

Aplicación de la Regulación CONELEC – 003/08 “Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transporte y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado” y Benchmarking de las instalaciones del Sistema Nacional de Transmisión del Ecuador

G. Maila

C. Arellano

Escuela Politécnica Nacional - EPN

Resumen-- Actualmente no se ha emprendido en un estudio de seguimiento en el tiempo de la aplicabilidad de la Regulación CONELEC 003/08 y en el levantamiento de la estadística de fallas y mantenimientos del sistema de transmisión. Dado que la Dirección de Operaciones de CENACE dispone de reportes mensuales de fallas y mantenimientos de los elementos del S.N.T. en hojas de cálculo, bitácora operativa, informes, etc., se ve la necesidad de levantar la estadística de fallas y mantenimientos para el período 199 – 2010, con el objetivo de realizar comparaciones con estándares normativas de otros países (Colombia y Chile) y la propia normativa ecuatoriana. Adicionalmente la aplicación de la Regulación No. CONELEC - 003/08 y el benchmarking permitirá al Transmisor conocer los elementos que no cumplen con los límites establecidos para que pueda tomar acciones correspondientes frente a éstos y al Regulador la implementación de algunos criterios de las normativas de Colombia y Chile.

Palabras clave-- Disponibilidad, Transmisión, Regulación No. CONELEC - 003/08, Fallas, Mantenimientos.

1. INTRODUCCIÓN

El suministro de energía eléctrica es un punto importante dentro de la sociedad ya que el desarrollo y el crecimiento económico de un país están ligados a la calidad de energía eléctrica. Debido a esto, los países inmersos en la necesidad de tener un control adecuado de la calidad de energía eléctrica, emiten normativas en los que se fijan parámetros que ayudan a evaluar el suministro de energía.

Con la finalidad de llevar el control de la calidad de energía en el Ecuador, el Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC emite la Regulación No. CONELEC - 003/08 “Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado”, en la cual se evalúa la calidad del servicio de transmisión y conexión a través de la duración y frecuencia de las interrupciones.

2. CALIDAD DEL TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD Y DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN Y CONEXIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO - REGULACIÓN No. CONELEC – 003/081

Esta Regulación se aplica al Transmisor operador del S. N. T., a los agentes que presentan servicios de transporte de electricidad, a las empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores conectados directamente a los sistemas de transmisión en el S.N.I.

Las instalaciones consideradas son:

- Circuitos de líneas de transmisión y de interconexión que operan a voltajes mayores a 90 kV.
- Instalaciones para transformación y regulación de voltajes.
- Instalaciones de campos de conexión de Empresas Distribuidoras y Grandes Consumidores, que son usuarios directos de los sistemas de transmisión.

Las interconexiones internacionales, no forman parte del ámbito de aplicación de esta Regulación.

2.1. Aspectos de Calidad de Servicio de Transmisión Considerados en la Regulación

Las instalaciones de transmisión tendrán el equipamiento para atender los requerimientos operativos del SNI, así como también aquellos equipos que son necesarios para mantener la seguridad de sus sistemas ante perturbaciones externas.

La calidad de servicio de transmisión y conexión en el SNI, se evaluarán considerando los parámetros siguientes:

- Duración de las interrupciones.
- Frecuencia de interrupciones.

2.2. Calidad de Servicio de Transmisión y Conexión

La Calidad de servicio de Transmisión y Conexión de cada una de las instalaciones de transmisión y puntos de conexión serán evaluados semestralmente.

¹ Referencia bibliográfica [1]

2.2.1. Determinación de indisponibilidades

El tiempo de indisponibilidad de una instalación desconectada se considerará, desde el momento de ocurrencia del evento hasta que: el CENACE autorice su energización y el Transmisor lo cumpla, o el CENACE decida no energizarla por no ser necesaria para la operación del sistema.

Existirá una sanción para las instalaciones que se encuentren indisponibles en un tiempo mayor a 10 días después de la suspensión del suministro de energía, la cual será establecida en el Contrato de Concesión.

2.2.2. Determinación de indisponibilidades

Para el cálculo de las horas de indisponibilidad semestral se toman en cuenta las siguientes indisponibilidades:

- Indisponibilidad parcial (IP).- Es el tiempo durante el cual una instalación se encuentra disponible con capacidad reducida.
- Indisponibilidad total (IT).- Es el tiempo durante el cual una instalación estuvo fuera de servicio.

2.2.3. Límites

El Transmisor cumplirá para cada una de las instalaciones, con un máximo de horas de indisponibilidad (LHI) y de número de desconexiones (NDP).

Tabla 1: Límites de Horas de Indisponibilidad y Número de Desconexiones Semestrales

Tipo de Instalación	(LHI)	(NDP)
Campo de conexión	2	1
Circuito transmisión 230 kV	4	2
Circuito transmisión 138 kV	4	2
Capacitor y Reactor	2	1
Transformador	4	1

El Número de Desconexiones de una instalación, se calcula sobre la base de su número de indisponibilidades totales en el semestre.

2.2.4. Factor de calidad de servicio –FCS

El Factor de Calidad de Servicio FCS considera las desconexiones (NIT) y las horas de indisponibilidad (IP, IT) semestrales, de cada una de las instalaciones de transmisión. El FCS se calcula con la siguiente expresión:

$$FCS = 1 + \frac{IP+IT-LHI}{LHI} + \frac{NIT - NDP}{NDP} \quad (1)$$

El segundo o tercer término de esta expresión, se considerarán solamente en los casos de que sus

valores individuales sean positivos. En los casos de que estos dos términos sean negativos o ceros, el valor de FCS se considerará igual a cero.

2.2.5. Energía no suministrada (ENS)

Para el cálculo de la ENS el tiempo se considerará, desde el momento en que se produce el evento hasta cuando la ENS sea cero, o el CENACE determine que existen condiciones operativas en el SNI, para reiniciar de inmediato el servicio a través de la instalación de transmisión desconectada.

La ENS por indisponibilidades de instalaciones nuevas de transmisión, se contabilizará a partir del tercer mes de entrada en operación.

Para el cálculo de la ENS se diferencian aquellas en los que el evento supera las 2 horas y aquellas inferiores a las dos horas.

3. RESOLUCIÓN N° 97 DEL 2008 DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DE COLOMBIA – RESOLUCIÓN CREG 097-20082

La Resolución CREG 097-2008, en su capítulo 11 “Calidad de Servicio” considera como parámetros para la calidad de servicio del Sistema de Transmisión Regional la indisponibilidad de los elementos de transmisión y por consiguiente la Energía No Suministrada -ENS.

3.1. Horas Máximas Anuales de Indisponibilidad

Los siguientes grupos de activos utilizados en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Regional (STR), no deberá superar, en una ventana móvil de doce meses, el número de horas de indisponibilidad señalado en la tabla 2.

Tabla 2: Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad de los Activos en el STN - Colombia

Activos	Horas de Indisponibilidad
Conexión al STN	51
Equipos de compensación	31
Línea Nivel de Tensión 4	38
Módulo de barraje	15

Para el grupo “Conexión del Operador de Red al STN”, el grupo “Línea Nivel de Tensión 4” y el grupo “Equipo de Compensación” se consideran incluidas

² Referencia bibliográfica [3]

las respectivas bahías. Para Módulo de Barraje solamente está la Unidad de Control correspondiente.

El máximo permitido se debe comparar con la suma de las indisponibilidades de los activos que hacen parte del grupo. Cada uno de estos activos está conformado por una Unidad de Control con excepción de las líneas que tienen un número real positivo de una o más Unidades de Control.

3.2. Determinación de la Energía No Suministrada

La Energía No Suministrada –ENS se estimará para cada periodo horario mientras persista una indisponibilidad y estimará el porcentaje de ENS que ésta energía representa frente a la predicción horaria de demanda para el Mercado de Comercialización.

4. NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO – SANTIAGO DE CHILE, OCTUBRE DE 20093

En el capítulo 5 de la presente norma se definen las exigencias mínimas de Seguridad y Calidad de Servicio (SyCS) de los Sistemas Interconectados, para todas las condiciones de operación, considerando a cada Sistema Interconectado operando en forma integrada o disgregado en Islas Eléctricas.

La Calidad de Suministro de generación y transmisión se evaluará a través de la Indisponibilidad de las instalaciones de generación y transmisión.

A estos efectos la Dirección de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga deberá calcular la Indisponibilidad forzada y programada de las instalaciones de generación y transmisión. Las instalaciones a las cuales se le determinará el índice de Indisponibilidad serán las siguientes:

- Transformadores de poder
- Líneas de transmisión
- Equipos de compensación reactiva inductiva y capacitiva

Los índices de Indisponibilidad Forzada y Programada serán determinados como promedio móvil a cinco años.

4.1. Límites

Los índices de Indisponibilidad Programada y Forzada aceptables en transmisión para líneas hasta 300 km, transformadores, equipos serie y compensación serán los que se muestran en la tabla 3.

³ Referencia bibliográfica [4]

Tabla 3: Índices de Indisponibilidad Programada y Forzada en Transmisión – Chile

NIVEL DE TENSIÓN	HPROt	HFORt	FFORt
Mayor igual que 500 kV	20	5	2
Mayor igual que 220 kV y menor que 500 kV	20	10	3
Mayor igual que 100 kV y menor que 220 kV	20	15	4
Mayor igual que 44 kV y menor que 100 kV	15	30	5
Transformadores, equipos serie y compensación	30	45	1

Prot.: Horas de salida promedio anual por concepto de Indisponibilidad Programada por cada 100 km de línea.
HFORt: Horas de salida promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada por cada 100 km de línea.
FFORt: Frecuencia de salidas promedio anual por concepto de Indisponibilidad Forzada por cada 100 km de línea

Para líneas de longitud inferior a 100 km se considerará un valor fijo de salidas como si fuera ésta una línea de 100 km. Para líneas de longitud superiores a 300 km las horas de indisponibilidad serán un 65% de los valores indicados en la tabla

4.2. Energía No Suministrada (ENS)

El costo unitario de la ENS de corta duración será igual a:

- 3,24 [US\$/kWh] para el SIC.
- 4,86 [US\$/kWh] para el SING.

Sin embargo se podrán efectuar estudios específicos y justificados para determinar y actualizar el costo.

5. LEVANTAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

Empleando los reportes de falla y bitácoras operativas elaborados por la Dirección de Operaciones del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) se alimentó una base de datos mediante la validación de la información de fallas y mantenimientos con métodos de consistencia y razonabilidad. Para el levantamiento de la información, del año 1.999 al 2.010, de fallas y mantenimientos de las instalaciones de transmisión y tratamiento de la información se toman en cuenta consideraciones tales como:

- Falla.- Es todo fenómeno anormal en cualquier parte de un equipo o instalación que altera las condiciones de operación suspendiendo su funcionamiento normal.

- **Mantenimiento programado.-** Es el mantenimiento de un equipo o instalación, considerado dentro de un programa anual, trimestral, mensual o semanal de mantenimiento global.
- **Mantenimiento no programado.-** Es el mantenimiento que se debe ejecutar a un equipo o instalación en forma urgente, para precautelar la integridad de los mismos, razón por la cual no se puede posponer.
- **Indisponibilidad total.-** Es el tiempo durante el cual un equipo o instalación no estuvo disponible para el servicio.

Con la información de la base de datos se realiza una memoria técnica de fallas y mantenimientos, “Estadística de Fallas y Mantenimientos de los Elementos del Sistema Nacional de Transmisión – S.N.T. del Ecuador, periodo 1.999 – 2.010”, en la que se encuentra con detalle la información utilizada para la realización del presente trabajo y de la cual se presentan los resultados generales. Esta memoria reposa en el Departamento de Operaciones del CENACE.

6. APLICACIÓN DE LA NORMATIVA ECUATORIANA – REGULACIÓN No. CONELEC – 003/08

Como menciona la regulación ecuatoriana existen dos límites en cuanto a número de desconexiones NDP y horas de indisponibilidad LHI deben cumplir los elementos, los mismos que se encuentran relacionados por el factor de calidad de servicio FCS el cual si tiene un valor mayor a 1 muestra una mala calidad del elemento. Con estos antecedentes se aplica la regulación para cada elemento y se determinan los elementos que presentan mala calidad de servicio.

Para efecto del presente trabajo, sólo se presentan los tres elementos que tienen el valor más alto de FCS y en consecuencia mala calidad de servicio.

6.1. Campos de Conexión

Para el primer semestre se tiene que el 52% de los elementos cumple satisfactoriamente con el límite NDP y el 42% cumple con el límite LHI. Mientras que para el segundo semestre se tiene que el 71% de los elementos cumple satisfactoriamente con el límite NDP y el 47% cumple con el límite LHI.

La energía no suministrada al sistema (ENSs) por los campos de conexión es de 5,26 GWh (ver Tabla 4).

Tabla 4: ENSs de Campos de Conexión

Empresa Distribuidora	ENSs MWh
CEDEGE - S/E Electroquil 2	49,52
CNEL - EMELBO	0,48
CNEL - EMELESA	61,24
CNEL - EMELGUR	1254,32
CNEL - EMELMANABI	635,04
CNEL - EMELORO	20,97
CNEL - EMELRIOS	34,13
CNEL - EMELSAD	162,46
CNEL - EMELSUCUMBOS	330,49
CNEL - EMEPE	295,17
CNEL - MILAGRO	731,16
EE. Ambato	81,39
EE. Centro Sur	167,73
EE. Regional Sur	0,00
EE. Riobamba	97,36
Eléctrica de Guayaquil	847,53
ELEPCO	0,28
EMELNORTE	153,17
INTERAGUA	269,73
REFINERIA	64,78
Total	5256,94

Los campos de conexión con mala calidad de servicio en base al FCS se presentan en la tabla 5.

Tabla 5: Campos de Conexión que presentan mala calidad de servicio

Primer Semestre	
Elemento	FCS
Fco. de Orellana – Posición Jivino	12,61
Pascuales – Posición T. Daule	8,31
Riobamba – Posición Riobamba 2	8,13
Segundo Semestre	
Fco. de Orellana – Posición Jivino	21,41
Milagro – Posición Milagro 1	8,80
Chone – Posición Calceta	7,47

6.2. Circuito de Transmisión 230 kV

Para el primer semestre se tiene que el 91% de los elementos cumple satisfactoriamente los límites NDP y LHI, mientras que para el segundo semestre se tiene que el 65% de los elementos cumple con el límite NDP y el 95% cumple con el límite LHI. La ENSs es de 1,41GWh al año (ver Tabla 6).

Tabla 6: ENSs de Circuitos de Transmisión 230 kV

Empresa Distribuidora	ENSs MWh
CNEL - EMELGUR	1,30
CNEL - MILAGRO	37,73
EE. Quito	910,80
Eléctrica de Guayaquil	460,15
Total	1409,98

Los circuitos de transmisión 230 kV con mala calidad de servicio en base al FCS se presentan en la tabla 7.

Tabla 7: Circuitos de Transmisión 230 kV que presentan mala calidad de servicio

Primer Semestre	
Elemento	FCS
Molino – Pascuales 1	1,50
Molino – Pascuales 2	1,50
Milagro – Pascuales 1	1,24
Segundo Semestre	
Molino – Totoras 1	2,00
Sto. Domingo – Quevedo 1	1,50
Quevedo – Pascuales 1	1,50

6.3. Circuito de Transmisión 138 kV

Para el primer semestre se tiene que el 65% de los elementos cumple con el límite NDP y el 92% cumple con el límite LHI, mientras que para el segundo semestre se tiene que el 58% de los elementos cumple con el límite NDP y el 78% cumple con el límite LHI.

La ENSs por los circuitos de transmisión 138 kV es de 7,18GWh al año (ver Tabla 8).

Tabla 8: ENSs de Circuitos de Transmisión 138 kV

Empresa Distribuidora	ENSs MWh
CNEL - EMELESA	404,46
CNEL - EMELGUR	373,21
CNEL - EMELMANABI	966,81
CNEL - EMELORO	640,57
CNEL - EMELRIOS	904,48
CNEL - EMELSUCUMBIOS	972,99
CNEL - EMEPE	1392,21
EE. Ambato	0,13
EE. Centro Sur	51,92
EE. Quito	124,44
EE. Regional Sur	109,17
Eléctrica de Guayaquil	898,78
ELEPCO	43,87
EMELNORTE	295,76
Total	7178,81

Los circuitos de transmisión 138 kV con mala calidad de servicio en base al FCS se presentan en la tabla 9.

Tabla 9: Circuitos de Transmisión 138 kV que presentan mala calidad de servicio

Primer Semestre	
Elemento	FCS
Pascuales – Sta. Elena	5,50
Electroquil – Posorja	4,93
Tena – Fco. Orellana	3,00
Segundo Semestre	
Electroquil – Posorja	7,32
Milagro – Babahoyo	4,61
Tena – Fco. Orellana	2,50

6.4. Capacitores y Reactores

En el primer semestre se tiene que el capacitor C1 de la S/E Milagro a 138 kV no cumple con el LHI debido a una falla y en base al FCS tiene una mala calidad de servicio por tener un valor de 1,50.

Para el segundo semestre se tiene que el capacitor C1 (13,8 kV) de Machala no cumple con el límite NDP y el reactor RCQ (13,8 kV) de la S/E Totoras no cumple con límite LHI, además el reactor RCQ de la S/E Totoras tiene un FCS de 1,50 por lo que se considera que tiene una mala calidad de servicio.

No existe ENS a causa de estos elementos.

6.5. Transformadores

Para el primer semestre se tiene que el 63% de los elementos cumple con el límite NDP y el 80% cumple con el límite LHI, mientras que para el segundo semestre se tiene que el 53% de los elementos cumple con el límite NDP y el 85% cumple con el límite LHI.

La ENSs por los transformadores es de 16,07GWh al año (ver Tabla 10).

Tabla 10: ENSs de Transformadores

Empresa Distribuidora	ENSs MWh
CNEL - EMELESA	399,12
CNEL - EMELGUR	2447,92
CNEL - EMELMANABI	420,40
CNEL - EMELORO	971,78
CNEL - EMELRIOS	1039,70
CNEL - EMELSAD	343,01
CNEL - EMELSUCUMBIOS	1301,98
CNEL - EMEPE	491,24
CNEL - MILAGRO	308,10
EE. Ambato	188,86
EE. Centro Sur	440,19
EE. Quito	2913,62
Eléctrica de Guayaquil	4641,03
ELEPCO	59,49
EMELNORTE	99,55
Total	16066,00

Los transformadores que presentan mala calidad de servicio en base al FCS se muestran en la tabla 11.

Tabla 11: Transformadores que presentan mala calidad de servicio

Primer Semestre	
Elemento	FCS
Machala – Autotransformador ATQ	7,25
Vicentina – Transformador T2	5,01
Sta. Rosa – Transformador TRN	4,17
Segundo Semestre	
Quevedo – Autotransformador ATR	5,75
Sta. Elena – Autotransformador ATQ	5,66
Fco. Orellana – Autotransformador ATQ	5,00

7. BENCHMARKING ENTRE LAS NORMATIVAS DE ECUADOR COLOMBIA Y CHILE

Con el levantamiento estadístico de fallas y mantenimientos descrito en el numeral 5 del presente trabajo, se aplican los criterios que establecen las normativas de Ecuador, Colombia y Chile (como se describe en los numerales 2, 3 y 4), para el año 2010 con lo que se obtienen los resultados que se presentan a continuación.

7.1. Tiempo de Indisponibilidad Forzada

Las normativas de los tres países (Ecuador, Colombia y Chile) tienen en común la evaluación del tiempo de indisponibilidad; para el cual, todos los elementos analizados cumplen con los límites de dichas normativas.

7.2. Tiempo de Indisponibilidad Programada

Solo la normativa chilena evalúa este parámetro; en el que se tiene que 16 elementos no cumplen con el límite establecido por dicha regulación (ver Tabla 12).

Tabla 12: Elementos que no cumplen el límite HPROt (Chile)

Línea de Transmisión	Chile	
	HPROt	Lím.
Daule Peripa – Portoviejo 1	35,38	20
Milagro – San Idelfonso 2	31,65	20
Milagro – San Idelfonso 1	99,67	20
Molino – Cuenca 1	88,59	20
Pascuales – Santa Elena 1	22,82	20
Quevedo – Daule Peripa 1	31,11	20
San Idelfonso – Machala 1	27,58	20
Totoras – Agoyán 2	102,79	20
Totoras – Agoyán 1	191,45	20
Trinitaria – Salitral 1	26,39	20
Milagro – Dos Cerritos 1	30,77	20
Molino – Riobamba 1	50,72	20
Sta. Rosa – Totoras 1	24,96	20
Totoras – Riobamba 1	20,66	20
Totoras – San Francisco 2	90,18	20
Totoras – San Francisco 1	39,76	20

7.3. Tiempo de Indisponibilidad Programada

Este parámetro lo evalúan las normativas chilena y la ecuatoriana y con las cuales se tiene que 15 elementos no cumplen con el límite establecido en la normativa chilena y 3 elementos no cumplen con el límite ecuatoriano (ver Tabla 13).

**Tabla 13: Elementos que no cumplen el límite FFORt y NDP
(Chile – Ecuador)**

Elemento		Chile		Ecuador	
		FFORt	Lím.	NDP	Lím.
Compensador	Machala – C1	1,40	1	-	-
	Pascuales – RCW	1,80	1	-	-
	Pascuales – RCX	1,40	1	-	-
	Sta. Rosa – RCX	2,40	1	-	-
	Portoviejo – C1	1,80	1	-	-
	Portoviejo – C2	1,20	1	-	-
Transformador	Sta. Rosa – TRN	2,00	1	4	4
	Babahoyo – ATQ	5,00	1	-	-
	Fco. Orellana – ATQ	1,60	1	-	-
	Pascuales – ATR	2,00	1	-	-
	Quevedo – ATR	1,20	1	-	-
	Sta. Elena – ATQ	1,20	1	-	-
	Tena – TRQ	1,20	1	-	-
	Milagro – ATU	4,00	1	-	-
	Sta. Rosa – ATU	1,40	1	-	-
L/T	Milagro – Babahoyo	-	-	6	4
	Tena – Fco. Orellana	-	-	8	4

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El registro estadístico de fallas es un aspecto importante que debe ser considerado en la operación de cualquier sistema eléctrico de potencia, pues es una forma de determinar el comportamiento de los elementos y por tanto será una fuente útil de información para realizar una mejor planificación del mantenimiento, operación y expansión de los sistemas.

Todos los agentes del sistema (generador, transmisor, distribuidor, gran consumidor e interconexión internacional) y el medio externo influyen en la calidad de servicio de transmisión y conexión; sin embargo, del análisis realizado en este trabajo es el distribuidor quien tiene mayor incidencia, debido a que el 65% de las indisponibilidades no programadas se presentan y originan en la red de distribución y afectando inclusive a la red de transmisión, observándose la necesidad de revisar la coordinación de protecciones entre el Sistema de Transmisión y el Sistema de Distribución.

La calidad de servicio de transmisión y conexión es responsabilidad del transmisor; sin embargo, son los organismos de control (CENACE y CONELEC), quienes deben también verificar la gestión que ésta realice y el cumplimiento de las normativas vigentes.

La ejecución de un mantenimiento adecuado y oportuno influye en la reducción del número

de fallas teniendo una relación directamente proporcional. Por lo que es necesario que el análisis de fallas sea una entrada al proceso de planificación de mantenimientos.

Es necesaria la ejecución y control de mantenimientos preventivos con el propósito de minimizar la indisponibilidad forzada.

En función de los resultados obtenidos se recomienda que el CONELEC tome en cuenta los criterios de otros países como por ejemplo Colombia y Chile para, que de considerarlo necesarios y de acuerdo a los resultados presentados en este trabajo aumente el alcance (mantenimientos programados) que la normativa ecuatoriana contempla (Regulación No. CONELEC – 003/08); ya que la aplicación de la normativa ecuatoriana en este estudio, tan solo considera el 25% del total de eventos registrados en el período de estudio.

AGRADECIMIENTOS

Nuestro sincero agradecimiento a la Corporación Centro Nacional de Control de Energía – CENACE por abrirnos sus puertas en la Dirección de Operaciones, en especial a los ingenieros Wilson Mejía y Adriana Pacheco quienes nos brindaron su amistad y valiosa ayuda para la elaboración de este trabajo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CONELEC (2008). Regulación No. CONELEC 003/08, “Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado”, Quito, Ecuador.
- [2] CENACE, Procedimiento de la Regulación No. CONELEC 003/08.
- [3] Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG (2008). Resolución No. 97, Colombia.
- [4] Comisión Nacional de Energía (2009). Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, Santiago de Chile.
- [5] Comisión Nacional de Energía (2000). Real Decreto 1955/2000. “Por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica”, Boletín Oficial del Estado, España.

- [6] Arellano C. & Maila G. (2011). Memoria Técnica. “Estadística de Fallas y Mantenimientos de los Elementos del Sistema Nacional de Transmisión – S.N.T. del Ecuador, periodo 1999 – 2010”. CENACE. Quito, Ecuador.
- [7] Arellano C. & Maila G. (2011). “Análisis y Evaluación de la Calidad de Transporte de Electricidad en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador”. Proyecto de Titulación. Quito, Ecuador.
- [8] Enríquez G. (1983). Elementos de Centrales Eléctricas II. Segunda Edición. LIMUSA S.A. México.
- [9] Cunalata G. (2008). “Metodología para Determinar los Niveles de Calidad del Servicio de Transporte en los Puntos de Conexión de los Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista”. Quito, Ecuador.



Geovanna M. Maila LL.- Nació en Quito, Ecuador, en abril de 1.985. Realizó sus estudios secundarios en el Colegio Experimental Simón Bolívar de Quito, cursó sus estudios superiores en la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional donde obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en el año 2.011.



Christian M. Arellano V.- Nació en Quito, Ecuador, en septiembre de 1.987. Realizó sus estudios secundarios en el Colegio Hermano Miguel “La Salle”, cursó sus estudios superiores en la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional donde obtuvo el título de Ingeniero Eléctrico en el año 2.011. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Operación de Generación y Transmisión en el Centro de Operaciones del Centro Nacional de Control de Energía – CENACE