

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“DISEÑO DE UN SISTEMA SUBTRANSMISIÓN
CONFIGURACIÓN EN ANILLO PARA LA REGIÓN LITORAL”**

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

INGENIERO ELÉCTRICO

ALEX FABIAN NARVAEZ GRANJA
DAVID ANDRES PAZMIÑO MENDEZ

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2020

DEDICATORIA

Dedicado especialmente a mis padres, mi hermana, familia, mis amigos, compañeros, profesores y a todos los obstáculos que se presentaron en el recorrido.

David Andrés Pazmiño Méndez

A mi familia.

Alex Fabián Narvaez Granja

AGRADECIMIENTOS

En particular y especial agradecimiento eterno a nuestro tutor, M.Sc Iván David Endara Vélez, por su incondicional ayuda y consejo. Un agradecimiento al personal de planificación de la empresa CNEL EP, al ingeniero César Aguilar por su paciencia y continua tutela técnica.

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Trabajo de Titulación, nos corresponde exclusivamente; y damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

Alex Fabián Narváez Granja

David Andrés Pazmiño Méndez

EVALUADORES

M.Sc. Fernando Vaca Urbano

PROFESOR DE LA MATERIA

M.Sc. Iván David Endara Vélez

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

La planificación de las redes de subtransmisión es una tarea no tan sencilla que se realiza mediante el estudio de la red actual y de la topología de sector donde se proyecta una posible interconexión, considerando de antemano los daños y percances ambientales, sociales y económicos que pueden presentarse al desarrollar el proyecto eléctrico. Teniendo esto presente se desarrolló una posible planificación de un sistema anillado entre las diferentes provincias de la región litoral, el sistema de subtransmisión de dicha región actualmente funciona de forma individual separados por las diferentes provincias y unidades de negocio, la intención de la planificación de este anillo es obtener un sistema de red con mayor confiabilidad en los diferentes puntos de entrega que deben ser abastecidos con la mayor continuidad posible, para lograr esto es que se consideró en plantear varias redes de subtransmisión que ayudaran al sistema de red actual en mantener la carga instalada evitando desconectarla por fallos imprevistos que se dan en las líneas de subtransmisión. La planificación de este nuevo sistema anillado fue simulada en el software "CYME 7.1", utilizando la base de datos de CNEL EP, en donde luego de realizar los análisis técnicos para su adecuado funcionamiento dentro de los rangos permitidos, adicional se incluyó un análisis económico con proyección de ingresos y costo inicial de construcción para determinar la factibilidad de cada línea como proyecto individual.

Palabras Claves: sistema anillado, subtransmisión, confiabilidad, probabilidad de pérdida de carga, CYME, VAN, TIR.

ABSTRACT

The planning of the sub transmission networks is a not so simple task that is carried out by studying the current network and the sector topology where a possible interconnection is projected, considering beforehand the environmental, social and economic damages and mishaps that may Show up when developing the electrical project. With this in mind, a possible planning of a ringed system between the different provinces of the coastal region was developed, the sub transmission system of said region currently works individually separated by the different provinces and business units, the intention of planning this ring is to obtain a network system with greater reliability at the different delivery points that must be supplied with the greatest possible continuity, to achieve this is that it was considered to propose several sub-transmission networks that would help the current network system to maintain the load installed avoiding disconnection due to unforeseen failures that occur in the sub-transmission lines. The planning of this new ring system was simulated in the "CYME 7.1" software, using the CNEL EP database, where after carrying out the technical analyzes for its proper operation within the permitted ranges, an additional economic analysis was included. with projection of income and initial cost of construction to determine the feasibility of each line as an individual project.

Keywords: *ringed system, sub transmission, reliability, probability of pressure loss, CYME, VAN, TIR.*

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	I
ABSTRACT	II
ÍNDICE GENERAL	III
CAPÍTULO 1	1
1. Introducción	1
1.1 Descripción del problema	2
1.2 Justificación del problema	4
1.3 Objetivos	4
1.3.1 Objetivo General	4
1.3.2 Objetivos Específicos.....	4
1.4 Marco teórico	5
1.4.1 Definición de sistema radial	5
1.4.2 Definición de sistema en anillo.....	6
1.4.3 Organismo del sector eléctrico del ecuador	7
1.4.4 Método Garver	7
1.4.5 Criterios de planificación	8
1.4.6 Confiabilidad	8
1.4.7 Método de enumeración de estados.....	9
1.4.8 Calidad de servicio.....	9
CAPÍTULO 2	11
2. Metodología	11
2.1 Selección de información	11
2.1.1 Procesamiento de información y requerimientos	11
2.1.2 Análisis de la red Existente	13
2.2 Trayectoria para las interconexiones	14
2.3 Flujo de potencia	16

2.4	Dimensionamiento de las líneas	17
2.5	Estudio de Confiabilidad	18
2.6	Estudio de Contingencia	18
2.7	Estudio de cortocircuito	19
CAPÍTULO 3.....		20
3.	Análisis de resultados.....	20
3.1	Ubicación de las líneas de interconexión.....	20
3.2	Dimensionamiento de la demanda de las líneas de interconexión.....	21
3.3	Conductores de las líneas de interconexión.....	21
3.4	Resultado del análisis de contingencia.....	23
3.5	Mejoras en la calidad del servicio.....	24
3.5.1	Análisis de confiabilidad.....	24
3.5.2	Niveles de tensión de servicio.....	25
3.5.3	Niveles de las nuevas corrientes de operación.....	26
3.6	Análisis de costos.....	26
3.6.1	Costo de construcción	27
3.6.2	Cálculo de VAN y TIR	27
3.7	Estudio de cortocircuito	30
CAPÍTULO 4.....		33
4.	Conclusiónes y recomendaciones	33
4.1	Conclusiones.....	33
4.2	Recomendaciones.....	34
BIBLIOGRAFÍA		35
APÉNDICES		37

TABLAS

Tabla 1.1 Regulación de voltajes permitidos por ARCONEL	10
Tabla 3.1 Subestaciones interconectadas para la configuración en anillo.....	20
Tabla 3.2 Flujo de potencia circulante en las líneas agregadas.....	21
Tabla 3.3 Demanda y corrientes de servicio en líneas de subtransmisión	22
Tabla 3.4 Selección de conductores y distancias de las líneas de interconexión.....	22
Tabla 3.5 Demandas en estado normal y estado de contingencia.....	23
Tabla 3.6 Estimadores de confiabilidad de una línea de subtransmisión	24
Tabla 3.7 Valores de confiabilidad anual en función de la distancia.....	25
Tabla 3.8 Indisponibilidad de una red de subtransmisión en serie	25
Tabla 3.9 Potencias en estado normal y no suplida en emergencia.....	26
Tabla 3.10 Potencia suplida y ahorro anual estimado	27
Tabla 3.11 Detalle de precios de construcción de una línea de subtransmisión.....	27
Tabla 3.12 Flujo de inversiones y costos involucrados	28
Tabla 3.13 Resultados de VAN y TIR.....	28
Tabla 3.14 VAN y TIR de los proyectos de líneas de interconexión	29
Tabla 3.15 Valores de corrientes de cortocircuito en las subestaciones antes de realizar las interconexiones en anillo.....	30
Tabla 3.16 Valores de corrientes de cortocircuito en las líneas de interconexión	31

FIGURAS

Figura 1.1 Líneas de transmisión según niveles de tensión del Ecuador	3
Figura 1.2 Diagrama unifilar simple de un Sistema Radial.....	5
Figura 1.3 Diagrama de una red en anillo.....	6
Figura 1.4. Metodología de enumeración de estados.....	9
Figura 2.1 Subestación Machala SNI en configuración como punto fuente.	14
Figura 2.2 Sistema de subtransmisión actual de la región litoral.....	15
Figura 2.3 Interconexiones nuevas en el sistema de subtransmisión de la región litoral.....	16

SIMBOLOGIA

V	Voltio
A	Amperio
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio
MW	Megavatio
kVA	Kilovoltio-amperio
MVA	Megavoltio-amperio
kWh	Kilovatio hora
MWh	Megavatio hora
fp	Factor de Potencia
ENS	Energía no suplida
EENS	Energía esperada no suplida
P(x)	Probabilidad de disponibilidad
Q(x)	Probabilidad de indisponibilidad
LOLE	Expectativa de perdida de carga
LOLP	Probabilidad de perdida de carga
FMIK	Frecuencia media de interrupción por kVA instalado
TTIK	Tiempo total de interrupciones de suministro
P/E	Punto de entrega
P/A	Punto de alimentación
km	Kilometros
m	metros
mm	milímetros
USD	Dólares estadounidenses

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

La planificación de los sistemas eléctricos ha sido una importante rama de la electricidad; a medida que transcurre el tiempo la población y la demanda de energía aumenta, por lo que es de vital importancia prever con algunos años de anticipación el incremento que tendrá la red eléctrica actual.

La red de distribución eléctrica en la región litoral del Ecuador consta en su mayoría de un conjunto de líneas que conforman un sistema radial. Dicho tipo de disposición del sistema de distribución con lleva ciertos beneficios y desventajas. Uno de los beneficios principales es su sencillo análisis y entendimiento de la topología presente; entre las desventajas más críticas se presenta | en caso existir una desconexión en la red, en la cual el sistema de protección deberá prescindir de todos los elementos conectados aguas abajo, siendo esta característica de los sistemas radiales ser crítica para aquellos consumidores quienes se ven afectados por las desconexiones de sus actividades, que involucran pérdidas económicas importantes.

La ventaja del sencillo análisis de la red propone en consecuencia la dificultad de toma de decisiones y maniobras para abastecer de manera constante a los consumidores. Los clientes del sector industrial son los principales afectados durante los cortes del suministro eléctrico, así como caídas de tensión en estado estable de la red. Por lo tanto, en este trabajo se plantea mejorar la calidad del servicio diseñando un sistema anillado para reforzar la continuidad del flujo energético y mejorar parámetros de operación en el sistema de red del litoral. Esto se llevará a cabo implementando la propuesta de mejora del sistema de red, lo que provocará mayores opciones para suplicar la demanda energética teniendo como prioridad los sectores industriales y comerciales, por ser los principales afectados con pérdidas económicas importantes en el momento de interrupción del servicio.

Planteado los posibles tramos para completar un sistema anillado, se tomará el mejor de los escenarios factibles en el que todas las provincias respondan adecuadamente con la implementación de este y que mejore la disponibilidad de la energía.

La disponibilidad del servicio se mide en escalas anuales entre la razón del tiempo de operación normal y la suma del tiempo de operación normal y tiempo de reparación. Obtenida esta medida se procede a calcular la energía no suplida a los clientes a los cuales es vital mejorar el servicio, como índice adicional para contrastar el análisis que se evaluará la energía esperada no suplida que se espera pueda reducirse en mayor medida debido a que el diseño no sea viable tanto en ámbitos técnicos o económicos.

Los diferentes niveles de tensión presentes en la red proporcionan escenarios adicionales a considerar para el estudio que se realizara con el que se podría mejorar la continuidad del servicio.

Aumentando el voltaje de transmisión existen costos adicionales debido a las estructuras, distancias, aislamiento y uso de equipos adecuados para estos diferentes voltajes. Una de las ventajas más importantes que se obtiene al transmitir energía eléctrica con altos niveles de tensión es aumentar la estabilidad de la red, esto quiere decir que el sistema anillado con un mayor nivel de tensión tendrá una mejor respuesta frente a perturbaciones externas no planeadas, pero al tener costos demasiado elevados es poco probable aplicar dicha solución.

1.1 Descripción del problema

En la actualidad en nuestro país varias provincias mayormente de la costa presentan problemas en cuanto a calidad de energía eléctrica suministrada que se refieren especialmente a niveles de voltaje y confiabilidad. Esto repercute en pérdidas monetarias al país y malestar en los usuarios, por lo que es indispensable proponer una solución factible en el cual se mejoren estos aspectos. Para ello nos valdremos de la ayuda del modelo de flujo óptimos de potencia DC (modelo de Garver) y ecuaciones basadas en programación lineal, sobre lo que se consideraran ciertas simplificaciones con respecto a su predecesor el modelo AC del mismo autor en las cuales se consideraran las siguientes restricciones: Costos por km de las líneas de transmisión , corredores disponibles y óptimos para la

desconexión, no dejar aislada alguna de las provincias como comúnmente sucedía para salvaguardar la red del sistema nacional, por el contrario, suministrar de energía por otra trayectoria mientras se despeja la falla crítica, mejorando la confiabilidad de toda la red, sin dejar de lado la calidad de energía suministrada a los usuarios y respetando las regulaciones descritas por el ARCONEL.

1.2 Justificación del problema

Las interrupciones y cortes del suministro de energía son el principal inconveniente en la región litoral del Ecuador, conllevando a pérdidas económicas en el sector industrial que tienen un precio muy elevado. En la ingeniería el ámbito económico siempre tendrá un apartado muy importante en consideración, por lo que atender a esta necesidad es de vital importancia.

Planificar un sistema anillado para el sistema actual de la red en el sector del litoral ecuatoriano será el estudio que se realizará como medida correctiva de las desconexiones que presenta dicha red. Los beneficios del planteamiento de una red anillada serán: el aumento de maniobras posibles para la transmisión de energía eléctrica hacia los consumidores y cumplir con las regulaciones 005/71 ARCONEL para distribuidoras.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

- Reducir el número de interrupciones en los puntos de entrega a nivel de subtransmisión diseñando un sistema en configuración en anillo que sea económicamente factible frente a los costos de inversión.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Planificar un sistema anillado a nivel de subtransmisión en la región litoral del Ecuador considerando los beneficios que provee a la estabilidad del sistema.
- Aumentar la disponibilidad del recurso energético en zonas importantes mediante el acceso de nuevos puntos de alimentación.
- Incrementar las opciones de maniobra para el operador del sistema, manteniendo un suministro constante de energía a las poblaciones menos favorecidas en las redes actuales.

- Cumplir los parámetros y condiciones de operación del ente regulador ARCONEL mediante la implementación de un diseño de red que provea al sistema de mejoras en sus características operativas.

1.4 Marco teórico

La planificación de sistemas eléctricos comprende un área investigativa relevante en los sistemas de potencia, en el cual es crucial el uso de las técnicas adecuadas para la optimización de este. En la actualidad se cuenta con varias metodologías y técnicas para el desarrollo en este ambiente de toma de decisiones para encontrar la solución más factible a la problemática. No obstante, para ello es necesario el conocimiento de los diversos sistemas en los cuales puede trabajar la red y las metodologías que se usaran para el desarrollo del proyecto.

1.4.1 Definición de sistema radial

Un sistema radial lo constituye el arreglo en el cual se tiene una trayectoria directa y sin retorno por la cual pasa la corriente entre la fuente y la ramificación de las cargas a las que sirve suministrando así el servicio eléctrico como lo vemos en la Figura 1.2.

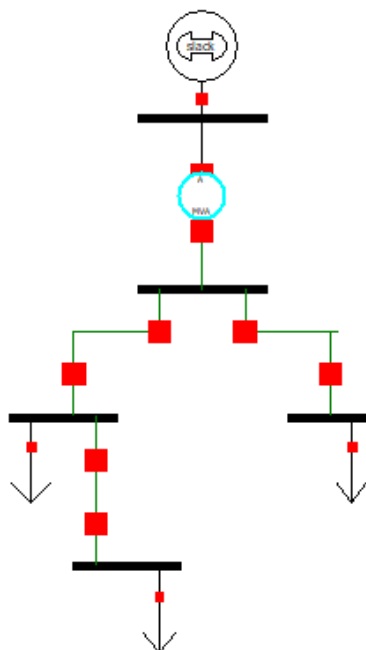


Figura 1.2 Diagrama unifilar simple de un Sistema Radial.

Este sistema cuenta con una variedad de arreglos, entre los cuales destacan los sistemas aéreos y subterráneos. La selección de este dependerá en gran medida

de aspectos como la confiabilidad, continuidad de servicio, zona de emplazamiento, cargas especiales conectadas, costos y demanda solicitada.

Una de las principales ventajas con las que cuenta es su simplicidad y bajo costo de inversión debido a que se emplean pocos equipos para su puesta en marcha, sin embargo, al momento de operación tiene varias desventajas como:

- Costos económicos provocados por el mantenimiento de interruptores, ya que se debe dejar fuera una porción de la red.
- Debido a que alguna falla podría afectar a la salida de la carga son los menos confiables.

1.4.2 Definición de sistema en anillo

Un sistema en anillo o mallado consiste en que la fuente generadora de energía eléctrica tiene dos o más posibles trayectorias para llegar al punto de entrega, convirtiendo este en un sistema con varias posibilidades de maniobra en caso de que se presente un problema en la red por razones externas. Con un sistema anillado existe un incremento en la disponibilidad del servicio como resultado de tener dos o más vías por las que transmitir la energía. Por otro lado, debido al aumento de la complejidad de la red agregando más líneas formando un anillo, el sistema resultante adquiere mayor dificultad al momento de análisis que una red radial, pero aumenta la confiabilidad de esta. Un ejemplo de esta configuración podemos apreciarlo en la Figura 1.3.

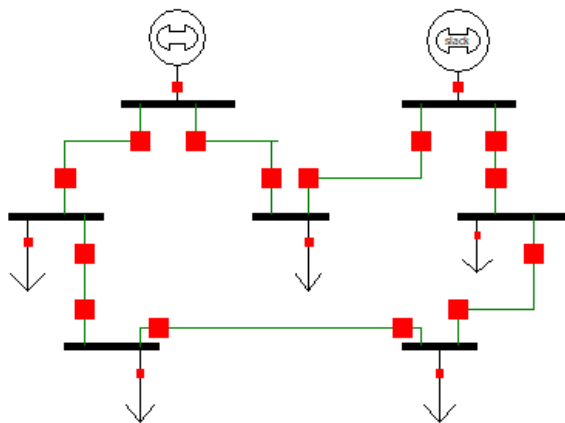


Figura 1.3 Diagrama de una red en anillo.

1.4.3 Organismo del sector eléctrico del Ecuador

Como ente de distribución en Ecuador existe la empresa eléctrica pública corporación nacional de electricidad CNEL-EP, dicha empresa tiene como objetivo prestar el servicio público de distribución y comercialización de energía eléctrica [2].

En el ámbito regulatorio gobierna la agencia de regulación y control de electricidad ARCONEL, quien es el encargado de crear normas de operación, servicio y calidad para la entrega de energía eléctrica a los consumidores finales.

Cumplir con ambas entidades estatales anteriormente mencionadas es primordial para el desarrollo del sistema de subtransmisión, debido a que el ente distribuidor CNEL-EP obtendrá beneficios al obtener mayor margen de maniobras para evitar desconexiones en los puntos de entrega de energía, cumpliendo con las normas y reglamentos del ente de regulación y control ARCONEL.

1.4.4 Método Garver

El método Garver es un método clásico utilizado para la planificación de la expansión de una red ya existente, este método consiste en aplicar programación lineal y flujo DC [3], con restricciones de aumento de disponibilidad del servicio eléctrico, mínimo costo y cumpliendo las normas ARCONEL.

Se deben establecer los datos de las redes existentes en la topología de red con las respectivas reactancias y límites de capacidad, costo de inversión de las líneas candidatas, regulaciones del ente regulador y mejorar la calidad de servicio en las zonas de interés.

Modelando la red actual en los principales nodos de 138 kV y 230 kV se agregan las nuevas opciones para anillar el sistema, luego se aplica flujo de potencia DC, en este proceso se corrigen los parámetros de las líneas o las interconexiones del nuevo sistema; y entre las mejores opciones resultantes utilizando programación lineal se escoge la opción factible con menores costos y que cumpla la condición principal de mejora del servicio en Esmeraldas, Manabí, Guayas, Los Ríos, Santa Elena y El Oro.

1.4.5 Criterios de planificación

Para la planificación del diseño de un sistema anillado a nivel de subtransmisión en la región litoral se tomarán en cuenta los aspectos de: Calidad de servicio eléctrico en las provincias y confiabilidad del sistema eléctrico según las regulaciones descritas por ente regulador ecuatoriano ARCONEL, de acuerdo con lo mencionado.

Teniendo en consideración el incremento de carga y la variación de este factor se considerará una proyección a futuro para obtener las respectivas corrientes y flujo en las líneas de interés y de esta manera realizar los cálculos pertinentes [4].

En el ingreso de operación de las líneas que conforman el sistema anillado se asumió la cuantificación de energía que transportan desde el año cero con proyección en 30 años, con estos datos de interpolación se calculará el beneficio que ofrece al sistema y se cuantificará la reducción de multas por pérdidas de energía súbita en los puntos de entrega.

Respecto a la inversión inicial que se requiere para crear las líneas de subtransmisión se estimara que todo el costo de la inversión se cancela inmediatamente y ninguna línea transportara parcialmente su potencia, las líneas transportaran el total de su capacidad una vez finalizadas y como se mencionó anteriormente ingresarán a operar en el año cero.

1.4.6 Confiabilidad

La confiabilidad en los sistemas eléctricos está ligada a la probabilidad que existe entre la continuidad de servicio eléctrico durante un intervalo de tiempo, en el cual se debe tener presente aspectos como la calidad y seguridad.

Los indicadores de confiabilidad a ser evaluados serán los siguientes:

LOLE: (Loss of Load Expectation) o Expectativa de pérdida de carga.

LOLP: (Loss of Load Probability) o Probabilidad de pérdida de carga.

EENS: (Expected Energy Not Served) o Valor esperado de energía no suplida en un año.

Mediante un análisis de confiabilidad se evalúan los aspectos probabilísticos mínimos requeridos para un proyecto de planificación. Entre los métodos para

analizar la confiabilidad de un sistema eléctrico destacan: Método de enumeración de contingencias o estados y la Simulación de Monte Carlo.

1.4.7 Método de enumeración de estados

Para una condición precontingencia se elige la salida de componentes de la red y se analiza cómo afecta esta acción a todo el sistema en general. En la Figura 1.4 se muestra una representación gráfica de los pasos para la enumeración de estados.

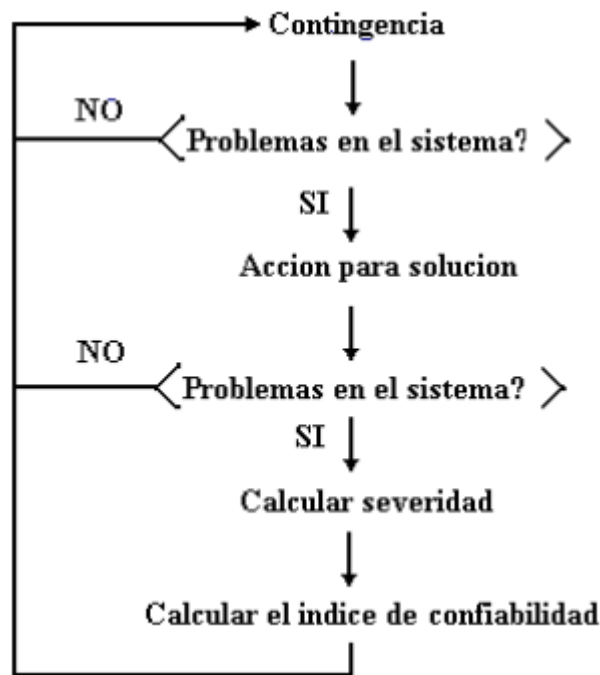


Figura 1.4. Metodología de enumeración de estados.

1.4.8 Calidad de servicio

Según la Regulación No. Arconel 005/18 [4] se describen los indicadores, índices y límites de calidad permisibles para la distribución y comercialización de energía eléctrica en el Ecuador, llegados a este punto y basándonos en los niveles de tensión ecuatorianos empleados para la transmisión y distribución de la energía eléctrica es importante clasificarlos en grupos para considerar lo antes mencionado [5].

Bajo voltaje: menor o igual a 0.6 kV

Medio voltaje: mayor a 0.6 y menor igual a 40 kV

Alto voltaje grupo 1: mayor a 40 y menor igual a 138 kV

Alto voltaje grupo 2: mayor a 138 Kv

Tabla 1.1 Regulación de voltajes permitidos por ARCONEL.

Nivel de Voltaje	Rango admisible
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo2)	± 5.0%
Medio Voltaje	± 6.0%
Bajo Voltaje	± 8.0%

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

A lo largo de este capítulo se detalla el procesamiento de los datos desde la entrega de la información proporcionada por CNEL y manejo del software CYME herramienta que se empleó para la simulación de los diversos escenarios evaluados una vez trazadas y geo referenciadas las nuevas interconexiones entre subestaciones , buscando siempre la mejor opción que brinde una calidad de energía óptima para las diversas provincias del Litoral y respete los límites permisibles de nivel de voltaje en los puntos de entrega descritos por el ente regulador ARCONEL , posterior a esto se realizó el estudio ante posibles contingencias que se puedan suscitar en nuestro modelo de red evaluando aspectos como el costo de energía no suplida para ambas escenarios el actual como el nuevo, en un periodo de operación de las líneas de 30 años considerando un crecimiento de carga típico de la provincia a la cual sirva la misma [7].

Siguiendo con la metodología se usó como base el software DigSilent el cual nos sirvió para extraer datos de los equivalentes de fuentes aguas arriba de algunas subestaciones para modelarlos en el software Cyme mismo que se empleó para la ubicación geo referenciada de las líneas, flujo de carga, cargabilidad de las líneas, regulaciones voltaje y corrientes de cortocircuito.

2.1 Selección de información.

La información empleada en el estudio realizado nos fue proporcionada por el área de planificación CNEL-EP UNIDAD DE NEGOCIOS GUAYAQUIL. Entre esta información se encuentran presentes en modelo de red que manejan de la región Litoral simulado en Cyme, además de esto los indicadores de calidad del servicio técnico FMIK y TTIK de las unidades de Negocios involucradas en el análisis, el modelo de red simulado en DigSilent aguas arriba del nivel de voltaje de 69 kV, los planos eléctricos detallados de la red dentro de las ciudades, cartografía de los mapas de las provincias y las vías del país.

2.1.1 Procesamiento de información y requerimientos

Una vez estudiado el modelo de red actual que opera en la región del Litoral Ecuatoriano se evidencio una pobre calidad de energía debajo de los límites en

algunas provincias siendo las más afectadas Manabí, Esmeraldas, Santa Elena y Machala. A partir de este análisis se planteó el interconectar las subestaciones para que las provincias tengan al menos dos fuentes que la sirvan de tal manera que si se suscitara algún inconveniente y no se pudiera servir a dichas cargas no dejar sin servicio y no que quede funcionando en isla toda la carga repartida si no que esta pueda abastecerse por otra fuente mientras se soluciona el problema operando en contingencia con límites aceptables.

Para la verificación de los límites permitidos en el Ecuador de voltaje a nivel de alta tensión se tomó en cuenta la regulación ARCONEL 005/18 [4], una vez modelada la línea de transmisión en el software Cyme se procedió a realizar varios flujos de carga para verificar los niveles de tensión presente en las líneas.

Consecuentemente después de realizar las interconexiones entre subestaciones se evaluó el beneficio económico que supondrían la construcción de las mismas con respecto a las pérdidas que ocasionaría una contingencia que saque de servicio cargas aledañas que estén conectadas a la líneas modeladas en nuestra red, cabe recalcar que el análisis es un escenario que se retire el servicio que proporciona la fuente a la carga que está conectada originalmente posterior a esto para la interpretación de los costos se utilizó los indicadores de calidad de servicio FMIK y TTIK, finalmente se procedió a realizar una proyección de crecimiento carga de 30 años .

Dónde:

$$CENS_A = P_A * (1 + K)^n FMIK * TTIK$$

$$CENS_N = P_N * (1 + K)^n FMIK * TTIK$$

$$Beneficio = CENS_A - CENS_N$$

$CENS_A$: Costo de energía no suplida ante contingencia de punto de entrega de red Actual en \$.

$CENS_N$: Costo de energía no suplida ante contingencia de punto de entrega de red Nueva en \$.

P_A : Potencia que fluye a través de la línea que sirve de conexión entre la fuente y la carga en la red actual en KW.

P_N : Potencia que fluye a través de la línea que sirve de conexión entre la fuente y la carga en la red nueva en KW.

K : Porcentaje de crecimiento de carga de la provincia a la cual sirve la línea.

n : Años de operación de la línea modelada.

Es importante el mencionar que el porcentaje de crecimiento de carga se lo tomo como fijo dependiendo de la provincia, además se estimó un tiempo de vida útil y operación de la línea de 30 años [6].

2.1.2 Análisis de la red Existente

De la red existente simulada en el software Cyme se pudo percatar que provincias como Esmeraldas Manabí y Santa Elena le sirve solo una fuente directamente la cual abarca una cantidad de carga elevada que provoca que existan apreciables caídas de voltaje alrededor de todo este perfil costero, de la misma manera ocurre en la provincia de Machala la cual es cercana a la interconexión entre Perú y Ecuador a 220 kV provocando que algunas subestaciones operen con taps bajos en los transformadores todo esto sumado a la mala repartición de las cargas de las diversas camaroneras de la zona generan problemas a la calidad de producto que se sirve por ende la opción más viable desde nuestro punto de vista fue la de simular una subestación cercana a la SE Peaña a la cual le llegara una línea de 138kV desde SE Machala adicionalmente se repartió la carga entre subestaciones con la finalidad de mejorar los niveles de voltaje cercanos y se procedió a modificar el tap de la subestación la avanzada y la nueva subestación "MACHALA SNI" simulada Figura 2.1.

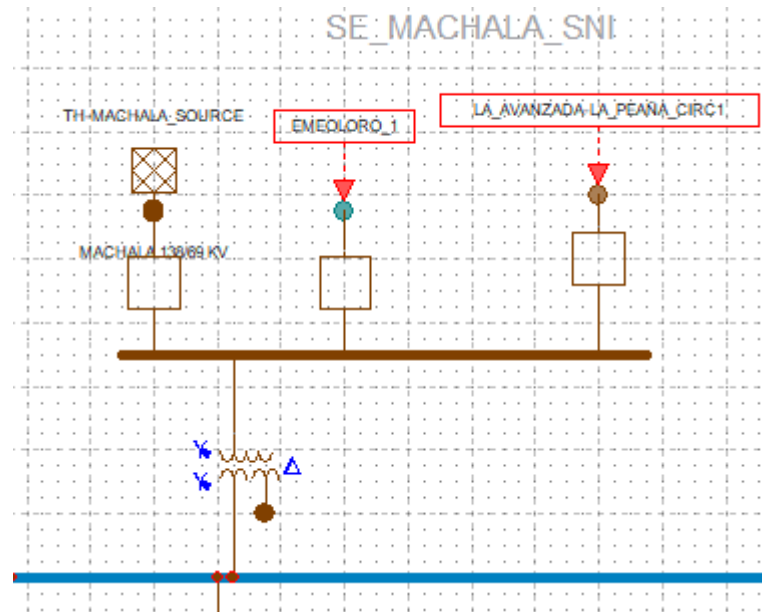


Figura 2.1 Subestación Machala SNI en configuración como punto fuente.

2.2 Trayectoria para las interconexiones

La trayectoria para las líneas de interconexión entre diferentes puntos de entrega o entre alimentadores para dividir la carga se realizó después de analizar los diagramas unifilares y mapas de las redes existentes en la región litoral proporcionados por CNEL-EP. Se planificó el diseño de las líneas evitando las áreas protegidas, minimizando las distancias entre las subestaciones de interés. Se revisó exhaustivamente la topología de red actual en la región litoral, las posibles interconexiones y rutas para trazar las líneas de subtransmisión [7].

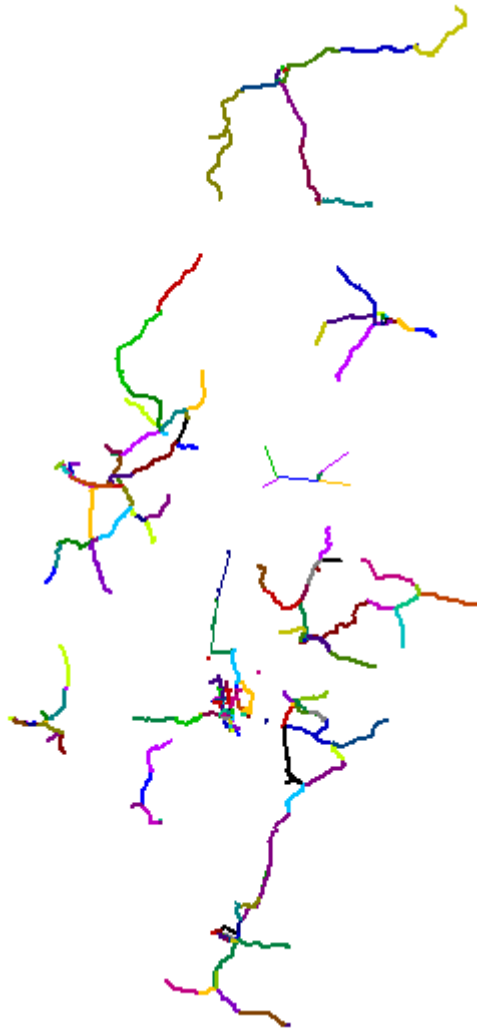


Figura 2.2 Sistema de subtransmisión actual de la región litoral.

Es conveniente aclarar que las líneas planificadas para la interconexión son diseñadas basándose únicamente en distancias mínimas evitando las zonas protegidas y aprovechando espacios previamente utilizado como carreteras o autopistas [8].



Figura 2.3 Interconexiones nuevas en el sistema de subtransmisión de la región litoral.

Realizadas las interconexiones como se muestra en la Figura 2.3, se puede apreciar a simple vista la unificación de las diferentes unidades de negocio que existen en la región costa. No obstante, ciertas interconexiones brindarán servicio en caso de ser requerido por el operador del sistema y evitar deslastres de carga, mientras que otras ofrecerán servicio continuo entre los puntos de entrega de un mismo alimentador.

2.3 Flujo de potencia

Para determinar el respectivo flujo de carga, se utilizó software Cyme utilizando el método de caídas de tensión desequilibrado, esto se debe a las cargas existentes en el sistema aguas abajo presentan cargas desbalanceadas.

Dentro de las iteraciones realizadas por el software se consideraron 60 y una tolerancia de 0,1% en los voltajes de convergencia. Se procedió a utilizar el sistema actual y dimensionar las corrientes circulantes en las líneas aledañas y en las barras de las subestaciones a interconectar, posterior a esto se realizó el trazado de las interconexiones estimando las corrientes que recorrerán las nuevas líneas [6]. Se estimó la posible corriente que transitara por el conductor para su posterior dimensionamiento y se comprobó con las respectivas simulaciones del flujo de potencia verificando que en los puntos de interés existan mejoras en los voltajes existentes para luego realizar el análisis de contingencia comprobando que las nuevas líneas soporten total o parcialmente la carga aguas abajo. Para el previo cálculo de las corrientes se utilizó un conductor de prueba especialmente para verificar las corrientes siendo este no el cable que se utilizó al final del estudio [9].

2.4 Dimensionamiento de las líneas

Con la información disponible de las líneas ya construidas en la región costa, se planteó utilizar estructuras similares a los terrenos aledaños, conductores con disposiciones y distancias existentes en la base de datos facilitada de las líneas de subtransmisión. Se obtuvo las corrientes simuladas en software Cyme para clasificar el tipo de conductor que pueda soportar los requerimientos previamente mencionados. Se procedía a georreferenciar las líneas de interconexión por la ruta más corta y considerando las áreas protegidas de la región litoral. De modo que terminada todas las líneas nuevas se verificó el funcionamiento de estas ejecutando simulaciones del flujo de potencia. En caso de que la distancia que debe recorrer la línea sea muy grande se decidió utilizar un conductor con mayor calibre para aliviar las pérdidas resistivas [8].

Finalmente, para verificar la elección correcta del conductor y que no existan problemas entre las subestaciones que se interconectan se evalúa nuevamente el flujo de carga, comprobando que no existan problemas de bajos voltajes en los puntos de entrega y no presenten intercambios de potencia entre las fuentes de alimentación representadas en el simulador como fuentes equivalentes. Esto se debe que la distribución de la energía es radial, pero existe la posibilidad de intercambiar cargas entre los alimentadores principales y las nuevas

interconexiones facilitan y en otros casos habilitan nuevas posibilidades para cambiar la fuente que alimenta a los puntos de entrega.

2.5 Estudio de Confiabilidad

Para contrastar el estudio de las interconexiones se procedió a realizar una estimación de los nuevos parámetros de confiabilidad que fueron el resultado del ingreso de nuevos elementos en el sistema. Enseguida se consideró necesario obtener probabilidades de falla anuales registradas por CNEL-EP de las líneas en las zonas de interés, se tomó como referencia para este estudio el estudio técnico adjunto [7], con esta información se aproximó la tasa de falla anual por kilómetro de una línea de subtransmisión, posterior a esto se calculó los nuevos parámetros de confiabilidad con estimación de estados en contingencias n-1 y se obtuvo los resultados de la pérdida de energía esperada y ahorro en la disminución de multas por horas de servicio no prestado anualmente.

2.6 Estudio de Contingencia

Una contingencia es un suceso pueda efectuarse o no, este estudio se realizó asumiendo que un elemento del sistema salga de operación sin ser previsto en el momento, con esta breve introducción se analizó que sucederá cuando una de las líneas existentes en la red de subtransmisión del litoral debe salir de servicio por una falla en el tendido de ésta. Con el sistema actual existen puntos de entrega que dejarían de tener servicio de energía eléctrica para lo que se planteó agregar nuevas líneas que puedan habilitar flujo a los puntos de entrega que obligados deban salir. Dependiendo de la línea que presente problemas durante la operación del sistema se debe realizar el intercambio de fuente de alimentación original hacia otra posible interconexión cercana que pueda suplir a la carga que ha sido desconectada [8]. En ciertas ubicaciones debido a la abundancia de fuentes se estimó conveniente interconectar ciertos puntos de entrega para mejorar el nivel de voltaje de operación y poder suplir cargas aguas abajo que dependan exclusivamente de una línea.

Se considero que en el peor de los escenarios existirán cargas que deben salir de servicio por las largas distancia de las fuentes principales y las largas distancias que debe recorrer el flujo de potencia por las líneas de interconexión incrementando

la corriente en los conductores y aumentando las pérdidas lo que provocaría una caída de tensión considerable en los puntos de entrega.

2.7 Estudio de cortocircuito

Se realizó el estudio de cortocircuito en las barras de las subestaciones que se interconectan por las nuevas líneas agregadas a la red actual de subtransmisión de la región litoral del Ecuador, con el fin de cuantificar las corrientes máximas y mínimas en los cinco tipos de fallas posibles de cortocircuito que son: falla monofásica, falla bifásica, falla trifásica, falla bifásica a tierra y falla trifásica a tierra, se consideró un valor de seguridad k unitario para realizar el cálculo de las tensiones nominales del sistema como las tensiones previas a la falla. Las corrientes encontradas en este estudio son referencia para la configuración de las protecciones en cada subestación para un estudio futuro [16].

CAPÍTULO 3

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se detalla todos los resultados de las simulaciones, cálculos probabilísticos de índices de confiabilidad en la red de subtransmisión del litoral, también se muestran los resultados de flujo de potencia, cortocircuitos consecuentes de aplicar las interconexiones que se detallan y el análisis económico de los costos que intervienen en el diseño del nuevo sistema.

3.1 Ubicación de las líneas de interconexión

Se estableció un total de dieciocho líneas de subtransmisión a un nivel de tensión de 69 kV para el sistema anillado entre las diferentes provincias de la región costa.

Tabla 3.1 Subestaciones interconectadas para la configuración en anillo

	Subestaciones interconectadas	
IA1	S/E Bellavista	S/E Pedro Carbo
IA2	S/E San Lorenzo	S/E La Palma
IA3	S/E Quinindé	S/E Pedernales
IA4	S/E Colimes	S/E Bellavista
IA5	S/E Carguill	S/E Durán
IA6	S/E Mocolí	S/E Durán Norte
IA7	S/E San Isidro	S/E El Chorrillo
IA8	S/E Jbaguirre	S/E Samborondón
IA9	S/E Hidrotambo	S/E Bucay
IA10	S/E Santo Domingo	S/E El Carmen
IA11	S/E Valle Hermoso	S/E Santo Domingo
IA12	S/E Chanduy	S/E Leoncito
IA13	S/E Bellavista	S/E Balzar
IA14	S/E Palestina	S/E Jbaguirre
IA15	S/E Vinces	S/E Palestina
IA16	S/E Pueblo Viejo	S/E San Juan
IA17	S/E Salima	S/E Quinindé
IA18	S/E Patricia Pilar	S/E Buena Fe

En la Tabla 3.1 se presenta el nombre que se dispuso para el tendido de la red anillada entre las subestaciones. Se calculó las capacidades para la carga que soportarán las líneas con una proyección de crecimiento de la demanda en un

intervalo de 20 años, se asumió que aumentaría en 50 por ciento dentro del periodo mencionado.

3.2 Dimensionamiento de la demanda de las líneas de interconexión

A continuación, se detallarán los conductores utilizados en cada línea de subtransmisión utilizados en las diferentes interconexiones, fueron dimensionados conforme a la distancia recorrida de la línea y de la carga que esta será sometida. La Tabla 3.2 muestra las potencias que fluyen en las líneas debido a la salida o apertura de otra línea que normalmente dispone servicio a un sector determinado, para lo que el sistema en anillo puede actuar y continuar alimentando las cargas.

Tabla 3.2 Flujo de potencia circulante en las líneas agregadas.

	Potencia [kW]	Potencia [kVA]
IA 1	17569	21082,8
IA 2	2334	2800,8
IA 3	1641	1969,2
IA 4	1143	1371,6
IA 5	32977	39572,4
IA 6	3007	3608,4
IA 7	18182	21818,4
IA 8	6797	8156,4
IA 9	2029	2434,8
IA 10	5744	6892,8
IA 11	2291	2749,2
IA 12	10898	13077,6
IA 13	8977	10772,4
IA 14	10138	12165,6
IA 15	4398	5277,6
IA 16	10662	12794,4
IA 17	14518	17421,6
IA 18	6754	8104,8

3.3 Conductores de las líneas de interconexión

Conforme a la demanda que debe satisfacer cada línea se obtuvo la corriente de servicio para cada una de estas, con ayuda del software CYME. La Tabla 3.3 muestra el resultado obtenido en la simulación para las líneas.

Tabla 3.3 Demanda y corrientes de servicio en líneas de subtransmisión

	Potencia [kW]	Corriente [A]
IA 1	17569	254,62
IA 2	2334	33,83
IA 3	1641	23,78
IA 4	1143	16,57
IA 5	32977	477,93
IA 6	3007	43,58
IA 7	18182	263,51
IA 8	6797	98,51
IA 9	2029	29,41
IA 10	5744	83,25
IA 11	2291	33,20
IA 12	10898	157,94
IA 13	8977	130,10
IA 14	10138	146,93
IA 15	4398	63,74
IA 16	10662	154,52
IA 17	14518	210,41
IA 18	6754	97,88

Considerando que la carga incrementara en función del tiempo se han dimensionado los conductores para que soporten las corrientes conforme aumente la demanda y el número de usuarios en la red. No obstante, dependerá de la maniobra que se realice para transferir carga en caso de que ocurra un evento no programado.

En la Tabla 3.4 se muestra con detalle el tipo de conductor y la distancia que existe entre las subestaciones que se interconectan.

Tabla 3.4 Selección de conductores y distancias de las líneas de interconexión

	Conductor de fase	Distancia [km]
IA 1	AAC 1192.5MCM	67,602
IA 2	4/0 ASCR 12/7	209,543
IA 3	ACAR 500 MCM	76,165
IA 4	AAC 1192.5MCM	51,146
IA 5	ACAR 500 MCM	10,289
IA 6	ACSR 477 MCM 26/7	10,1
IA 7	ACSR 477 MCM 26/7	39,262
IA 8	ACAR 500 MCM	19,115

IA 9	ACAR 500 MCM	41,562
IA 10	4/0 ACSR 6/1	42,1
IA 11	4/0 ACSR 6/1	29,172
IA 12	4/0 ACSR 12/7	46,268
IA 13	ACAR 1200 MCM	42,05
IA 14	ACAR 500 MCM	31,25
IA 15	4/0 ACSR 12/7	29,557
IA 16	AAC 266,8 MCM	9,84
IA 17	4/0 ACSR 6/1	67,908
IA 18	477 MCM 26/7	40,611

La selección de los conductores difiere de entre ellos dependiendo de la distancia entre cada subestación en algunas líneas fue necesario aumentar la capacidad del cable para obtener cumplir las regulaciones de operación del servicio y que puedan soportar las corrientes para continuar alimentado las cargas.

3.4 Resultado del análisis de contingencia

Sobre el análisis de contingencia se debe aclarar la gran cantidad de combinaciones que pueden llevarse gracias a las nuevas líneas con la posibilidad de brindar servicio desde otras fuentes de alimentación aledañas [9], se realizó el supuesto de la salida de una línea que normalmente se encuentra en operación para que al momento de su apertura en el sistema actual se perdería la carga y debido a las nuevas líneas la carga no será perdida en algunos casos en su totalidad y en otras parcialmente.

Tabla 3.5 Demandas en estado normal y estado de contingencia

	Pot(Estado Normal)[kW]	Pot(Contingencia)[kW]	Potencia[kW]
IA 1	17569	0	17569
IA 2	5449	3115	2334
IA 3	1641	0	1641
IA 4	2281	1138	1143
IA 5	61665	28688	32977
IA 6	3007	0	3007
IA 7	28987	10805	18182
IA 8	6797	0	6797
IA 9	6505	4476	2029
IA 10	16109	10365	5744
IA 11	10422	8131	2291
IA 12	10898	0	10898

IA 13	8977	0	8977
IA 14	10138	0	10138
IA 15	15673	11275	4398
IA 16	10662	0	10662
IA 17	19158	4640	14518
IA 18	10234	3480	6754

La Tabla 3.5 presenta las potencias en estado normal que se encuentra en operación, la potencia de contingencia muestra el valor de potencia que se perdería a pesar de estar en servicio las líneas de interconexión en anillo, finalmente la potencia de la última columna es la potencia que logra seguir en servicio por las maniobras realizadas para utilizar las líneas de subtransmisión.

3.5 Mejoras en la calidad del servicio

En otro punto tenemos los beneficios que ofrece la disposición en anillo interconectando las diferentes unidades de negocio y aumentar la continuidad de servicio en la región litoral. Así que se mostraran los resultados de los cálculos probabilísticos y beneficios al servicio en condiciones de operación normal que se ha simulado.

3.5.1 Análisis de confiabilidad

Considerando que las líneas de subtransmisión tienen diferentes tasas de disponibilidad entre cada una de éstas se estimó diferentes valores para simular un sistema real como se referencia en [7]. En la Tabla 3.6 se muestran diferentes valores que han sido incluidos para analizar la probabilidad que el sistema esté disponible.

Tabla 3.6 Estimadores de confiabilidad de una línea de subtransmisión

Línea de transmisión San Gregorio/Jipijapa				
Tasa de falla [λs]	Tiempo anual de interrupción [μs]	Probabilidad de falla	Distancia [km]	Probabilidad de falla/kilometro/año [1/km]
0,1	0,2	0,019801327	56	0,000353595

Obtenidos los valores de la Tabla 3.6 se estimaron los valores de confiabilidad que tendrían las nuevas líneas de subtransmisión en función de la distancia de los puntos que interconectan. En la Tabla 3.7 se presentan los resultados del cálculo

de 7 líneas de subtransmisión con diferentes distancias y sus respectivas tasas de disponibilidad e indisponibilidad.

Tabla 3.7 Valores de confiabilidad anual en función de la distancia

Distancia [km]	P(x)	Q(x)
12,761	0,995487773	0,004512227
6,107	0,997840595	0,002159405
6,241	0,997793213	0,002206787
14,151	0,994996275	0,005003725
51,145	0,981915378	0,018084622
34,707	0,987727774	0,012272226
22,423	0,992071337	0,007928663

Luego de esto obtenemos los resultados que se aprecian en la Tabla 3.8, los que representan una configuración de una red de subtransmisión en configuración serie la cual varia de número de elementos desde siete hasta dos elementos como mínimo, estos datos son calculados en base al método de enumeración de estados en contingencia N-1.

Tabla 3.8 Indisponibilidad de una red de subtransmisión en serie

Número de elementos	Probabilidad de indisponibilidad
7	0,0500742903868932
6	0,0428303654671126
5	0,0313310351569001
4	0,0137447922043140
3	0,0088295511604782
2	0,0066521452591086

3.5.2 Niveles de tensión de servicio

Dado que el sistema de subtransmisión se encuentra reforzado por nuevas líneas de interconexión varias de estas sirven como soporte en los niveles de tensión en las subestaciones, en el APÉNDICE A podemos observar la comparación de las líneas que presentaban problemas de baja tensión antes de implementar el sistema anillado y las líneas que se logró corregir el nivel de tensión.

3.5.3 Niveles de las nuevas corrientes de operación

Una vez implementado todo el sistema en anillo se simuló todas las corrientes de operación en los puntos que presentaban niveles bajos de tensión para verificar su estado de operación actual y futuro que se muestran en el APÉNDICE B, con estos resultados se muestra un alivio en varios conjuntos de líneas de subtransmisión por lo que se debe evaluar exhaustivamente el estudio de protecciones en cada punto de enlace, como apreciamos en los resultados las corrientes de operación varían y como es de esperarse las corrientes de fallas son en su mayoría mayores que las corrientes de falla actuales.

3.6 Análisis de costos

Como bien se mencionó en el capítulo anterior en total se cuentan con 18 interconexiones posibles para la mejora de la calidad de energía de diversas provincias del Ecuador, las mismas que se separaron en proyectos individuales para analizar su factibilidad [10].

Para el análisis e interpretación de los resultados obtenidos se consideraron los siguientes aspectos:

- La línea se encuentra construida y operando en el año 0.
- De acuerdo con [11], se tomó como precio promedio de la energía no suplida
- El periodo de operación de la línea es de 30 años.
- Los ingresos de cada año dependerán del ahorro anual que representa la construcción de cada línea según los valores arrojados en la simulación en el software CYME.
- Se consideró un costo de aprox. USD\$100.000 por km de línea.

Para mejor comprensión se procederá a explicar el método usado en la línea IA1 que interconecta las subestaciones Bellavista y Pedro Carbo.

Tabla 3.9 Potencias en estado normal y no suplida en emergencia

Línea	TTIK [h/año]	Potencia(Estado normal)[kW]	Potencia no suplida[kW]
IA1	12,98795	17569	0

Tabla 3.10 Potencia suplida y ahorro anual estimado

Línea	Precio de Energía promedio(Contingencias)[\$/kWh]	Potencia suplida en contingencia[kW]	Ahorro anual[\$]
IA1	1,53	17569	349123,4212

En la Tabla 3.9 y Tabla 3.10 se detallan los valores estimados para de la línea IA1 operando en estado de contingencia puede suplir un total de 17569 KW en su totalidad comprendiendo un ahorro anual a la unidad de Negocios y Estado de USD\$ 349,123.42 en el año 1, este valor será considerado para el análisis económico en el flujo neto y posterior cálculo del VAN y TIR.

La operación y vida útil de la línea se la estimo de 30 años siguiendo con este razonamiento el análisis se lo realizo en este periodo de tiempo y se proyectó cada año un crecimiento del 5 % en la carga, la misma que influirá en el flujo de ingresos y ahorro anual de la línea.

3.6.1 Costo de construcción

Para el costo que involucra la construcción de torres se estimó un total de USD\$100,000 por cada Km del trayecto comprendido por la línea y el costo promedio del cable ACAR 500 MCM de USD\$3.9 el metro como podemos apreciar en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11 Detalle de precios de construcción de una línea de subtransmisión

IA 1	Conductor de fase	Distancia [km]	Costo promedio por metro [\$]	Costo total cable [\$]	Costo total de torres [\$]	Costo total de Línea [\$]
	AAC 1192.5MCM	67,602	3,9	790943,4	6760200	7551143,4

3.6.2 Cálculo de VAN y TIR

Para este análisis se realizó una proyección de 30 años de operación con una inversión inicial del costo total de la línea y una tasa de interés del 10%, se asumió la construcción de esta en el año 0 y considerando su mantenimiento anual partiendo con un 3% del total de la construcción en el año 1 e incrementándose 5% los años posteriores hasta el final de su vida útil como vemos en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12 Flujo de inversiones y costos involucrados

Año	Inversión inicial [\$]	Ganancias [\$]	Costos de operación y mantenimiento [\$]	Flujo neto [\$]
0	-7.551.143,40			-7.551.143,40
1		349.123,42	226.534,30	122.589,12
2		384.908,57	237.861,02	147.047,56
3		404.154,00	249.754,07	154.399,93
4		424.361,70	262.241,77	162.119,93
5		445.579,79	275.353,86	170.225,93
6		467.858,78	289.121,55	178.737,22
7		491.251,71	303.577,63	187.674,08
8		515.814,30	318.756,51	197.057,79
9		541.605,02	334.694,34	206.910,68
10		568.685,27	351.429,05	217.256,21
11		597.119,53	369.000,51	228.119,02
12		626.975,51	387.450,53	239.524,97
13		658.324,28	406.823,06	251.501,22
14		691.240,50	427.164,21	264.076,28
15		725.802,52	448.522,42	277.280,10
16		762.092,65	470.948,54	291.144,10
17		800.197,28	494.495,97	305.701,31
18		840.207,14	519.220,77	320.986,37
19		882.217,50	545.181,81	337.035,69
20		926.328,37	572.440,90	353.887,48
21		972.644,79	601.062,94	371.581,85
22		1.021.277,03	631.116,09	390.160,94
23		1.072.340,88	662.671,90	409.668,99
24		1.125.957,93	695.805,49	430.152,44
25		1.182.255,83	730.595,76	451.660,06
26		1.241.368,62	767.125,55	474.243,06
27		1.303.437,05	805.481,83	497.955,22
28		1.368.608,90	845.755,92	522.852,98
29		1.437.039,34	888.043,72	548.995,63
30		1.508.891,31	932.445,90	576.445,41

Los valores del VAN y TIR arrojados son los siguientes que se aprecian en la Tabla 3.13:

Tabla 3.13 Resultados de VAN y TIR

VAN	TIR
(\$ 5.459.847,12)	1%

Según lo mostrado la construcción de la línea no es factible económicamente y genera un déficit de USD\$5,459,847.12 y un TIR menor que la tasa de interés del 10% con lo cual no se recupera la inversión realizada.

En la Tabla 3.14 se detalla el VAN y TIR de todos los proyectos evaluados:

Tabla 3.14 VAN y TIR de los proyectos de líneas de interconexión

Línea	Costo Total [\$]	Potencia Suplida en Contingencia[kW]	VAN	TIR
IA1	7551143,4	17569	-5459847,124	1,11%
IA2	21771517,7	5449	-30188287,37	0,00%
IA3	7913543,5	11453	-3976406,724	4,64%
IA4	5314069,4	2268	-7301718,328	0,00%
IA5	1069027,1	56851	15564973,88	106,23%
IA6	1049390	3007	-542695,7052	4,44%
IA7	4079321,8	6703	-3902563,098	-7,34%
IA8	1986048,5	6797	-666491,1403	6,66%
IA9	4318291,8	13450	-2552905,795	3,38%
IA10	4374190	12431	-5791147,209	0,00%
IA11	3030970,8	16061	-3609941,347	0,00%
IA12	4807245,2	10399	-1231505,821	7,52%
IA13	4368995	7900	-5101056,246	0,00%
IA14	3246875	7600	-2234637,81	1,78%
IA15	3070972,3	10975	-878976,8972	7,20%
IA16	1022376	19450	4035515,098	37,57%
IA17	7055641,2	3934	-9327080,611	0,00%
IA18	4219482,9	10289	-2769570,924	2,34%

De los proyectos mostrados los más factibles económicamente son las líneas IA5 y IA16 que cuentan con flujos netos positivos para cada año y una recuperación total de la inversión más ganancias en un periodo de 30 años de vida útil de la línea.

Si bien no todos los proyectos son rentables a largo plazo es de vital importancia el mencionar el beneficio social que involucran la construcción para el Estado, la ciudadanía y la empresa ya que mejoran los niveles de tensión en zonas cercanas y contribuyen a tener una red más confiable y robusta en el Litoral Ecuatoriano.

Finalmente cabe recalcar que el análisis económico previo no tomo en cuenta factores importantes como lo es el crecimiento porcentual de la carga por zona si no que se escogió un valor fijo del 5 % para todo el análisis así como también no se tiene un desglose de las cargas industriales que sirven las líneas si no un promedio de las subestaciones que interconectan dichas líneas , estas

consideraciones se recomiendan para posterior estudio con más detalle y obtener flujos netos más exactos creando así un escenario lo más cercano a la realidad.

3.7 Estudio de cortocircuito

Por lo que se refiere al estudio de cortocircuito realizado en CYME, fueron calculadas las fallas en las subestaciones que se interconectaron tales como: falla trifásica (LLL), falla bifásica (LL), falla monofásica (LT), falla trifásica a tierra (LLLT) y falla bifásica a tierra (LLT).

En la Tabla 3.15 se presentan las corrientes de falla antes de realizar la interconexión de todo el sistema anillado, estas corrientes fueron simuladas en CYME y con esta referencia es como se ha configurado el sistema de protecciones para su operación actual.

Tabla 3.15 Valores de corrientes de cortocircuito en las subestaciones antes de realizar las interconexiones en anillo.

	LLL [A]	LL [A]	LT [A]	LLLT [A]	LLT [A]
S/E Bellavista	1942,8	1682,5	1065,6	1942,8	1764,7
S/E Pedro Carbo	1609,3	1393,7	865,7	1609,3	1452,2
S/E La Palma	2008,6	1739,5	1107,8	2008,6	1831,8
S/E San Lorenzo	563,9	488,4	302,5	563,9	507,5
S/E Pedernales	504,3	436,7	274,4	504,3	457
S/E Quinindé	15635	13540,3	8376,7	15635	13839,7
S/E Colimes	894,4	774,1	521,2	896,8	32842,7
S/E Carguill	3324,2	2882,3	1877,1	3344,2	3001,8
S/E Durán	65491,9	56717,6	36484,7	65491,9	58958,9
S/E Durán Norte	3215,3	2787,6	1793,2	3233,5	2906,2
S/E Mocolí	10681,9	9250,8	7630,3	10683,7	9496,5
S/E El Chorrillo	6424,8	5564,1	3319,1	6424,8	5722,7
S/E San Isidro	2103,1	1821,4	1124,8	2103,1	1829,8
S/E Jbaguirre	3134,4	2714,5	1608,5	3134,4	2769,9
S/E Samborondón	3292,1	2851	1814,9	3292,2	2995,2
S/E Bucay	1065,7	922,9	585,5	1065,7	969,5
S/E Hidrotambo	1297,3	1193,3	1452,7	1297,3	1495,1
S/E EL Carmen	1875	1623,8	1007,4	1875	1706,8
S/E Santo Domingo	65491,9	56717,7	36484,6	65491,9	58958,8
S/E Valle Hermoso	2459,7	2130,1	1320,3	2459,7	2235,4
S/E Chanduy	4846,1	4196,8	3151,8	4846,1	4432,7
S/E Leoncito	1815,7	1572,3	985,7	1815,7	1644,9

S/E Balzar	882,3	764,1	470,8	882,3	797
S/E Palestina	1321,8	1144,7	695,9	1321,8	1189,1
S/E Vinces	1305,7	1130,8	858,2	1305,7	1221,4
S/E Pueblo Viejo	2494,1	2160	1944,3	2494,1	2317,9
S/E San Juan	3391,9	2937,6	2369,6	3391,9	3111
S/E Salima	822,7	712,5	464,5	822,7	754,7
S/E Buena Fe	2416,8	2093	1505,1	2416,8	2261,7
S/E Patricia Pilar	1636,4	1417,2	879,9	1636,4	1491,9

Tabla 3.16 Valores de corrientes de cortocircuito en las líneas de interconexión

	LLL [A]	LL [A]	LT [A]	LLLT [A]	LLT [A]
S/E Bellavista	2520,6	2181,8	1385,3	2520,7	2286,5
S/E Pedro Carbo	2457,2	2128	1319,3	2457,2	2133,1
S/E La Palma	2232,9	1933,5	1238	2232,9	2038,2
S/E San Lorenzo	838,5	726,1	463,1	838,5	761,1
S/E Pedernales	2812,4	2435,5	3715,5	2812,4	3768,7
S/E Quinindé	66931,2	57963,8	37598,3	66931,1	60253,8
S/E Colimes	1811,9	1567,1	1007,4	1812,2	1638,2
S/E Carguill	10571,2	9170,5	5748,6	10602,6	9442,3
S/E Durán	67825	58741,6	37784,5	67834,6	61006,5
S/E Durán Norte	8026,4	6955,5	4285,3	8044,8	7195,6
S/E Mocolí	13036,7	11292,2	6882,9	13047,8	11614,5
S/E El Chorrillo	7527,5	6519,1	3901,4	7527,5	6711,9
S/E San Isidro	3826,2	3313,6	2032,2	3826,2	3432,2
S/E Jbaguirre	1911,3	1655,3	1031,2	1911,4	1716,4
S/E Samborondón	3310,4	2866,9	1809,7	3310,6	3009,9
S/E Bucay	1863,5	1638,4	1225,5	1863,5	1754,2
S/E Hidrotambo	857,3	814,5	1050,1	857,3	992,2
S/E EL Carmen	3050,9	2528,8	1805,8	3050,9	2703,8
S/E Santo Domingo	107152,6	17914,9	20745,8	107152,6	39503,1
S/E Valle Hermoso	4866,7	4153,3	2987,8	4866,7	4427,3
S/E Chanduy	5645,7	4889,4	3611,3	5645,7	5168,2
S/E Leoncito	2926,5	2534,3	1654,9	2926,5	2670,9
S/E Balzar	787,3	681,8	424,1	787,3	707,7
S/E Palestina	1117,6	967,9	598,4	1117,6	999
S/E Vinces	749,9	649,5	412,5	750	678,1
S/E Pueblo Viejo	3497,7	3029,6	2694,1	3497,7	3269,4
S/E San Juan	4350	3767,6	2932	4350	3957
S/E Salima	1791,8	1551,8	1032,5	1791,8	1652
S/E Buena Fe	2826,6	2437,1	1868,2	2826,6	2593,9
S/E Patricia Pilar	2593,2	2211,1	1489,7	2593,2	2335,8

En la Tabla 3.16 se muestran las corrientes de cada punto al que se ha realizado la nueva interconexión los cuales han sido simulados por el software CYME aplicando cada tipo de falla antes mencionado en las barras de las subestaciones.

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El presente trabajo conforma la planificación de la expansión y refuerzo de las redes de subtransmisión del Ecuador para brindar un servicio continuo e incrementar la estabilidad de la red puesto que es necesario para no presentar inconvenientes entre las interconexiones internacionales de Perú y Colombia además del beneficio social que se tendrá al no condicionar a varias provincias y sectores depender de un solo tramo de abastecimiento eléctrico. Incluido en este análisis se presentan las conclusiones y recomendaciones a considerar en la planificación del sistema anillado.

4.1 Conclusiones

- Para diseñar las rutas de las líneas de subtransmisión de 69kV se consideró las distancias que existen entre las diferentes unidades de negocios y tomando rutas de varias carreteras ya existentes para evitar la contaminación visual en la medida de lo posible, debido a esto ciertas líneas incrementaron sus distancias lo que conlleva a un aumento tanto en pérdidas de energía eléctrica como monetarias. Tomando en cuenta el costo del calibre de los conductores que se necesiten y de los postes involucrados en la construcción de las líneas se estimó 18 posibles opciones de interconexiones las cuales económicamente viables resultaron cinco de estas.
- Trazar las líneas de subtransmisión a nivel de las provincias resulta más complejo que realizar interconexiones entre una misma unidad de negocio, por el hecho que no es necesario recorrer un camino tan extenso en el que no sea posible construir una línea de subtransmisión por los terrenos protegidos o por áreas poco recomendables debido a las condiciones del suelo. Bajo la influencia de estos efectos se diseñó el trayecto con menor distancia entre los puntos de interés de esa manera reducir los costos económicos y operativos de los diferentes proyectos.
- Con la incorporación de las nuevas líneas que interconectan varias de las subestaciones de la región litoral existían ciertas anomalías en las que no se cumplían con las regulaciones de voltaje en estado de emergencia, con este

previo resultado se realizaron flujos de potencia para verificar que el problema no es solo por falta de interconexiones sino por falta de generación eléctrica en ciertas zonas del país en las que por su topología no pueden existir por el momento.

- Existen tramos demasiado extensos para poder interconectar ciertas provincias por lo que en ocasiones se tuvo que incrementar el calibre del conductor para reducir las pérdidas por el cobre y esto aumentaba el precio del proyecto. Pese a esto a nivel de operación el sistema tiene una mayor cantidad de opciones de respuesta ante salidas abruptas de líneas de subtransmisión.

- Los flujos de potencia simulados por el software CYME concluyen en el correcto funcionamiento de la nueva red anillada y una mejora en los puntos de entrega con un mayor nivel de tensión, permitiendo así poder interconectar cargas más lejanas y seguir cumpliendo las normas pertinentes. El sistema es capaz de responder de mejor manera incluyendo pequeñas sobrecargas las cuales dependiendo de su magnitud y ubicación en la red se dispondrá a modificar los diferentes taps de los transformadores aguas abajo para entregar a los clientes el nivel de tensión adecuado.

4.2 Recomendaciones

De acuerdo con el alcance que se definió en el presente trabajo se deben continuar realizando estudios que complementen más profundamente todo el complejo sistema de la red de subtransmisión de la región litoral. Se sugiere los siguientes estudios futuros:

- Realizar el estudio de protecciones para cada uno de los puntos de interconexión.
- Analizar la expansión de la generación y la generación distribuidas en áreas de la región litoral donde no existen puntos de generación.
- Se recomienda realizar un estudio de costos con crecimiento de carga de cada provincia a mayor detalle posible para todo el sistema en anillo.
- Realizar el estudio de suelo para los trayectos que recorren las líneas.
- Se recomienda un estudio de impacto ambiental.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Arconel, «regulacione electrica,» Arconel, 2018. [En línea]. Available: <https://www.regulacione electrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/03/053-18-Proyect-Regulac-Sustitutiva-a-Reg-N- CONELEC-004-01-Calidad-del-servicio-de-dist-y-comercializaci%C2%A6n-de-EE.pdf>.
- [2] Cnel-EP, «cnelep,» cnelp, 1 12 2019. [En línea]. Available: <https://www.cnelep.gob.ec/quienes-somos/>. [Último acceso: 20 1 2020].
- [3] L. L. Garver, «Transmission network estimation using linear programming,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. I, nº 7, pp. 1688-1697, 1970.
- [4] C. A. B. NIETO y J. C. ROBLEDO, «Relación a largo plazo entre consumo de energía y PIB en América Latina: Una evaluación empírica con datos panel,» *ECOS de Economía*, vol. 16, nº 35, pp. 73-89, 2012.
- [5] Arconel, «regulacione electrica,» 1 Mayo 2018. [En línea]. Available: <https://www.regulacione electrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/Regulacion-de-Calidad-Suscrita.pdf>. [Último acceso: 2 Diciembre 2019].
- [6] D. H. Morales, «dspace.uclv.edu.cu,» Universidad de la Costa, 20 Junio 2018. [En línea]. Available: <http://dspace.uclv.edu.cu/handle/123456789/9825>. [Último acceso: 10 Enero 2020].
- [7] A. V. Vera, N. B. Vélez, G. P. Mera, E. R. Indarte y M. L. D. Cedeño, «Realidad actual del sector eléctrico ecuatoriano,» *Revista de Investigaciones en Energía, Medio Ambiente y Tecnología*, pp. 6-10, 2019.
- [8] J. E. M. M. L. A. V. & C. G. L. Centeno, «Los Diferentes Costos que Tiene la Energía Eléctrica en el Ecuador Considerando los Cambios de la Estructura Actual,» *Revista de Investigaciones en Energía, Medio Ambiente y Tecnología*, pp. 29-36., 2018.
- [9] M. V. Flores Soria, Artist, *Evaluación del costo-beneficio de energía eléctrica no servida en el sistema eléctrico ecuatoriano durante el período 2007-2008*. [Art]. Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Ecuador, 2009.

- [10] Ledezma, L. F. Fuerte y G. G. Alcaraz, «Planeación de la Expansión de la Transmisión con Reforzamiento de la red a partir de la evaluación de la confiabilidad,» *Scientia et Technica*, pp. 162-171, 2015.
- [11] P. L., Análisis de flujos de carga para el análisis de redes de distribución, Madrid: Universidad Politécnica de Madrid, 2017.
- [12] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, Análisis de sistemas de potencia, McGraw-Hill, 2000.
- [13] J. C. H. C. J. A. R. Cerna, «Universidad Nacional del Santa,» 22 Abril 2018. [En línea]. Available: <http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/3231>.
- [14] CNEL-EP, «ESTUDIO JUSTIFICATIVO DE LA NECESIDAD DE LA CONSTRUCCIÓN DEL PUNTO DE ENTREGA JIPIJAPA SNI PARA MEJORAR LA CALIDAD DE PRODUCTO ELECTRICO EN LA ZONA SUR DE MANABI.,» CNEL-EP, Jipijapa, 2017.
- [15] A. H. D. Castaño, «core.ac.uk,» Universidad Tecnológica de Pereira, 07 Marzo 2017. [En línea]. Available: <https://core.ac.uk/download/pdf/132572520.pdf>. [Último acceso: 3 Noviembre 2019].
- [16] K. & I. E. J. Villacrés, «ESTUDIOS ELÉCTRICOS PARA EL RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO ANTE EL DISPARO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DEL ANILLO TRONCAL DE 230 kV,» *Revista Técnica Energía*, vol. 1, nº 1, pp. 27-32, 2005.
- [17] Arconel, «regulacioneolica,» 23 Diciembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/01/Resoluci%C3%B3n-Nro.-ARCONEL-037-19-va.pdf>. [Último acceso: 5 Enero 2020].
- [18] J. C. Honores Castillo y J. A. Ríos Cerna, «repositorio.uns.edu.pe,» Universidad Nacional Del Santa , 22 Abril 2018. [En línea]. Available: <http://repositorio.uns.edu.pe/handle/UNS/3231>. [Último acceso: 12 Noviembre 2019].
- [19] Conelec, «Resolución No. 025/11,» de CONELEC, Quito, 2011.

APÉNDICES

APÉNDICE A

Comparación de voltajes por unidad antes y después de aplicar las interconexiones obtenidos por CYME.

	Vp.u. actual	Vp.u. Con anillo
ESM86	0,901	0,953
	0,903	0,953
	0,93	0,953
ESM152	0,924	0,959
	0,926	0,959
	0,944	0,959
ESM126	0,948	0,971
	0,958	0,971
	0,952	0,971
ESM129	0,943	0,965
	0,953	0,965
	0,945	0,965
ESM131	0,943	0,979
	0,953	0,979
	0,947	0,979
STD192	0,921	0,972
	0,921	0,972
	0,921	0,972
STD186	0,938	0,98
	0,938	0,98
	0,938	0,98
STD187	0,937	0,972
	0,937	0,972
	0,937	0,972
STD66	0,947	0,98
	0,947	0,98
	0,947	0,98
STD56	0,944	0,965
	0,944	0,965
	0,944	0,965
MAN516	0,803	0,993
	0,803	0,993
	0,803	0,993
MAN44	0,837	0,996
	0,837	0,996
	0,837	0,996
MAN631	0,901	0,964
	0,901	0,964
	0,901	0,964

MAN634	0,933	0,957
	0,933	0,957
	0,933	0,957
MAN401	0,95	0,973
	0,95	0,973
	0,95	0,973
MAN596	0,949	0,97
	0,949	0,97
	0,949	0,97
MAN804	0,947	0,96
	0,947	0,96
	0,947	0,96
MAN369	0,943	0,956
	0,943	0,956
	0,943	0,956
MAN453	0,942	0,955
	0,942	0,955
	0,942	0,955
MAN805	0,944	0,967
	0,944	0,967
	0,944	0,967
LRS21	0,905	1,05
	0,905	1,05
	0,905	1,05
LRS30	0,906	0,997
	0,906	0,997
	0,906	0,997
LRS71	0,914	0,996
	0,914	0,996
	0,914	0,996
LRS29	0,915	0,982
	0,915	0,982
	0,915	0,982
LRS19	0,932	0,995
	0,932	0,995
	0,932	0,995
LRS27	0,906	0,963
	0,906	0,963
	0,906	0,963
LRS31	0,904	0,97
	0,904	0,97
	0,904	0,97
LRS33	0,948	0,963
	0,948	0,963

	0,948	0,963
GUANUJO_ECHANDÍA	0,948	0,969
	0,948	0,969
	0,948	0,969
	0,948	0,969
COCHABAMBA_CALUMA	0,95	0,987
	0,95	0,987
	0,95	0,987
COCHABAMBA_SICOTO	0,949	0,977
	0,949	0,977
	0,949	0,977
GLR834	0,897	0,984
	0,897	0,984
	0,897	0,984
GLR1784	0,934	0,992
	0,934	0,992
	0,934	0,992
GLR1431	0,942	0,989
	0,941	0,989
	0,94	0,989
GLR1432	0,935	0,987
	0,933	0,987
	0,933	0,987
GLR1446	0,903	0,985
	0,902	0,985
	0,901	0,985
GLR1447	0,903	0,985
	0,902	0,985
	0,901	0,985
GLR1444	0,903	0,985
	0,902	0,985
	0,901	0,985
GLR1443	0,905	0,983
	0,903	0,983
	0,902	0,983
GLR14442	0,905	0,983
	0,903	0,983
	0,902	0,983
GLR1440	0,906	0,983
	0,905	0,983
	0,904	0,983
GLR1433	0,92	0,984
	0,919	0,984
	0,918	0,984
GLR1423	0,944	0,991

	0,944	0,991
	0,943	0,991
GLR1436	0,908	0,982
	0,906	0,982
	0,905	0,982
GLR1857	0,936	0,994
	0,935	0,994
	0,935	0,994
GLR1438	0,907	0,982
	0,906	0,982
	0,905	0,982
GLR1448	0,907	0,982
	0,906	0,982
	0,905	0,982
GLR1437	0,908	0,982
	0,906	0,982
	0,905	0,982
GLR1449	0,906	0,982
	0,905	0,982
	0,904	0,982
GLR1450	0,906	0,982
	0,905	0,982
	0,904	0,982
GLR1451	0,905	0,981
	0,904	0,981
	0,903	0,981
GLR1452	0,905	0,981
	0,904	0,981
	0,903	0,981
GLR1453	0,903	0,979
	0,902	0,979
	0,901	0,979
GLR5	0,902	0,979
	0,901	0,979
	0,9	0,979
GLR1858	0,935	0,994
	0,935	0,994
	0,934	0,994
GLR1855	0,935	0,994
	0,935	0,994
	0,934	0,994
GLR1849	0,934	0,994
	0,934	0,994
	0,934	0,994

GLR1850	0,934	0,994
	0,934	0,994
	0,933	0,994
GLR1852	0,934	0,993
	0,933	0,993
	0,933	0,993
GLR1853	0,934	0,994
	0,934	0,994
	0,933	0,994
GLR1854	0,934	0,994
	0,934	0,994
	0,933	0,994
STE204	0,947	0,95
	0,947	0,95
	0,947	0,95
MLG430	0,949	0,973
	0,949	0,973
	0,949	0,973
MLG490	0,918	0,967
	0,918	0,967
	0,918	0,967
MLG441	0,946	0,97
	0,946	0,97
	0,946	0,97
EOR141	0,93	0,988
	0,93	0,988
	0,93	0,988
EOR546	0,925	0,993
	0,925	0,993
	0,925	0,993
EOR201	0,944	0,967
	0,944	0,967
	0,944	0,967
EOR252	0,95	0,967
	0,95	0,967
	0,95	0,967
EOR385	0,95	0,972
	0,95	0,972
	0,95	0,972
EOR342	0,918	0,981
	0,918	0,981
	0,918	0,981
EOR382	0,918	0,981
	0,918	0,981

	0,918	0,981
EOR471	0,909	1,035
	0,91	1,035
	0,909	1,035
EOR255	0,896	1,024
	0,896	1,024
	0,896	1,024
EOR143	0,877	1,007
	0,877	1,007
	0,877	1,007
EOR472	0,886	1,006
	0,886	1,006
	0,885	1,006
EOR204	0,849	0,963
	0,849	0,963
	0,848	0,963
EOR256	0,848	0,962
	0,848	0,962
	0,848	0,962
EOR257	0,848	0,962
	0,848	0,962
	0,848	0,962

APÉNDICE B

Comparación de corrientes de operación simulados en CYME de las barras donde se presentaban problemas de caídas de tensión previo a la instalación del sistema anillado.

	Corriente [A]	
	Actual	Con anillo
ESM86	58,9	24,9
	45,6	24,9
	44,9	24,9
ESM152	99,3	62,3
	84,7	62,3
	83,3	62,3
ESM126	32,3	38,7
	35,7	38,7
	36,6	38,7
ESM129	15,8	38,4
	18,6	38,4
	20,7	38,4
ESM131	17,2	24,3
	17	24,3
	16,8	24,3
STD192	139,8	95,3
	139,8	95,3
	139,8	95,3
STD186	201,1	78,6
	201,1	78,6
	201,1	78,6
STD187	33,1	28,9
	33,1	28,9
	33,1	28,9
STD66	137,4	49,4
	137,4	49,4
	137,4	49,4
STD56	26,5	25,9
	26,5	25,9
	26,5	25,9
MAN516	87,2	22,8
	87,2	22,8
	87,2	22,8
MAN44	111,1	8,4
	111,1	8,4
	111,1	8,4
MAN631	141,8	28,7
	141,8	28,7

	141,8	28,7
MAN634	64	62,3
	64	62,3
	64	62,3
MAN401	18,7	18,2
	18,7	18,2
	18,7	18,2
MAN596	89,5	42,9
	89,5	42,9
	89,5	42,9
MAN804	37,7	37,1
	37,7	37,1
	37,7	37,1
MAN369	27,6	27,2
	27,6	27,2
	27,6	27,2
MAN453	18	17,7
	17,9	17,7
	17,9	17,7
MAN805	20,4	12,9
	20,4	12,9
	20,4	12,9
LRS21	102,8	93,6
	102,8	93,6
	102,8	93,6
LRS30	93,2	218,3
	93,2	218,3
	93,2	218,3
LRS71	6,9	6,5
	6,9	6,5
	6,9	6,5
LRS29	95,5	212,3
	95,5	212,3
	95,5	212,3
LRS19	174,8	143,7
	174,8	143,7
	174,8	143,7
LRS27	105,6	241,1
	105,6	241,1
	105,6	241,1
LRS31	18,5	17,2
	18,5	17,2
	18,5	17,2
LRS33	270,1	384,6

	270,1	384,6
	270,1	384,6
GUANUJO_ECHANDÍA	24,2	23,7
	24,2	23,7
	24,2	23,7
COCHABAMBA_CALUMA	15,9	111,1
	15,9	111,1
	15,9	111,1
COCHABAMBA_SICOTO	20,8	20,2
	20,8	20,2
	20,8	20,2
GLR834	381,3	84
	381,3	84
	381,3	84
GLR1784	453,6	67,1
	453,6	67,1
	453,6	67,1
GLR1431	551,6	178,1
	551,6	178,1
	551,6	178,1
GLR1432	551,8	178,1
	551,8	178,1
	551,8	178,1
GLR1446	0,4	0,4
	0,4	0,4
	0,4	0,4
GLR1447	196,4	77
	196,4	77
	196,4	77
GLR1444	196,3	77,6
	196,3	77,6
	196,3	77,6
GLR1443	0,1	0,2
	0,1	0,2
	0,1	0,2
GLR1442	196,2	77,9
	196,2	77,9
	196,2	77,9
GLR1440	196,1	78
	196,1	78
	196,1	78
GLR1433	551,9	178,1
	552	178,1
	552	178,1

GLR1423	405,7	133,9
	404,1	133,9
	405,1	133,9
GLR1436	552	178,2
	552	178,2
	552	178,2
GLR1857	210,7	63,3
	208,9	63,3
	210,1	63,3
GLR1438	541,5	167,9
	541,6	167,9
	541,8	167,9
GLR1448	19,9	18,3
	19,9	18,3
	19,9	18,3
GLR1437	11,1	10,2
	11,1	10,2
	11,1	10,2
GLR1449	325,5	185,2
	325,5	185,2
	325,5	185,2
GLR1450	13,7	12,6
	13,7	12,6
	13,7	12,6
GLR1451	311,9	172,8
	311,9	172,8
	312	172,8
GLR1452	7,5	6,9
	7,5	6,9
	7,5	6,9
GLR1453	304,5	165,9
	304,5	165,9
	304,5	165,9
GLR5	52	70,3
	52	70,3
	52	70,3
GLR1858	210,9	62,8
	209,2	62,8
	210,3	62,8
GLR1855	186,9	84,9
	185,2	84,9
	186,3	84,9
GLR1849	151,5	141
	149,8	141

	151	141
GLR1850	151,5	141,1
	149,8	141,1
	151	141,1
GLR1852	54,4	50,7
	54,4	50,7
	54,4	50,7
GLR1853	97,3	90,5
	95,6	90,5
	96,8	90,5
GLR1854	97,3	90,5
	95,6	90,5
	96,8	90,5
STE204	102,8	99,7
	102,8	99,7
	102,8	99,7
MLG430	193,6	140,3
	193,6	140,3
	193,6	140,3
MLG490	81,2	32,1
	81,2	32,1
	81,2	32,1
MLG441	30,4	29,6
	30,4	29,6
	30,4	29,6
EOR141	0	0
	0	0
	0	0
EOR546	38,2	35,4
	38,2	35,4
	38,2	35,4
EOR201	125,2	57,2
	125,2	57,2
	125,2	57,2
EOR252	9	8,8
	9	8,8
	9	8,8
EOR385	296,8	112
	296,8	112
	296,8	112
EOR342	287,1	143,8
	287,1	143,8
	287,1	143,8
EOR382	288,2	146,6

	288,1	146,6
	288,1	146,6
EOR471	137,6	120
	137,6	120
	137,6	120
EOR255	222,9	192,5
	222,9	192,5
	222,9	192,5
EOR143	128,1	110,7
	128,1	110,7
	128,1	110,7
EOR472	196,5	219,7
	196,5	219,7
	196,5	219,7
EOR204	167,1	194,1
	167,1	194,1
	167,1	194,1
EOR256	18,8	22,9
	18,8	22,9
	18,8	22,9
EOR257	5,5	6,8
	5,5	6,8
	5,5	6,8