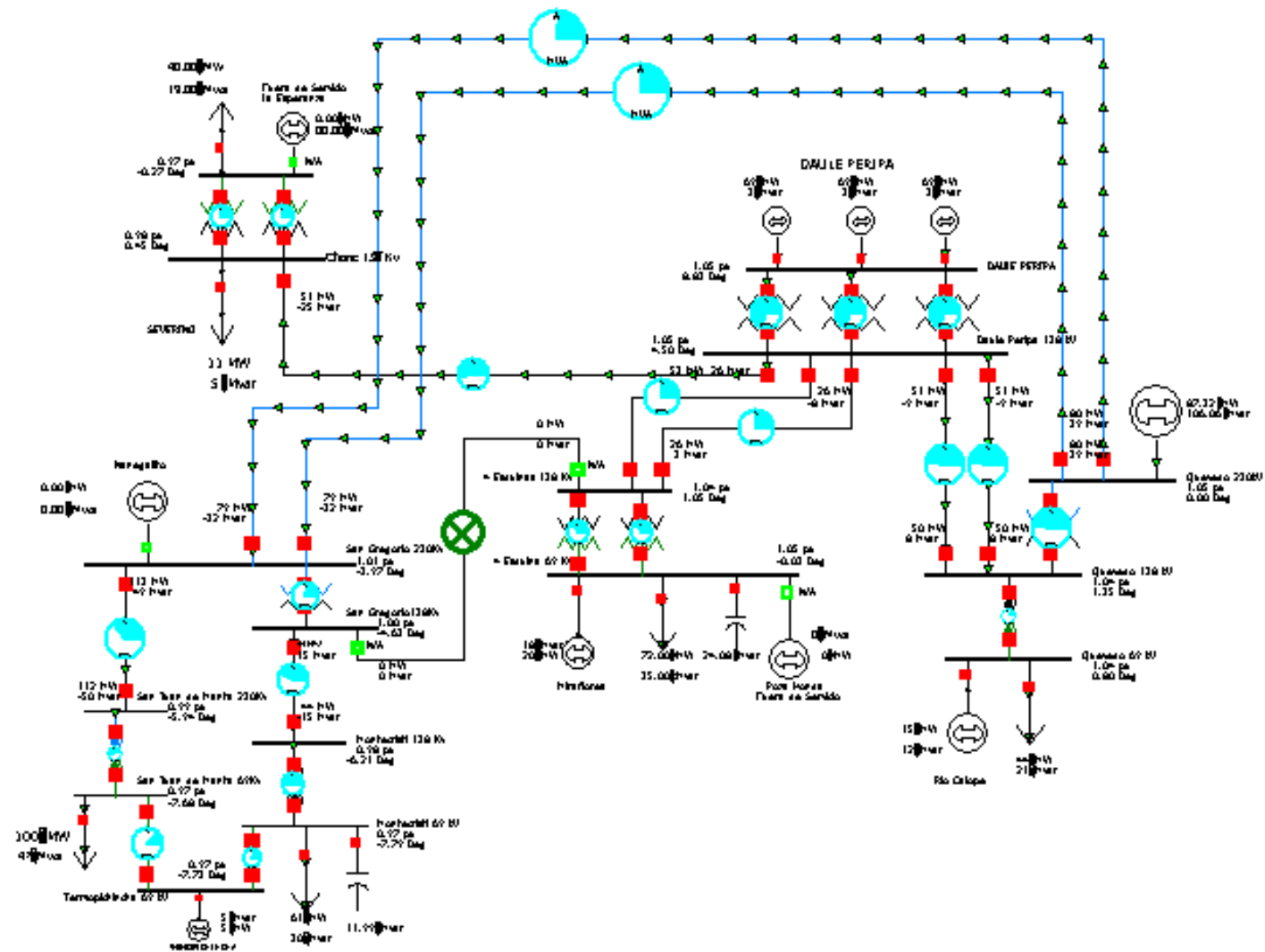
Líneas de transmisión de las empresas transmisoras.

Nivel voltaje (Kv)	Subestación Salida	Subestación Legada	Topología	Capacidad de transmisión				Circuitos	Conductor de fase		Longitud
				Continua		Emergencia			Tipo	Calibre	
				A	MVA	A	MVA				
	Agoyan	Puyo	R	377	90	460	110	1	ACSR Partridge	266,8	48,3
	Chone	Severino	R	475	114	590	141	1	ACSR Brant	397,5	30,25
	Cuenca	Limón	R	-	90	-	-	1	ACSR	266	56,4
		Loja	R	416	100	590	141	1	ACSR Brant	397,5	134,2
	Daule Peripa	Chone	R	475	114	590	141	1	ACSR Brant	397,5	63,75
		Portoviejo	R	474	113	590	141	2	ACSR Brant	397,5	91,2
	Electroquil	Posorja	R	475	113	590	141	1	ACSR Brant	397,5	83,34
	Ibarra	Tulcán	R	483	115	669	160	1	ACSR Flicker	477	74,48
	Las Juntas	Sta. Elena	R	-	113	-	-	1	ACSR	397,5	59,8
	Loja	Cumbaratza	R	-	90	-	-	1	ACSR	266	54,1
	Milagro	Babahoyo	R	475	113	590	141	1	ACSR Brant	397,5	47,3
		San Idelfonso	R	475	113	590	141	2	ACSR Brant	397,5	112,7
	Mulaló	Vicentina	R	469	112	669	160	1	ACSR Flicker	477	74
138	Pascuales	Electroquil	R	475	113	590	141	1	ACSR Brant	397,5	38,03
		Las Juntas	R	-	113	-	-	1	ACSR	397,5	45,68
		Policentro	R	527	126	669	160	2	ACSR Flicker	477	15,1
		Salitral	R	527	126	669	160	2	ACSR Flicker	477	17,4
	Paute	Cuenca	R	416	100	590	141	2	ACSR Brant	397,5	67,08
	Pomasqui	Ibarra	R	469	112	669	160	2	ACSR Flicker	477	
	Pucará	Ambato	R	469	112	669	160	1	ACSR Flicker	477	27,74
		Mulaló	R	469	112	669	160	1	ACSR Flicker	477	35
	Puyo	Tena	R	377	90	460	110	1	ACSR Partridge	266,8	66,13
	Quevedo	Daule Peripa	R	474	114	590	141	2	ACSR Brant	397,5	43,2
	San Idelfonso	Machala	R	475	113	590	141	2	ACSR Brant	397,5	
	Sta. Rosa	Vicentina	R	469	112	669	160	1	ACSR Flicker	477	18,5
	Sto. Domingo	Esmeraldas	R	474	113	590	141	2	ACSR Brant	397,5	154,8
	Tena	Orellana	R	377	90	473	113	1	ACAR	300	139

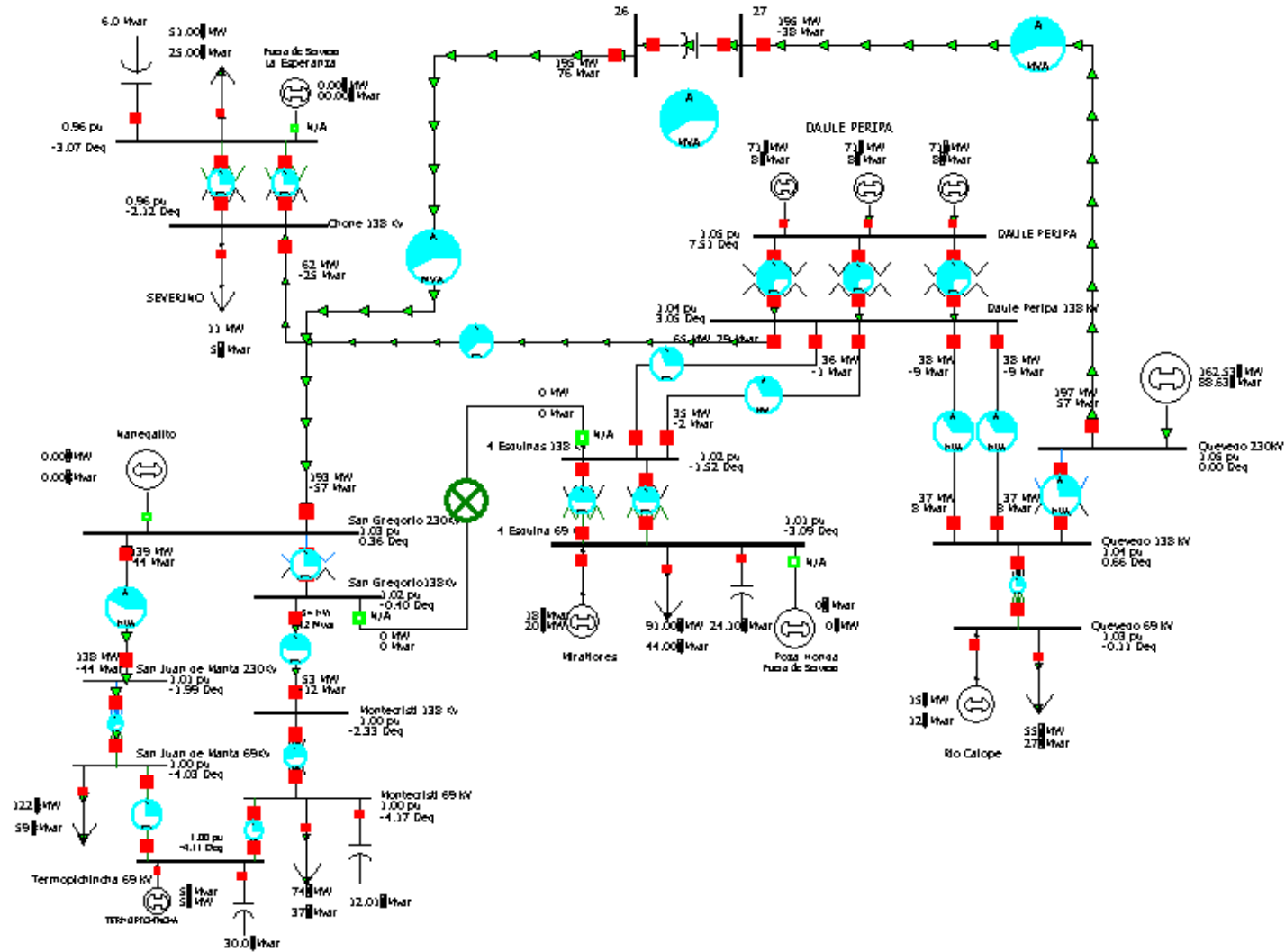
APENDICE D - Sistema de potencia inicial Alternativa 1, 2014.



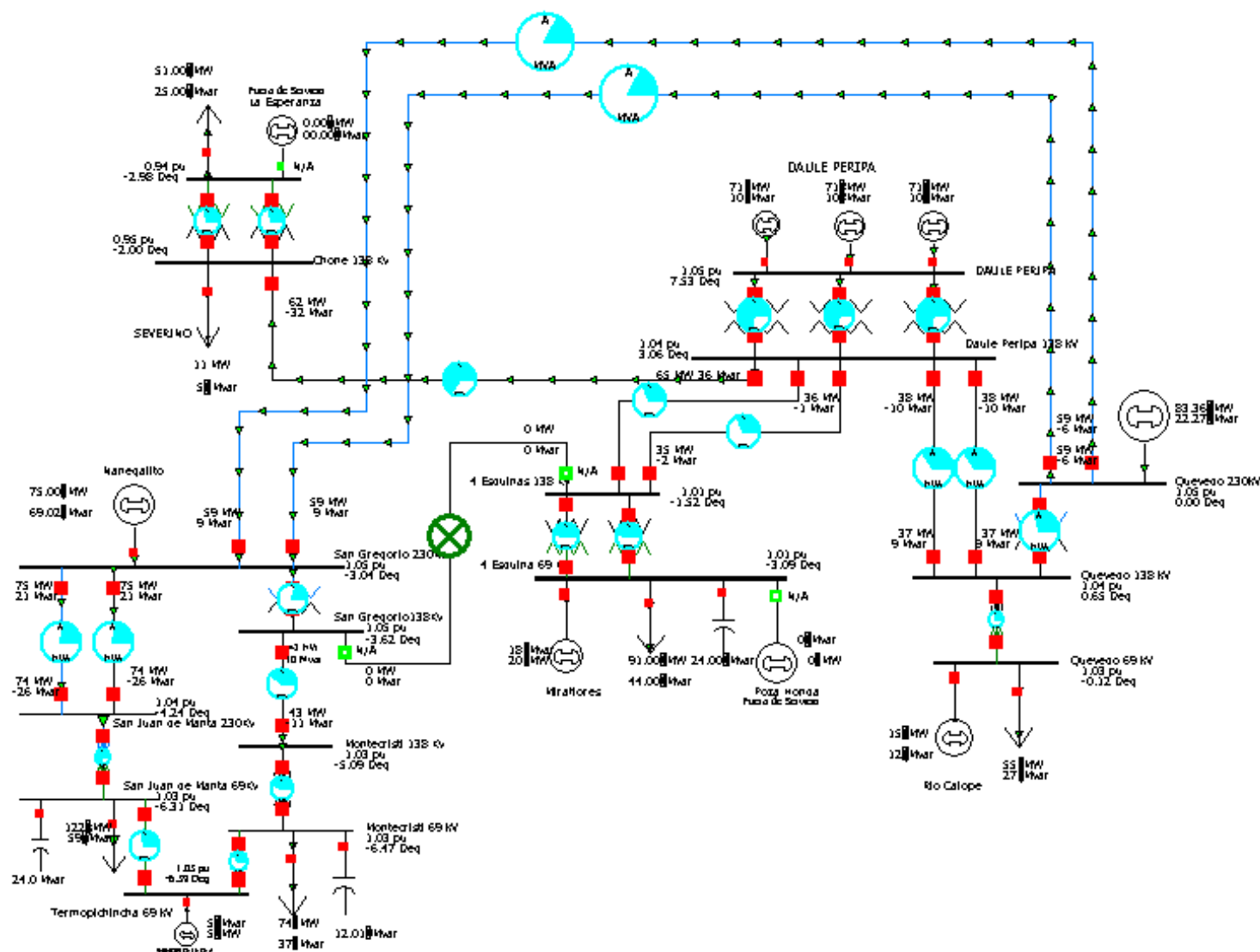
APENDICE F - Sistema de potencia Alternativa 2, 2014.



APENDICE M - Sistema de potencia mejorado Alternativa 1, 2020.



APENDICE N - Sistema de potencia Alternativa 2, 2020



APENDICE O – Sistema de potencia para carga mínima con capacitores conectados por Alternativa 1.

