

Estudio de Prefactibilidad Técnica de la Línea El Inga – Vicentina a 138 kV, en el Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito

A. Chávez¹

F. Pérez¹

F. Quilumba¹

R. Loor²

¹Escuela Politécnica Nacional, EPN

E-mail: andres.chavez@epn.edu.ec; fabian.perez@epn.edu.ec; franklin.quilumba@epn.edu.ec

²Empresa Eléctrica Quito

E-mail: rloor@eeq.com.ec

Resumen

El trabajo técnico descrito a continuación presenta un estudio para la inclusión de un nuevo punto de entrega de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Quito a nivel de 138 kV, donde se justifica la necesidad de este proyecto. Se analiza la trayectoria más adecuada en función de criterios técnicos como la modelación de la línea en estructuras multicircuito, aprovechando la franja de servicio de una línea existente y el acoplamiento entre redes de secuencia; así como también la viabilidad del proyecto en función de los beneficios que presentaría su implementación. Por último, en base a la modelación y simulación en el correspondiente plan de expansión se determina las ventajas y desventajas para el Sistema Eléctrico de la Empresa Eléctrica Quito.

Palabras clave— Definición de ruta, estudio de prefactibilidad, modelación y acoplamiento, estructuras multicircuito.

Abstract

This paper describes a study concerning the inclusion of a new delivery point in the Sistema Eléctrico Quito (Quito Electric Company System) at a voltage level of 138 kV. All the necessary requirements are well justified to support the inclusion of this project. The adequate line route is analyzed considering diverse technical criteria such as line modeling in multi-circuit structures, use of an existing line right-of-way, and coupling between sequence networks. Moreover, the benefits of its implementation are well documented making this project feasible. Finally, the advantages and disadvantages for the Quito Electric Company System is analyzed based on modeling and simulation of this project on the system's expansion plan.

Index terms— routing definition, prefeasibility study, modeling and coupling, multi-circuit structures.

Recibido: 07-09-2016, Aprobado tras revisión: 09-12-2016

Forma sugerida de citación: Chávez, A.; Pérez, F.; Quilumba, F.; Loor, R. (2017). “Estudio de Prefactibilidad técnica de la línea El Inga – Vicentina a 138 kV, en el Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito”. Revista Técnica “energía”. No. 13, Pp. 54-62

ISSN 1390-5074.

1. INTRODUCCIÓN

El propósito continuo dentro de un sistema eléctrico de potencia es la disposición del servicio de energía eléctrica en calidad de producto, de servicio eléctrico y comercial. Es por esto que ante los cambios de carga año a año, contingencias y fallas se debe plantear proyectos que refuercen el sistema con la finalidad de cubrir la demanda; el proyecto que se plantea a continuación busca presentar un nuevo punto de entrega de energía en Sistema Eléctrico Quito (SEQ), proveniente de la subestación El Inga en conexión con el Sistema Nacional de Transmisión (SNT).

Al considerar un nuevo punto de entrega de energía al sistema se tiene un sistema más confiable frente a la salida de operación de algún elemento debido a maniobras erróneas, fallas atmosféricas o por mantenimiento. Es por esto que con el ingreso en inicios del 2016 de la Central Coca Codo Sinclair de 1500 MW en conexión con la subestación El Inga 500/230/138 kV se plantea disponer de un punto de conexión desde esta subestación hacia el SEQ.

La incorporación de un nuevo proyecto eléctrico de transmisión como cualquier otro proyecto puede presentar consideraciones técnico-económicas, los cuales previo a su implementación deben ser analizados y discutidos, con la finalidad de determinar los posibles inconvenientes y soluciones respectivas y así establecer el mayor provecho del proyecto.

La dificultad se presenta el momento en que se define la trayectoria óptima de la línea, debido a que en la ubicación geográfica que se plantea existe una alta densidad poblacional, optando por aprovechar el derecho de vía de líneas existentes y planteando estructuras multicircuito que cambian la modelación previo la respectiva simulación por software.

Se parte de un breve análisis de las características del sistema y una proyección dentro de su plan de expansión. Luego se presenta una metodología básica de selección de ruta, tomando en cuenta características ambientales y técnicas, la respectiva simulación y resultados de la misma.

2. ANÁLISIS DE LA DEMANDA DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO (SEQ)

La proyección por subestación se realiza en base a la demanda no coincidente de sus primarios a partir de los datos obtenidos por registradores electrónicos, esto para determinar la capacidad necesaria por subestación.

Además se realiza una proyección de demanda coincidente, esto para establecer la demanda del SEQ que se alimenta principalmente del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) y que se da en el horario de 19h00 por lo general y que se utiliza para la simulación de flujos de potencia.

2.1. Demanda Actual

Se tiene como punto de partida a diciembre de 2015 en base a la proyección de demanda máxima coincidente en puntos de entrega.

La Tabla 1 presenta un resumen de la situación actual del sistema eléctrico del SEQ del cual se concluye los puntos de máxima cargabilidad en función de la capacidad de las subestaciones y líneas que conectan al SNT.

Tabla 1: Cargabilidad de puntos de entrega del SEQ al 2015 [1]

PUNTO DE ENTREGA	CAPACIDAD [MVA]	DEMANDA MÁXIMA [MVA]	F.U. [%]
S/E SANTA ROSA 138/46 kV TRP	75,00	56,3	73,1
S/E SANTA ROSA 138/46 kV TRN	75,00	57,4	74,5
L/T SANTA ROSA - EUGENIO ESPE- JO - SELVA ALEGRE 138 kV	189,30	140,6	72,8
L/T SANTA ROSA - CHILIBULO - SELVA ALEGRE 138 kV	189,30	81,1	42,5
S/E VICENTINA T1 - T 138/46 kV	100,00	42,9	42,3
S/E VICENTINA T2- EEQ 138/46 kV	100,00	69,9	69,1
L/T POMASQUI T - POMASQUI EEQ - 1	189,30	87,4	46,1
LT POMASQUI T - Co- TOLLAO - 2	189,30	34,7	18,3
S/E CONOCOTO 138/23 kV	33,00	24,9	74,1
L/T EL INGA - TABA- BELA 138 kV	175,20	17,9	10,2
L/T EL INGA - ALAN- GASÍ 138 kV	175,20	25,4	14,4
L/T INGA - EL QUINCHE 138 kV	175,20	11,2	6,4
L/T STO. DOMINGO - LOS BANCOS 69 kV	78,00	11,8	15,2

Al año 2015 representa una carga de aproximadamente 756 MW alimentados desde los puntos de conexión al SNT y centrales propias. El incremento anual estadístico establece un crecimiento anual de 4,7% en promedio, lo cual cambia a partir del 2016 y se presenta en la demanda proyectada [1].

2.2. Demanda Proyectada

El horizonte de evaluación de la demanda se centra en el año 2018, ya que representa el tiempo de evaluación del crecimiento adicional referente a la demanda de energía eléctrica dado por los proyectos del Metro de Quito y del programa de eficiencia energética para cocción por inducción y calentamiento de agua con electricidad.

Al año 2018 se proyectan varias modificaciones en el SEQ, dado el incremento de carga y la proyección calculada, lo cual representa inversiones en el sistema para poder abastecer la demanda de acuerdo al plan de expansión 2015-2024.

Al 2018 se tiene una demanda en subestaciones de 840 MW, es decir, un incremento de aproximadamente 4% adicional se presenta debido a la implementación de los proyectos descritos, por lo cual dentro del plan de expansión se presenta un nuevo punto de entrega como una solución al incremento de demanda no coincidente [1]. Cabe recalcar que año a año se plantea la repotenciación de subestaciones y la migración del nivel de 46 kV a 138 kV para ciertas subestaciones como Tumbaco, Cumbayá, y la construcción de nuevas subestaciones para abastecer al proyecto de Metro de Quito.

Tabla 2: Cargabilidad de puntos de entrega del SEQ al 2018

PUNTO DE ENTREGA	CAPACIDAD [MVA]	DEMANDA MÁXIMA [MVA]	F.U. [%]
S/E SANTA ROSA 138/46 kV TRP	75,00	45,8	59,3
S/E SANTA ROSA 138/46 kV TRN	75,00	45,8	59,3
L/T SANTA ROSA – EUGENIO ESPEJO – SELVA ALEGRE 138 kV	189,30	91,0	47,0
L/T SANTA ROSA – CHILIBULO – SELVA ALEGRE 138 kV	189,30	73,7	38,1
S/E VICENTINA T1 – T 138/46 kV	100,00	53,4	52,4
S/E VICENTINA T2-EEQ 138/46 kV	100,00	75,5	74,1
L/T POMASQUI T - POMASQUI EEQ - 1	189,30	128,5	63,3
LT POMASQUI T - COTOCOLLAO - 2	189,30	73,7	36,9
L/T EL INGA - TABABELLA 138 kV	175,20	13,1	7,4
L/T EL INGA - ALANGASI 138 kV	175,20	55,1	31,0
L/T STO. DOMINGO - LOS BANCOS 69 kV	175,20	9,9	12,8

3. TRAYECTORIA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

3.1. Ubicación Geográfica

El área comprendida entre las subestaciones de El Inga y Vicentina se encuentra en las Parroquias Quito, Tumbaco, Guangopolo, La Merced y Pifo, pertenecientes al cantón Quito, provincia de Pichincha.

La S/E El Inga cuenta con tres patios de maniobra a niveles de voltaje 500/230/138 kV, que significarán puntos de conexión al SNT de los nuevos centros de generación Coca Codo Sinclair de 1 500 MW y Quijos de 50 MW de capacidad instalada.

3.2. Consideraciones Ambientales

Existen varios tópicos ambientales a considerar en la definición de una trayectoria aérea o subterránea de una línea de transmisión eléctrica, los mismos que dependen de la ubicación del proyecto, condiciones climáticas y población local [2].

Se debe por tanto considerar varios aspectos como:

- Impacto visual
- Protección de la naturaleza
- Agricultura
- El patrimonio cultural
- Requerimientos básicos de topografía y perfilado de la ruta

El proyecto tiene un impacto significativo acorde su área de influencia en el ambiente poblacional, por lo tanto es necesario un estudio y certificación ambiental detallado que conste de los puntos especificados en la Tabla 3.

3.3. Consideraciones Técnicas

La modelación eléctrica de la línea de subtransmisión se basa en el tipo de conductores y la geometría que se utiliza, tomando en cuenta los requerimientos de distancias de seguridad y de disponibilidad de espacio físico. Es por esto que se considera también posibilidad de la inclusión de un tramo subterráneo o el uso de estructuras multicircuito para el aprovechamiento del derecho de vía de líneas existentes. A continuación se detalla consideraciones iniciales [3]:

- Resistencia y Reactancia de la línea
- Corriente nominal
- Campos electromagnéticos
- Repotenciación de líneas

3.4. Alternativas Propuestas

Se estableció mediante la herramienta Google Earth, un software de uso libre que permite realizar visualización de la cartografía del planeta en base imágenes satelitales y además el trazado de polígonos y rutas considerando la ubicación geográfica mediante coordenadas Universal Transverse Mercator (UTM) y que muestra también la altitud de cualquier punto con referencia el nivel del mar.

Previo al trazado de ruta se evalúa el área de influencia y si existe algún área considerada como reserva protegida, esto en base a la verificación del mapa de áreas naturales y protegidas del Distrito Metropolitano de Quito [4].

Se planteó tres alternativas en función de la verificación en sitio y en función de la posible ubicación de las subestaciones a ser alimentadas desde la línea en estudio. Además se planteó el uso de tramos de uso de franja de servicio de líneas existentes, esto debido a la dificultad de plantear nuevas rutas en zonas de alta densidad poblacional.

Tabla 3: Consideraciones de estudio de impacto ambiental necesario [2]

Fase	Actividad	Plan de Manejo Ambiental
Construcción	Desbroce del área	Delimitación del sitio Restricción de corte de vegetación en el interior del área a intervenir
	Movilización de personal, equipos e infraestructura	Mantenimiento vehículos, aplicación de normas viales de seguridad en cuanto a velocidad y transporte de carga
	Construcción de obras civiles	Almacenamiento adecuado de desechos para evitar aumento de sedimentos en caudales cercanos Normas de seguridad del personal
	Manejo de Desechos	Clasificación in situ, almacenamiento en sitios apropiados, disposición final autorizada según tipo de desecho
Operación	Manejo de Desechos	Disposición adecuada de desechos generados durante mantenimientos preventivos o correctivos
Cierre	Desmontaje y demolición de instalaciones	Adecuada disposición final de desechos e infraestructura
	Movilización de equipos, maquinaria	Mantenimiento de vehículos Cumplimiento de normas viales
	Restauración de áreas afectadas	Identificación de pasivos ambientales o remediación de áreas afectadas



Figura 1: Trayectoria de la alternativa 1, delimitada por las subestaciones El Inga y Vicentina, que considera la derivación hacia la subestaciones Nueva Tumbaco y Parque Industrial Itulcachi

Las figuras 1, 2 y 3 muestran un corte de la geografía y la ruta establecida para la línea de transmisión, así como los puntos que presentan diferentes tipos de tramos y conductores.



Figura 2: Trayectoria de la alternativa 2, delimitada por las subestaciones El Inga y Vicentina, que considera la derivación hacia la subestación Nueva Tumbaco.



Figura 3: Trayectoria de la alternativa 3, delimitada por las subestaciones El Inga y Vicentina, que considera la derivación hacia la subestación Nueva Tumbaco

Existen diferencias entre estructuras y tipo de conductor, así como tramos aéreos y subterráneos en función de las posibilidades técnicas que se plantea. En la Tabla 4 se presenta en forma resumida los tramos de cada alternativa, su tipo y la distancia

que comprende, en base a lo que posteriormente se plantea la modelación para flujos de potencia.

4. ANÁLISIS DE FLUJOS Y CONTINGENCIAS

4.1. Metodología de Modelación

Se presenta un tipo de estructura basado en que se utilizarán dos tramos de torres multicircuito, con tres circuitos a 138 kV, considerando distancias de seguridad entre conductores de fase, de guarda, hacia la estructura y al suelo [5].

Tabla 4: Distancias de las alternativas propuestas

Alternativa	Tramo	Tipo	Distancia [km]	
1	1	S/E El Inga – Punto P1.1	Subterráneo	1,93
	2	Punto 1.1 – S/E P.I. Itulcachi	Aéreo Doble Circuito	2,00
	3	Punto 1.1 – S/E Vicentina	Aéreo Doble Circuito	19,95
	4	Punto 1.2 – S/E Nueva Tumbaco	Aéreo Doble Circuito	11,30
2	1	S/E El Inga – Punto P2.1	Aéreo Multicircuito	3,50
	2	Punto 2.1 – S/E Vicentina	Aéreo Doble Circuito	23,07
	3	Punto 2.2 – S/E Nueva Tumbaco	Aéreo Doble Circuito	3,86
3	1	S/E El Inga – Punto P3.1	Aéreo Multicircuito	1,31
	2	Punto P3.1 – Punto P3.3	Aéreo Doble Circuito	17,97
	3	Punto P3.2 – S/E Nueva Tumbaco	Aéreo Doble Circuito	3,86
	4	Punto 3.3 – S/E Vicentina	Aéreo Multicircuito	7,20

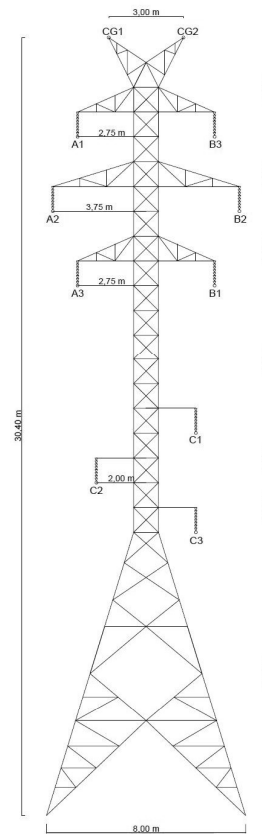


Figura 4: Estructura para 3 circuitos a 138 kV

4.2.1. Alternativa 1

Esta alternativa considera dos tipos de conductor, un cable XLPE de cobre para el tramo subterráneo y el conductor 750 MCM ACAR para el tramo aéreo de acuerdo a la .

El primer tramo subterráneo de longitud 1,93 km se define con un tipo de cable con aislamiento a 138 kV, el resto de la línea de transmisión considera un tramo aéreo con una geometría de dos circuitos sin transposición.

La Fig. 4 muestra la estructura de multicircuito propuesta en la que se calculará las impedancias de cada circuito de acuerdo a los conductores utilizados y las distancias de seguridad para el nivel de voltaje de la línea.

4.2. Modelación de alternativas

Se tomó en cuenta el calibre y tipo de conductor en base a líneas existentes a 138 kV en el SEQ, tomando en cuenta una selección por conductor económico y una estimación de la capacidad necesaria de la demanda del sistema [6].

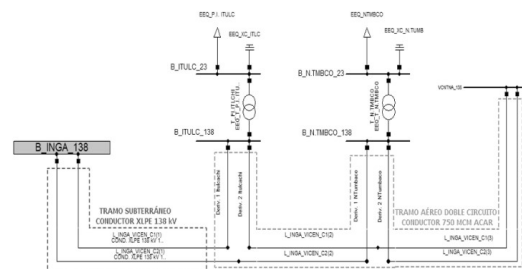


Figura 5: Diagrama unifilar L/T Inga – Vicentina, alternativa 1 de acuerdo a los tramos planteados y sus conductores respectivos en el tramo aéreo y subterráneo

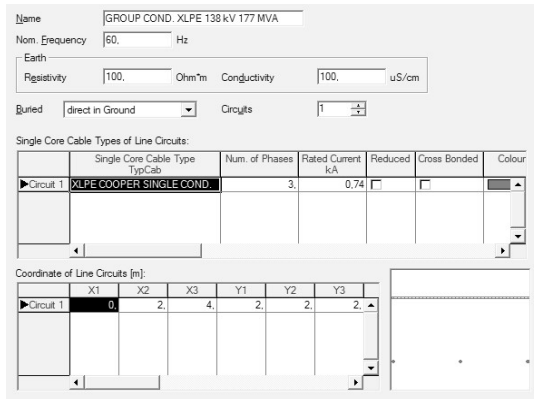


Figura 6: Definición de configuración de conductores subterráneos. Se define la geometría y el conductor con sus características constructivas

En la Fig. 6 se detalla la definición de conductores junto con el acoplamiento en el caso de conductores aéreos.

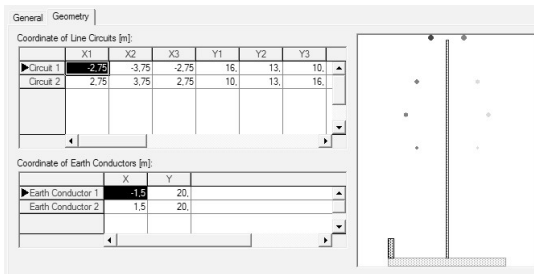


Figura 7: Definición de la geometría de conductores de una L/T doble circuito

Por último se define el acoplamiento entre circuitos considerando el orden de circuitos, cables de guarda y la geometría.

4.2.2. Alternativa 2

Esta alternativa considera un tramo con estructuras multicircuito, con la geometría de la Fig. 4. El tipo de conductor para la línea El Inga – Tababela y para los circuitos paralelos de El Inga – Vicentina se utilizó el 750 MCM ACAR. En la Fig. 8 se puede observar la configuración y el derecho de vía de la L/T El Inga – Tababela que ocupa en un tramo la propuesta planteada.

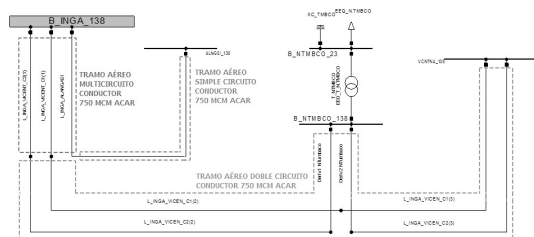


Figura 8: Diagrama unifilar L/T Inga – Vicentina, alternativa 2 de acuerdo a los tramos planteados y sus conductores respectivos en el tramo aéreo

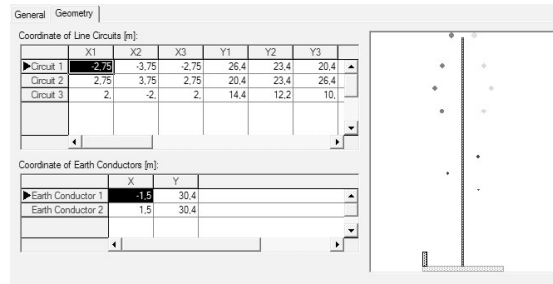


Figura 9: Definición de la geometría de conductores de una L/T multicircuito

El tramo multicircuito se define en base a un tipo de torre y el acoplamiento respectivo de tres circuitos con la geometría de la Fig. 9.

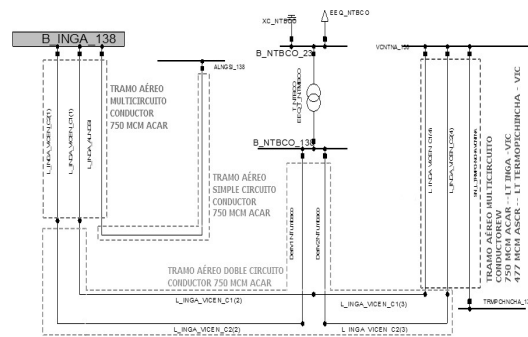


Figura 10: Diagrama unifilar L/T Inga – Vicentina, alternativa 3 de acuerdo a los tramos planteados y sus conductores respectivos en cada tramo

4.2.3. Alternativa 3

La alternativa 3 comprende dos tramos multicircuito, cada uno con diferente calibre de conductores. El primer tramo tiene una distancia de 1,31 km de recorrido con conductores 750 MCM ACAR mientras que el otro tramo multicircuito en base a conductores 750 MCM ACAR y 477 MCM ACSR, este último del conductor existente de la L/T Termopichincha (Guangopolo) – Vicentina.

4.3. Flujos de Potencia

La modelación parte de obtener las impedancias por unidad de longitud y además el acoplamiento entre circuitos, que representa el comportamiento del sistema conforme se incrementa la capacidad de subestaciones, repotenciación, nuevas líneas y el incremento de la demanda por subestación de distribución.

Tabla 5: Resumen de aportación de flujo de potencia por alternativa

	Sin L/T Inga – Vicentina [MW]		Alternativa 1 [MW]		Alternativa 2 [MW]		Alternativa 3 [MW]	
	MW	%	MW	%	MW	%	MW	%
L/T Santa Rosa – Vicentina	143	55%	80	33%	85,4	34%	78,2	32%
TR_Santa Rosa 230/138 kV CELEC	431	60%	377	53%	381	53%	375	52%
TR_Pomasqui 230/138 kV CELEC EP	322	54%	282	48%	285	49%	281	48%
Aportación de S/E El Inga	---		218		213		223	
Inyección P L/T Inga – Vicentina	---		148		129		142	

La Tabla 5 presenta un resumen de la modelación en PowerFactory de DIGSILENT y las aportaciones de potencia que presenta cada alternativa, así como también el flujo sin la línea en estudio, esto para realizar una debida comparación y determinar ventajas y desventajas de la inclusión del proyecto.

La alternativa 3 presenta una mayor aportación de potencia desde la subestación El Inga, frente a las dos alternativas restantes, tomando en cuenta que se tiene una disminución de cargabilidad similar en todas las alternativas presentadas, esto tomado como criterio de selección.

4.4. Contingencias

La modelación de contingencias del sistema se centra en la evaluación de la cargabilidad de elementos “importantes”, considerados así a los puntos de entrega, transformadores que son fundamentales en la distribución de energía y líneas de transmisión, las cuales ante falla de algún elemento pueden presentar sobrecarga.

Se considera el análisis de contingencias de “n-1” elementos, es decir solamente que falle un elemento a la vez y evaluar la situación del resto de elementos, en especial los más cercanos eléctricamente.

Se evalúa las contingencias en la alternativa que presenta mayor aportación de potencia hacia el SEQ desde la subestación El Inga.

La Tabla 6 muestra que existen elementos que tienen sobrecarga al fallar principalmente los transformadores de 138/46 kV de la subestación Vicentina, por lo que el cambio paulatino a 138 kV es necesario, por lo que es necesario la alimentación en este nivel de voltaje.

Tabla 6: Resumen de contingencias al año 2018

Elemento Fallado (n-1)	Barra/Transformador/LT kV	Cargabilidad [%]	
		Operación Normal	Operación con falla
TR_Santa Rosa-1 138/46 kV	TR_Santa Rosa-2 138/46	62	90
TR_Vic-2 138/46 kV	TR_Vicentina-1 138/46	74	86
	L/T Vic-Diezvieja 46	72	97
	L/T P.Guerrero-Diezvieja 46	59	84
	L/T S. Alegre-Bosque 46	63	84
	L/T S. Alegre-G.Centeno 46	67	112
TR_Vic-1 138/46 kV	L/T G.Centeno-Iñaquito 46	42	86
	L/T S. Alegre-Miraflores 46	18	84
	L/T P.Guerrero – Miraflores 46	31	71
	L/T Vic-Floresta 46	75	88
	TR_Vicentina-2 138/46	74	86
L/T Inga-N.Tumbaco-Vic C1	L/T Inga-Vic c2	41	54
	L/T Sta.Rosa-Conocoto-Vic	24	30
	L/T Sta.Rosa-M.Alto-Vic	38	47
L/T Inga-Vic C2	L/T Inga-N.Tumbaco-Vic c1	36	48
	L/T Sta.Rosa-Conocoto-Vic	24	31
	L/T Sta.Rosa-M.Alto-Vic	38	49

5. FACTIBILIDAD TÉCNICA

Como objetivo general se plantea las ventajas y desventajas que se producen al incluir el proyecto dentro del SEQ, lo cual permitirá establecer el beneficio frente al costo del proyecto y de la misma manera los cambios necesarios que deben realizarse frente a una modificación de la topología del sistema.

De acuerdo a la Tabla 5, se determina los criterios de selección de la alternativa que presenta una mayor ventaja en el aspecto técnico. Consecuentemente se presenta los criterios de selección de la alternativa 3 como la mejor opción sobre la cual se plantea un análisis de contingencias presentadas en el literal anterior.

5.1. Ventajas

- El aumento de un nuevo punto de entrega de energía eléctrica al SEQ presenta una mejoría en cuanto a la confiabilidad del servicio desde el punto de vista cualitativo, debido a que se da una redistribución de flujos de potencia, y en caso de considerar un punto o elemento fuera de servicio, no representa la suspensión del servicio eléctrico.
- La calidad del servicio eléctrico mejora notablemente, esto se puede evidenciar en cuanto al nivel de voltaje presente en barras de las S/Es de distribución y evita la necesidad de conectar bancos de capacitores.

Se elimina la dependencia del funcionamiento de compensadores sincrónicos en la S/E Santa Rosa, la cual aportaba con reactivos al SEQ y generaban un costo relativamente alto.

- Existe una reducción de la cargabilidad notable en la S/E Santa Rosa CELEC EP en sus transformadores de 230/138 kV de aproximadamente 10% que representa 60 MW, asimismo se evidencia una reducción de 6% en los transformadores de la S/E Pomasqui CELEC EP.
- Previo el ingreso de la L/T Inga – Vicentina se tiene una aportación desde la S/E Santa Rosa hacia la S/E Vicentina de 143 MW, que representa un 53% de su capacidad a través de dos circuitos de los cuales se cuelgan las S/Es Conocoto y Mirador Alto (2018). El ingreso del proyecto en mención disminuye su cargabilidad a 32%, es decir en 70 MW.
- El ingreso de la S/E El Inga permite la alimentación de las S/Es Alangasí, El Quinche y Tababela, que hasta el 2015 se alimentaban desde la S/E Santa Rosa. Además, al año 2018 ingresa la S/E Nueva Sangolquí, la S/E Nueva Tumbaco y S/E Parque Industrial Itulcachi; todas estas representan 120 MW descargando considerablemente la S/E Santa Rosa en sus transformadores de 230/138 kV.
- El ingreso de las Central Hidroeléctrica Quijos de 50 MW, entrega su producción de energía al SNT a través de la S/E El Inga, la misma que se redirige para abastecer a la demanda del SEQ. Es por tanto que el proyecto de la L/T Inga – Vicentina es fundamental para abastecer de energía a través de un nuevo punto de conexión al SNT.
- La capacidad de la L/T Cumbayá – Tumbaco a 46 kV tiene una capacidad de 53 MW, junto con la S/E Tumbaco de 53 MVA, las cuales no abastecen a la demanda de las parroquias Cumbayá, Tumbaco y La Merced al año 2018, demanda que se prevé aumente debido al programa de cocción eficiente y calentamiento de agua por electricidad; por tanto entra la necesidad de la S/E Nueva Tumbaco 138/23 kV, la cual descarga la S/E Tumbaco de 74% a 37%.

5.2. Desventajas

- Los niveles de cortocircuito aumentan en el nivel de 138 kV con el ingreso de la Central Coca Codo Sinclair, por lo que es necesario revisar si los transformadores de corriente (TCs) en las líneas existentes no presentarán saturación durante cortocircuito, así como también la capacidad de interrupción de interruptores de potencia, siendo el caso

representa un costo adicional el cambio de estos equipos.

- Si bien se esperaba tener una disminución de la cargabilidad de los transformadores TRP y TRN 138/46 kV de la S/E Santa Rosa, apenas se tiene una disminución de un 2%, pero hay que considerar el incremento de carga por lo cual no se evidencia un porcentaje mayor.
- Cuando se tiene sistema en anillo es necesario establecer sistemas de comunicación para líneas de transmisión, lo cual representa costos adicionales no considerados en presupuesto de planificación de expansión, adicional a las restricciones ambientales, sociales y económicas que se presentan como un nuevo proyecto de transmisión de energía.

6. FACTIBILIDAD ECONÓMICA

Para el análisis económico del proyecto se toma en cuenta el periodo de vida útil del proyecto, costos de operación y mantenimiento, cantidad de clientes beneficiados por el proyecto, predicción de la cantidad de Energía No suministrada, costos de materiales actuales al 2015, entre otros. En la Tabla 7 se presenta un resumen de costos del proyecto del cual se considera para

Tabla 7: Análisis comparativo de costos por alternativa propuesta

DETALLE	Alternativa 1 [USD]	Alternativa 2 [USD]	Alternativa 3 [USD]
DISEÑO DE L/T	119.769,18	98.747,80	104.087,17
MATERIALES Y EQUIPOS L/T	3.570.176,17	2.914.375,92	3.071.386,56
OBRA CIVIL, MONTAJE L/T	1.971.536,86	1.704.028,98	1.512.955,42
FISCALIZACIÓN Y SUPERVISIÓN L/T	105.678,69	87.130,41	91.841,62
PRESUPUESTO DEL PROYECTO	5.767.160,91	4.804.283,11	4.780.270,77
Costo por unidad de longitud [USD/km]	165.342,92	157.879,83	157.556,72

7. CONCLUSIONES

La importancia de la línea de transmisión El Inga – Vicentina se genera en cuanto a la necesidad de un nuevo punto de entrega desde la subestación El Inga, que proviene del Sistema Nacional Interconectado desde la Centrales Hidroeléctricas Coca Codo Sinclair y Quijos, debido al incremento considerable de carga en el Sistema Eléctrico Quito por el Proyecto de Cocción Eficiente y calentamiento de agua por electricidad (PCE) y el metro de Quito.

Desde el punto de vista de cargabilidad el proyecto no representa una solución de descarga de los transformadores de las subestaciones de puntos de entrega (Santa Rosa y Pomasqui), pero si representa una redistribución de flujo hacia éstas, sobre todo

de la línea que conecta las subestaciones de Santa Rosa a Vicentina, no dependiendo así la alimentación netamente desde el sur del país hacia Quito.

El planteamiento del proyecto en cuestión radica en la trayectoria, debido a la alta densidad poblacional alrededor de la subestación Vicentina, lo cual fue un punto determinante para proponer el uso de derecho de vía de una línea existente junto con el uso de torres multicircuito.

La inclusión de la línea en mención, representa un punto de conexión con el sistema nacional interconectado para alimentar principalmente las subestaciones de distribución que se encuentran en el límite de su capacidad y surge la necesidad de repotenciarlas, pero en un nivel de voltaje superior.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Departamento de Planificación Técnica EEQ, “Plan de Expansión 2015-2024 del Sistema Eléctrico Quito.” 2015.
- [2] Greenleaf Ambiental Company Cía. Ltda., “Estudio de Impacto Ambiental Definitivo (EIAD) para la Construcción y Operación de la Subestación El Inga 500/230/138 kV,” Quito, Ecuador, Jan. 2011.
- [3] B. Wareing, Wood Pole Overhead Lines, 1st ed. London, United Kingdom: The Institution of Engineering and Technology, 2005.
- [4] Sistema Nacional de Información, “Mapa de Áreas Naturales Protegidas,” IGM, Pichincha, Ecuador, 2011.
- [5] J. Arias, “Proyecto de Normalización para Líneas de Transmisión Aéreas hasta 230 kV,” Tesis Ingeniería Eléctrica, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador, 2011.
- [6] Departamento de Planificación Técnica EEQ, “Plan de Obras y Costos al 2014 del Sistema Eléctrico Quito.” 2014.

AGRADECIMIENTOS

Un agradecimiento al personal del Dpto. de Planificación Técnica de la Empresa Eléctrica Quito por su colaboración y guía para la realización de este proyecto.



Andrés Chávez Enríquez- nació en Quito, Ecuador en 1991. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2016. Su área de interés está desarrollada en la planificación de sistemas de potencia, en líneas de transmisión y protecciones de sistemas

eléctricos de potencia.



Fabián Pérez Yauli- nació en Ambato, Ecuador. Recibió el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en 2004, y el de Doctor en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Nacional de San Juan Argentina en 2013. Trabajo en la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC

EP – Unidad de Negocio TRANSELECTRIC. Actualmente se desempeña como docente titular a tiempo completo en la Escuela Politécnica Nacional. Sus áreas de interés son: Protecciones Eléctricas y Procesamiento de señales.



Franklin L. Quilumba- obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en la Escuela Politécnica Nacional en Quito, Ecuador, en el 2008. Realizó sus estudios de posgrado en la Universidad de Texas Arlington, en Arlington, Estados Unidos de América, donde obtuvo el

grado de Master of Science in Electrical Engineering y el título de Doctor of Philosophy Ph.D. en el 2014.

Desde el 2014, el Dr. Quilumba es parte del cuerpo docente de la Escuela Politécnica Nacional, donde es Profesor Agregado. Sus áreas de interés son análisis, operación, estabilidad y control de sistemas eléctricos de potencia, modelación de carga, y planeación de generación y transmisión.



Rosanna Loor- Formada como Ingeniera Eléctrica y Máster en Eficiencia Energética, en la Escuela Politécnica Nacional (EPN), Quito – Ecuador. Su campo de estudio es la planificación de sistemas de energía eléctrica (transmisión y distribución), con énfasis

en eficiencia energética. Actualmente trabaja como ingeniera eléctrica en la Empresa Eléctrica Quito en la Dirección de Planificación, y se desempeña como profesora Ocasional 1 a tiempo parcial en la Facultad de Ingeniería Mecánica de la EPN.