



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E SCIENTIA HOMINIS SALUS "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**DISEÑO DE UN PLAN ESTRATÉGICO BASADO EN EL CUADRO
DE MANDO INTEGRAL (BALANCED SCORECARD) Y ORIENTADO
A LA INNOVACIÓN DE LA DIRECCIÓN DE SUPERVISIÓN Y
CONTROL DEL CONELEC**

**TESIS DE GRADO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE MAGÍSTER
EN ADMINISTRACIÓN DE NEGOCIOS DEL SECTOR ELÉCTRICO**

FRANKLIN FABIÁN ERREYES TOCTO
franklin.erreyes@gmail.com

DIRECTOR: MBA. ECON. CARLOS HERNÁN ARTIEDA CAJILEMA.
carlos.artieda@epn.edu.ec

Quito, Junio 2013

DECLARACIÓN

Yo, Franklin Fabián Erreyes Tocto, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Franklin Fabián Erreyes Tocto

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Franklin Fabián Erreyes Tocto, bajo mi supervisión.

MBA. Econ. Carlos Hernán Artieda Cajilema.

DIRECTOR

AGRADECIMIENTOS

Mis sinceros agradecimientos al MBA. Econ. Carlos Hernán Artieda Cajilema, quien con su dirección ha permitido la consecución de este trabajo de investigación.

Al personal de la Dirección de Supervisión y Control del CONELEC, quienes con su colaboración permitieron la recolección de la información necesaria para la ejecución de este trabajo.

DEDICATORIA

A Dios Todopoderoso quien me ha otorgado la vida, el amor y sobre todo los conocimientos para concluir con este trabajo.

A mi abuelita y a mi madre, seres que con su esfuerzo y sacrificio me permitieron alcanzar este nivel profesional, y quienes me han impulsado a continuar trabajando denodadamente en este proyecto de tesis.

A mi esposa que con su respaldo y apoyo imperecedero ha permitido alcanzar varias metas en mi vida familiar, personal y profesional.

A mis hijos David y María Paz quienes son la razón de mi existencia y a quienes dedico este trabajo.

A mis suegros, quienes han contribuido con sus buenos consejos en el desarrollo de este documento.

Franklin Erreyes T.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	0
CERTIFICACIÓN.....	ii
AGRADECIMIENTOS.....	iii
DEDICATORIA	iv
LISTA DE FIGURAS	ix
LISTA DE TABLAS.....	x
LISTA DE ANEXOS	xii
RESUMEN.....	xiii
ABSTRACT	xiv
CAPITULO 1.....	1
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 2.....	4
MARCO TEÓRICO.....	4
2.1 SISTEMA DE PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA Y OPERATIVA.....	4
2.1.1 FIJAR UNA DIRECCIÓN ORGANIZATIVA (DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO).....	7
2.1.1.1 La Visión	8
2.1.1.2 La Misión.....	8
2.1.1.3 Los Objetivos.....	9
2.1.2 REALIZAR EL ANÁLISIS DEL ENTORNO (ANÁLISIS DEL ENTORNO)	11
2.1.2.1 Entorno general.....	13
2.1.2.2 Entorno operativo	13
2.1.2.3 Entorno interno	14
2.1.2.4 Evaluación del Proceso de Análisis del Entorno	15
2.1.3 FORMULAR UNA ESTRATEGIA ORGANIZATIVA (ANÁLISIS ESTRATÉGICO).	16
2.1.3.1 Análisis de la estrategia utilizando las cinco fuerzas de Michael Porter	18
2.1.3.2 Estrategias Alternativas	20
2.1.3.3 El desafío de la sostenibilidad. La evolución de una ventaja competitiva a largo plazo	22
2.1.4 EJECUTAR LA ESTRATEGIA DE LA ORGANIZACIÓN (IMPLEMENTACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS).....	25
2.1.5 EJERCER EL SEGUIMIENTO Y CONTROL (CONTROL ESTRATÉGICO)	26

2.1.6	EL CUADRO DE MANDO INTEGRAL	26
CAPITULO 3		32
METODOLOGÍA		33
CAPITULO 4		35
SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA DEL SECTOR ELÉCTRICO		36
4.1	MARCO LEGAL.....	36
4.2	INSTITUCIONES RECTORAS DEL SECTOR ELÉCTRICO	40
4.2.1	MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	41
4.2.2	CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD	42
4.2.3	CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA	43
4.3	MAPAS DEL SECTOR ELÉCTRICO	44
4.4	PRODUCCIÓN NACIONAL VS. IMPORTACIONES.....	50
4.5	CENTRALES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA, TÉRMICA, NO CONVENCIONAL Y FUTUROS PROYECTOS	58
4.6	LA REALIDAD DE LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	65
4.7	LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SUS PRINCIPALES INCONVENIENTES.....	70
4.7.1	RECAUDACIÓN VS. FACTURACIÓN	70
4.7.2	NIVEL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA (TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS).....	70
4.7.3	ÍNDICE DE LIQUIDEZ	72
4.7.4	ÍNDICE DE RENTABILIDAD	72
4.7.4.1	Gastos administrativos vs. Ventas	72
4.7.4.2	Gastos de operación y mantenimiento vs. Ventas	73
4.7.4.3	Gastos administrativos, operación y mantenimiento vs Ventas.....	74
4.8	TARIFAS REALES VS. TARIFAS SUBSIDIADAS	75
4.8.1	TARIFAS REALES.....	75
4.8.2	TARIFAS SUBSIDIADAS	79
4.8.2.1	Subsidio Tercera Edad.....	79
4.8.2.2	Subsidio Tarifa Dignidad.....	79
CAPITULO 5		81
PRINCIPALES ANTECEDENTES DEL CONELEC		81
5.1	ASPECTOS GENERALES	81
5.2	PRINCIPALES ACTIVIDADES QUE DESARROLLA EL CONELEC, COMO ENTE DE REGULACIÓN Y CONTROL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	82
5.3	ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL	86
5.3.1	VISIÓN.....	86
5.3.2	MISIÓN	86
5.3.3	VALORES	86
5.3.4	DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y POLÍTICAS	89
5.3.5	DIRECCIÓN DE TARIFAS Y CARGOS	90
5.3.6	DIRECCIÓN DE REGULACIÓN.....	91
5.3.7	DIRECCIÓN DE CONCESIONES	92

5.3.8	DIRECCIÓN DE SUPERVISIÓN Y CONTROL	93
5.3.9	ÁREAS DE APOYO.....	94
5.3.9.1	Unidad Financiera.....	94
5.3.9.2	Unidad Administrativa.....	95
5.3.9.3	Unidad de Talento Humano.....	95
5.3.9.4	Unidad de Sistemas Informáticos	96
5.3.10	COMITÉ OPERATIVO DE APOYO – COA.....	97
5.3.11	COMITÉ EJECUTIVO PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022	98
5.4	EXPECTATIVAS DE FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL.....	99
5.4.1	MODELO DE REESTRUCTURACIÓN PROPUESTO PARA EL CONELEC	101
CAPITULO 6.....		104
6.	ANÁLISIS SITUACIONAL DE LA DIRECCIÓN DE SUPERVISIÓN Y CONTROL 104	
6.1	LA SUPERVISIÓN Y CONTROL DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	104
6.1.1	CONTROL DE LA GENERACIÓN	105
6.1.1.1	Proyectos de generación	105
6.1.1.2	Centrales de generación	109
6.1.2	CONTROL DE LA TRANSMISIÓN	113
6.1.2.1	Plan de expansión de la transmisión - PET.....	113
6.1.2.2	Calidad de servicio de la transmisión	116
6.1.2.3	Mantenimiento de las instalaciones del SNT.....	117
6.1.3	CONTROL DE LA DISTRIBUCIÓN	118
6.1.3.1	Calidad de Servicio de la distribución	118
6.1.4	CONTROL DE LA ADMINISTRACIÓN OPERATIVA Y COMERCIAL DEL MERCADO ELÉCTRICO.....	120
6.1.4.1	Control sobre la etapa de planeamiento.....	120
6.1.4.2	Control sobre la etapa de operación.....	121
6.1.4.3	Control sobre la etapa de liquidación comercial.....	122
6.2	ANÁLISIS DEL ENTORNO INTERNO	122
6.2.1	ÁREA DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN.....	123
6.2.2	ÁREA DE GENERACIÓN EN OPERACIÓN.....	125
6.2.3	ÁREA DE TRANSMISIÓN	127
6.2.4	ÁREA DE DISTRIBUCIÓN	129
6.2.5	DISPONIBILIDAD DEL RECURSO HUMANO.....	131
6.2.6	EQUIPAMIENTO DISPONIBLE	132
6.2.7	COORDINACIÓN Y COMUNICACIÓN INTERNA	135
6.2.8	CREDIBILIDAD Y CONFIANZA	135
6.2.9	PROCEDIMIENTOS DE LAS ACTIVIDADES DE SUPERVISIÓN Y CONTROL.....	137
6.2.10	PRESUPUESTO DE LA DIRECCIÓN DE SUPERVISIÓN Y CONTROL.....	142
CAPITULO 7.....		144
DISEÑO DE LA PROPUESTA ESTRATÉGICA PARA LA INNOVACIÓN DE LA DIRECCIÓN DE SUPERVISIÓN Y CONTROL DEL CONELEC, SUSTENTADO EN EL CUADRO DE MANDO INTEGRAL (CMI) PARA EL PERIODO 2013 - 2016		144
7.1	DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO	145

7.1.1	MISIÓN DE LA DSC.....	145
7.1.2	VISIÓN DE LA DSC	145
7.1.3	PRINCIPIOS Y VALORES DE LA DSC.....	146
7.1.4	OBJETIVOS DE LA DSC.....	147
7.2	ANÁLISIS AMBIENTAL.....	148
7.2.1	ANÁLISIS FODA	149
7.2.2	PRIORIZACIÓN FODA	155
7.2.3	RESULTADOS DE LA PRIORIZACIÓN FODA.....	160
7.3	ANÁLISIS ESTRATÉGICO	161
7.3.1	ANÁLISIS DE LA DIRECCIÓN DE SUPERVISIÓN Y CONTROL BAJO EL ESQUEMA DE LAS CINCO FUERZAS COMPETITIVAS DE PORTER	161
7.3.2	MATRIZ DE RELACIONES.....	166
7.3.3	MATRIZ DE DIRECCIONES ESTRATÉGICAS.....	167
7.3.4	CUADRO DE MANDO INTEGRAL DE LA DIRECCIÓN DE SUPERVISIÓN Y CONTROL	169
7.3.4.1	Dimensión: Ciudadanía.....	169
7.3.4.2	Dimensión: Procesos	171
7.3.4.3	Dimensión: Aprendizaje y Crecimiento.....	172
7.3.4.4	Dimensión: Finanzas	172
7.3.4.5	Alineación Estratégica de la DSC con el CONELEC y la Agenda Sectorial	174
7.3.5	EL MAPA ESTRATÉGICO DE LA DSC	176
7.4	IMPLEMENTACIÓN Y CONTROL DE LAS INICIATIVAS ESTRATEGIAS O PROYECTOS (EJEMPLO).....	178
	CONCLUSIONES RECOMENDACIONES.....	181
8.1	CONCLUSIONES.....	181
8.2	RECOMENDACIONES.....	183
	REFERENCIAS	185
	ANEXOS	188

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrategias Genéricas de Michael Porter	22
Figura 2 - Las cuatro perspectivas del BSC	29
Figura 3 - Cuadro de Mando Integral	30
Figura 4 – Modelo de apoyo a la arquitectura del CMI.....	31
Figura 5 - Esquema del Mercado Eléctrico a diciembre de 2012.....	49
Figura 6 – Potencia efectiva nacional en el año 2002	51
Figura 7 - Potencia efectiva nacional en el año 2007	52
Figura 8 - Potencia efectiva nacional en el año 2012	52
Figura 9 – Potencia efectiva nacional.....	53
Figura 10 – Producción e importación de energía nacional	56
Figura 11 - Esquema del sistema de producción, transporte y distribución de energía eléctrica.....	65
Figura 12 - Estado Ejecución de Obras del SNT, periodo 2001- 2011	66
Figura 13 - Presupuesto vs. Egresos de los planes de expansión del SNT, periodo 2001-2011	67
Figura 14 - Pérdidas de Energía Técnicas y No Técnicas 2011	72
Figura 15 - Evolución de la Tarifa Eléctrica (Abril 1999 – Diciembre 2011)	76
Figura 16 - Subsidio Tarifa de la Dignidad	80
Figura 17 - Estructura Organizacional del CONELEC	87
Figura 18 - Modelo de Reestructura Organizacional del CONELEC	102
Figura 19 - Nivel de cumplimiento de las obligaciones contractuales de las empresas que construyen proyectos de generación.....	108
Figura 20 - Relación entre mantenimientos programados ejecutados y mantenimientos no programados, 2007 – 2011	111
Figura 21 - Relación entre el porcentaje de mantenimientos programados y el porcentaje de mantenimientos no programados.....	112
Figura 22 - Presupuesto del PET periodo 2002 – 2009.....	114
Figura 23 - Nivel de ejecución presupuestaria del PET periodo 2002 – 2009	115
Figura 24 - Estado de ejecución de las obras del PET periodo 2002 – 2009	115
Figura 25 - Área de generación en construcción	123
Figura 26 - Área de generación en operación.....	125
Figura 27 - Área de transmisión	127
Figura 28 - Área de distribución.....	129
Figura 29 - Mapa Estratégico del CMI de la DSC	178
Figura 30 - Plan de Implementación de Iniciativas Estratégicas en la DSC	179

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 - Sistema de Administración Estratégica.....	7
Tabla 2 - Variables del Entorno.....	11
Tabla 3 - Riesgos asociados con las tres estrategias genéricas de Porter.....	22
Tabla 4 - Resumen de la actual estructura empresarial del sector eléctrico.....	40
Tabla 5 - Empresas de generación y autogeneración.....	44
Tabla 6 - Empresas que construyen proyectos de generación.....	45
Tabla 7- Empresa de transmisión de energía eléctrica.....	46
Tabla 8 - Empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica.....	46
Tabla 9 - Empresas de centrales de autogeneración.....	47
Tabla 10 - Empresas de proyectos de autogeneración.....	48
Tabla 11 – Potencia efectiva nacional.....	50
Tabla 12 - Producción e importación de energía.....	55
Tabla 13 - Capacidad instalada por tipo de fuente.....	59
Tabla 14 - Avance de los proyectos de generación en construcción.....	60
Tabla 15 - Proyectos de generación que están paralizados.....	61
Tabla 16 - Proyectos recomendados para la expansión de la generación.....	62
Tabla 17 - Plan de expansión de generación 2012 – 2021 por tecnología.....	64
Tabla 18 - Plan de expansión de generación 2012 – 2021 por tecnología.....	64
Tabla 19 - Mantenimiento de las instalaciones SNT, periodo 2002 – 2010.....	69
Tabla 20 - Inicio de mantenimientos programados del SNT, periodo 2002 – 2010.....	69
Tabla 21 - Pérdidas de Energía en Sistemas de Distribución.....	71
Tabla 22 - Resumen Periódico Octubre 1988 – Diciembre 2007.....	76
Tabla 23 - Resumen Periódico Enero 2008 – Diciembre 2010.....	78
Tabla 24 - Miembros del Directorio del CONELEC.....	88
Tabla 25 - Proyectos de generación que tienen contratos suscritos con el CONELEC.....	107
Tabla 26 - Capacidad instalada a julio de 2012.....	109
Tabla 27 - Descripción general de puntos de medición de calidad de servicio del SNT.....	116
Tabla 28 - Mantenimientos del SNT, periodo 2003 – 2011.....	118
Tabla 29 - Valores anuales admisibles para los índices FMIk y TTIk a nivel de red.....	118
Tabla 30 - Listado de profesionales de la Dirección de Supervisión y Control.....	132
Tabla 31 - Estado de los procedimientos en el área de control de la generación.....	138
Tabla 32 - Estado de los procedimientos en el área de control de la transmisión.....	139
Tabla 33 - Estado de los procedimientos en el área de control de la distribución.....	140
Tabla 34 - Estado de los procedimientos en el área de control de la distribución.....	141
Tabla 35 - Frecuencia de las actividades de la DSC.....	141
Tabla 36 – Ejecución presupuestaria de la DSC.....	142
Tabla 37 – Ejecución presupuestaria del CONELEC.....	143
Tabla 38 - Principios y Valores de la DSC.....	147
Tabla 39 - Objetivos Estratégicos de la DSC.....	148
Tabla 40 - Fortalezas de la DSC.....	151
Tabla 41 - Oportunidades de la DSC.....	152
Tabla 42 - Debilidades de la DSC.....	153
Tabla 43 - Amenazas de la DSC.....	155
Tabla 44 - Priorización de Fortalezas de la DSC.....	156
Tabla 45 - Priorización de Debilidades de la DSC.....	157

Tabla 46 - Priorización de Amenazas de la DSC	158
Tabla 47 - Priorización de Oportunidades de la DSC	160
Tabla 48 - FODA Priorizado de la DSC.....	160
Tabla 49 - Participación por tipo de generación.....	161
Tabla 50 – Costos fijos por tipo de tecnología	166
Tabla 51 - Matriz de relaciones de la DSC.....	167
Tabla 52 - Matriz de Direcciones Estratégicas de la DSC	168
Tabla 53 – Áreas de iniciativas estratégicas.....	169
Tabla 54 – Indicador de satisfacción de atención de reclamos.....	170
Tabla 55 – Indicador de mecanismos de difusión	170
Tabla 56 – Indicador de mecanismos de aplicación normativa.....	170
Tabla 57 – Indicador grado de cobertura de la normativa para el control.....	170
Tabla 58 – Indicador criterios de evaluación de la gestión de los agentes.....	171
Tabla 59 – Indicador de estandarización de procesos	171
Tabla 60 – Indicador de vigencia de garantías	171
Tabla 61 – Indicador de nivel de capacitación	172
Tabla 62 – Indicador de ejecución presupuestaria.....	172
Tabla 63 – Indicador de ejecución presupuestaria.....	172
Tabla 64 – Estrategias por objetivos.....	173
Tabla 65 - Alineación de Objetivos de la DSC con Objetivos Superiores	174
Tabla 66 - CMI de la DSC.....	175

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: División Política de la República del Ecuador	189
ANEXO B: Áreas de concesión de las empresas distribuidoras	190
ANEXO C: Sistema Nacional de generación, transmisión y distribución	191
ANEXO D: Cobertura de energía eléctrica en la República del Ecuador	192
ANEXO E: Indisponibilidades de transformadores del SNT, periodo 2002 - 2011	193
ANEXO F: Indisponibilidades de líneas del SNT, periodo 2002 - 2011	194
ANEXO G: Indicador de frecuencia de interrupciones a nivel de cabecera de alimentador	195
ANEXO H: Indicador de tiempo de interrupciones a nivel de cabecera de alimentador	195
ANEXO I: Detalle de bienes a cargo de la DSC	197
ANEXO J: Detalle de las actividades que debe desarrollar la DSC en el área de generación en construcción	199
ANEXO K: Detalle de las actividades que debe desarrollar la DSC en el área de generación en operación	200
ANEXO L: Detalle de las actividades que debe desarrollar la DSC en el área de transmisión	201
ANEXO M: Detalle de las actividades que debe desarrollar la DSC en el área de distribución	202
ANEXO N: Priorización de Fortalezas de la DSC	203
ANEXO O: Priorización de Debilidades de la DSC	204
ANEXO P: Priorización de Amenazas de la DSC	205
ANEXO Q: Priorización de Oportunidades de la DSC	206
ANEXO R: FODA Priorizado de la DSC	207
ANEXO S: Matriz de relaciones de la DSC	208
ANEXO T: Matriz de Direcciones Estratégicas de la DSC	209
ANEXO U: Cuadro de Mando Integral de la DSC	210
ANEXO V: Alineación de Objetivos de la DSC con Objetivos Superiores	211
ANEXO W: Mapa Estratégico del CMI de la DSC	212

RESUMEN

Esta tesis de maestría tiene la intención de proponer un plan estratégico para el fortalecimiento de la Dirección de Supervisión y Control del Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC, para lo cual se realiza un diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano, un análisis de la estructura del CONELEC y una evaluación de la Dirección de Supervisión y Control – DSC. Fundamentado en la teoría del Cuadro de Mando Integral (Balanced Scorecard – BSC) desarrollada por Robert Kaplan y David Norton, así como de las cinco fuerzas de Michael Porter, se ha logrado establecer un plan estratégico para el periodo 2013 – 2016.

El resultado de este trabajo es un Cuadro de Mando Integral de la DSC con la definición de sus respectivos indicadores que permiten medir y ejercer la supervisión para alcanzar los objetivos de la DSC, así como su aporte a los objetivos estratégicos del CONELEC, los cuales están alineados con la agenda sector eléctrico, y estos a su vez con el Plan Nacional del Buen Vivir y la Constitución de la República.

Este Cuadro de Mando Integral ayuda a los funcionarios de la Dirección de Supervisión y Control del CONELEC a vigilar permanentemente los resultados de su gestión orientados a ofrecer una acción proactiva en el control de las actividades que desarrollan los regulados del sector eléctrico ecuatoriano y por ende su fortalecimiento como ente de control. La parte final de este trabajo propone algunas acciones para mejorar la gestión de la DSC.

Palabras clave: Cuadro de Mando Integral. Control. Fortalecimiento.

ABSTRACT

This master thesis intends to propose a strategic plan for the strengthening of the Supervision and Control Department of the National Council of Electricity - CONELEC, for which it performs a diagnostic of the Ecuadorian electricity sector, an analysis of the structure of the CONELEC and an assessment of Supervision and Control Department- DSC.

Based on the theory of the Balanced Scorecard - BSC developed by Robert Kaplan and David Norton, as well as the five forces of Michael Porter, has succeeded in establishing a strategic plan for the period 2013 - 2016.

The result of this job is a DSC's balanced scorecard with the definition of its respective indicators that allow you to measure and to supervise the objectives of the DSC, as well as their contribution to the strategic objectives of CONELEC, which are aligned with the electricity sector agenda, and these in turn with the National Plan for Good Living and the National Constitution.

This balanced scorecard helps the officials of the Supervision and Control Department of the CONELEC to continuously monitor the results of their management designed to provide a proactive action in the control of the activities that develop the regulated electricity sector of the Ecuadorian and hence its strengthening as controlling institution. The final part of this work proposes some actions to improve the management of the DSC.

Key Words: Balanced Scorecard. Control. Strengthening.

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

Desde 1961, año a partir del cual se crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación - INECEL, se han presentado inconvenientes en el sector eléctrico ecuatoriano debido a la falta de inversión, y que a partir del año 1999, dichos inconvenientes fueron propiciados por la implementación del modelo marginalista como resultado de la expedición de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, y que conllevó a que se produzca una grave crisis en este sector estratégico, afectando sustancialmente a la productividad de este país.

Para ello, a través de la promulgación del Mandato Constituyente No. 9 en el mes de mayo de 2008, del Mandato No. 15 de julio de 2008, de la nueva Constitución de la República del Ecuador en octubre de 2008, del Plan Nacional del Buen Vivir 2009 - 2013, así como de la Ley Orgánica de Empresas Públicas expedida en mes de octubre de 2009, se establecen nuevos parámetros de organización y administración del sector eléctrico ecuatoriano.

Por otra parte el Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC, creado con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, ha logrado aplicar parcialmente la normativa eléctrica vigente debido a varios aspectos, entre ellos: la influencia de la política gubernamental en los estamentos directivos de las empresas, y en especial en la definición de las tarifas eléctricas a usuario final que no cubren los costos, la falta de liquidez del mercado eléctrico, la falta de inversión privada en infraestructura eléctrica por la falta de pago de la energía, deficiente administración de las empresas eléctricas, altos índices de pérdidas eléctricas en las empresas de distribución, inexistencia de la libre competencia en el mercado eléctrico, indisponibilidad energética de las interconexiones internacionales; ha conllevado que el sector eléctrico registre en el año 2009 uno de los más altos índices de déficit energético del país.

Adicionalmente, al interior del CONELEC, el área creada para ejecutar las actividades de supervisión y control, se denomina Dirección de Supervisión y Control la misma que tiene las facultades de controlar las actividades que desarrollen las empresas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la Corporación Centro Nacional de Control de Energía - CENACE, y velar que éstas cumplan los aspectos normativos relacionados con sus actividades.

La Dirección de Supervisión y Control, eje fundamental de las tareas del ente regulador y controlador del sector eléctrico ecuatoriano, se enfrenta a inconvenientes de índole administrativo como son: comunicaciones y eventos atendidos en forma inoportuna, ineficiente control de las actividades de los agentes, planificación anual del área con bajo nivel de cumplimiento, falta de seguimiento de las acciones ejecutas por la Dirección, entre otras, que no permiten obtener los resultados esperados en mejora de las condiciones del sector.

En virtud de lo expuesto, el presente trabajo de investigación propone un Plan Estratégico para el periodo 2013 – 2016 que permita adoptar las políticas y decisiones en los ámbitos técnico, procesos, talento humano y presupuestario de la Dirección de Supervisión y Control, a fin de mejorar la gestión interna de esta importante Dirección, la misma que estará orientada a alcanzar los objetivos estratégicos del CONELEC para cumplir eficiente y eficazmente con las actividades encomendadas bajo el nuevo esquema del sector eléctrico.

El Plan Estratégico de la Dirección del Supervisión y Control de la Dirección se consolida en un Cuadro de Mando Integral, con la finalidad de ejercer las acciones de control para el cumplimiento de sus objetivos, para lo cual el presente trabajo se ha desarrollado de la siguiente manera:

El capítulo 1 presenta una visión introductoria de lo realizado en el presente trabajo de investigación.

El Capítulo 2 registra el marco teórico tanto de la Planificación Estratégica como del Cuadro de Mando Integral y la metodología utilizada en el desarrollo de la propuesta.

El capítulo 3 detalla la metodología utilizada en la implementación de la Planificación Estratégica y el Cuadro de Mando Integral en el desarrollo de este trabajo de investigación.

El capítulo 4 establece un diagnóstico del sector eléctrico, describiendo su actual estructura, analizando la relación entre la energía producida localmente vs. la energía importada, así como del estado de situación de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

El capítulo 5 contiene un análisis organizacional del Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC y sus expectativas de fortalecimiento.

El capítulo 6 establece un diagnóstico de la Dirección de Supervisión y Control del CONELEC en sus diferentes áreas de trabajo: proyectos de generación, centrales de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, considerando el ámbito de su competencia, y los resultados de las labores de control.

El capítulo 7 desarrolla la propuesta de Plan Estratégico de la Dirección de Supervisión y Control – DSC, estableciendo su misión, visión, objetivos, valores, el análisis FODA y bajo el esquema de las cinco fuerzas competitivas de Porter, para finalmente plasmar un Cuadro de Mando Integral orientado a contribuir con los objetivos institucionales.

Finalmente se establecen conclusiones y recomendaciones, como resultado del trabajo, con la finalidad de mejorar la gestión de la Dirección de Supervisión y Control del CONELEC.

CAPITULO 2

MARCO TEÓRICO

2.1 SISTEMA DE PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA Y OPERATIVA

La Planificación Estratégica es una herramienta importante de análisis que sirve para la toma de decisiones en las organizaciones para lograr sus objetivos y con ello el éxito de la organización.

La Planificación Estratégica permite determinar el camino que debe recorrer la organización para adecuarse a los cambios y a las demandas que le impone el ambiente externo del sector, buscando la máxima eficiencia y calidad en la comercialización de sus productos y prestación de sus servicios.

El término de planificación estratégica se refiere sólo a la formulación de la estrategia, mientras que la administración estratégica se utiliza para referirse a la formulación, implementación y evaluación de la estrategia.

El concepto de administración estratégica ha cambiado en el transcurso del tiempo, y en la actualidad es un reto para los expertos que desarrollan sus definiciones y para los administradores que las ponen en práctica de diferentes formas para tratar de superar a sus competidores, a través de la innovación en el desarrollo de sus estrategias, como uno de los beneficios que ofrece la administración estratégica.

Una estrategia se define como *“la pauta o plan que integra los objetivos, las políticas y la secuencia de acciones principales de una organización en un todo coherente”*¹. La estrategia ayuda a la organización a:

¹ Samuel Certo. (2003). Dirección Estratégica. Primera Edición. Editorial McGraw. pág. 40

- a) Obtener beneficio de sus potencialidades y a mitigar sus debilidades
- b) Explotar los cambios que se presentan en el entorno y a neutralizar las posibles iniciativas de sus competidores
- c) Asignar recursos.

Fundamentado en lo anterior una organización que acoja una estrategia bien estructurada debería:

- Definir hacia dónde quiere ir
- Identificar sus potencialidades y debilidades comparándolas con las de sus competidores
- Asignar recursos a proyectos que consideren sus competencias básicas y sus principales habilidades
- Identificar los factores del entorno socio - político que requieran una vigilancia cercana
- Identificar las acciones de sus competidores que necesitan especial atención.

La administración estratégica es un proceso continuo y repetitivo, que integra en un esfuerzo global todos y la habilidad de la organización en el desarrollo de funciones básicas para mantenerla acoplada de una manera apropiada con el entorno en que se desenvuelve.

Existen algunas habilidades que pueden alcanzarse a través de la Planificación Estratégica, entre ellas:

- Identificación de aspectos básicos o inconvenientes en un determinado escenario empresarial
- Valoración del extenso espectro de las oportunidades y amenazas en el entorno, así como las fortalezas y debilidades de una organización y sus directivos
- Análisis de las opciones estratégicas para diversos escenarios y desde el punto de vista de los directivos de la organización

- Establecimiento y definición de las acciones para la ejecución de las estrategias seleccionadas
- Aplicación de las destrezas analíticas en el contexto de producción, finanzas, personal e investigación operativa
- Socialización de los análisis efectuados y de las recomendaciones para su implementación.

Las fases de una apropiada Planificación Estratégica y Operativa, según Samuel Certo en su libro “Dirección Estratégica”, Primera Edición. McGraw, México 2003” son:

- a) Fijar una dirección organizativa (direccionamiento estratégico)
- b) Realizar el análisis del entorno (análisis ambiental)
- c) Formular una estrategia organizativa (análisis estratégico)
- d) Implementar la estrategia de la organización (implementación de estrategias)
- e) Ejercer el control de la estrategia (control estratégico)

De manera esquemática el sistema de administración estratégica se refleja en el siguiente cuadro:

Tabla 1 - Sistema de Administración Estratégica

SISTEMA DE ADMINISTRACION ESTRATÉGICA				
PLANEACIÓN ESTRATÉGICA			PLANEACIÓN OPERATIVA	
A	B	C	D	E
DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO	ANÁLISIS AMBIENTAL	ANÁLISIS ESTRATÉGICO	IMPLEMENTACIÓN DE ESTRATEGIAS	CONTROL ESTRATÉGICO

Reafirmar la misión y el posicionamiento de mercado de la unidad de negocio; desarrollar objetivos a alcanzar a nivel financiero en los próximos años; escanear el espacio del mercado – clientes, competidores, tecnología, legislación gubernamental, previsiones económicas; realizar un análisis FODA, y desarrollar una estrategia para la unidad de negocio.

Fuente: Samuel Certo, Direccionamiento Estratégico

2.1.1 FIJAR UNA DIRECCIÓN ORGANIZATIVA (DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO)

La primera fase del proceso de planificación estratégica consiste en que los directivos o estrategas (*“que son las personas en las que recae la mayor responsabilidad por el éxito o fracaso de la organización”*²) fijen una dirección organizativa para su empresa. Pueden establecerse tres indicadores principales de la dirección en la que una organización se está moviendo: su visión, misión y objetivos.

² Fred R. David; *Conceptos de Administración Estratégica*; Décimo Primera Edición; Pearson Prentice Hall; pag. 10

2.1.1.1 La Visión

La visión de una organización incluye sus anhelos, sus valores y su filosofía en los niveles más generales, sin hacer planteamientos específicos sobre las estrategias utilizadas para que se hagan realidad.

2.1.1.2 La Misión

La misión es la finalidad que explica la existencia de una organización, traduce las visiones generales en exposiciones más específicas de la finalidad de la organización. La misión da respuesta a la pregunta ¿Cuál es nuestra razón de ser?; en este aspecto se dice que las organizaciones de éxito poseen un sentido más amplio de su finalidad que va más allá de la satisfacción de las necesidades de los dueños y empleados, ya que buscan contribuir a su entorno de alguna manera única agregando una fuente distintiva de valor. La misión para una organización contiene información sobre qué tipo de bienes y servicios produce, quienes son por lo general sus clientes y cuáles son sus valores esenciales; estos son los que responden a la pregunta ¿Cómo queremos obrar, consecuentemente con nuestra misión, en el camino hacia el logro de nuestra visión?.

El tipo de información que contiene una misión varía de una organización a otra, incluso varía dependiendo de la industria en la cual se desarrolla la empresa; por lo general, la gran parte de misiones contienen información como la que se presenta a continuación:

- **Producto o Servicio:** Identifica los bienes o servicios que la organización entrega u ofrece al mercado.
- **Mercados:** Describe los mercados y los clientes que la organización desea abarcar con sus productos.
- **Tecnología:** Describe las técnicas de producción y procesos que la organización utiliza para producir sus productos enfatizando en los métodos utilizados para mejorar la calidad de la producción.

- **Objetivos:** Son los medios generales de los cuales la organización se servirá para alcanzar los intereses de los dueños, clientes y empleados.
- **Filosofía y valores:** Es un reflejo de las creencias y valores fundamentales por los cuales debería guiarse la organización.
- **Concepto de la organización sobre sí misma:** Es la percepción que de sí misma tiene la organización, evaluando aspectos tales como sus debilidades, potenciales fortalezas y capacidad de supervivencia en el mercado.
- **Imagen pública:** La misión deberá contener por regla general algunas referencias directas o indirectas relativas al tipo de impresión que la organización quiere dejar en su público; es de suma importancia revisar la actual imagen que el público tiene de la organización.

2.1.1.3 Los Objetivos

Los objetivos son metas concretas de desempeño que la organización ha elegido y a través de los cuales espera cumplir su misión. Son el blanco hacia el que se orientan los esfuerzos que lleva a cabo una organización. Unos objetivos claros aportan fundamentos sólidos para la formulación de una estrategia, para la ejecución de la misma y para el planeamiento de la acción.

Las organizaciones suelen establecer dos tipos diferentes de objetivos:

- a) Los objetivos a corto plazo, que identifican blancos que la organización desea alcanzar en un plazo de uno o dos años; y
- b) Los objetivos a largo plazo, que son los blancos a los que apunta la organización para un plazo de tres a cinco años.

Estos dos tipos de objetivos organizacionales, difieren de manera significativa, la diferencia más visible es sin duda el periodo en que la organización planea lograr el objetivo fijado; otra diferencia radica en la manera en que se expresan.

Por lo general, los objetivos a corto plazo suelen ofrecer más pormenores sobre

puntos tales como: ¿Quién realizará las tareas?, ¿Cuándo se llevarán a cabo dichas tareas? y ¿A qué área de la empresa se refieren?.

Existen diversos objetivos de todas las índoles en todas las organizaciones, sin embargo la calidad de los objetivos determina en gran medida su grado de utilidad. A lo largo del tiempo se han desarrollado diversas directrices para ayudar a los gerentes a establecer objetivos de calidad para la empresa, tales como:

- **Objetivos Específicos:** establecen exactamente lo que debería lograrse, así como quien debería lograrlo y en qué plazo. Los detalles concretos eliminan cualquier confusión en torno a los objetivos y aseguran que todos los miembros de la organización conozcan y entiendan lo que de ellos se espera. Por regla general los objetivos más específicos hacen que sea más fácil para la dirección el desarrollo de estrategias para alcanzarlos. Los objetivos específicos y de alta calidad de una organización definen los fundamentos sobre los cuales los gerentes pueden contribuir a las estrategias organizativas más apropiadas.
- **Nivel de esfuerzo:** Los objetivos deberían ser lo suficientemente elevados para que los empleados tengan que exigirse más a sí mismo para poder alcanzarlos, pero no tan altos que los empleados se sientan frustrados y cesen en su empeño. Afortunadamente, los objetivos que plantean un desafío a las capacidades de los empleados son, por lo general, más interesantes y más motivadores que los objetivos fáciles de lograr. Los gerentes deben establecer objetivos empresariales que sean alcanzables y todos los miembros de la organización deberían compartir con este propósito, sin embargo, pueden existir empleados que consideran los objetivos como inalcanzables y pueden terminar ignorándolos por completo.
- **Objetivos cambiantes:** Los gerentes deben indagar permanentemente el ambiente organizativo con el fin de reconocer cuando hay necesidades de introducir cambios en los objetivos de la empresa, e identificar qué tipos de cambios debe realizar la empresa.
- **Objetivos medibles:** Es también llamado a veces objetivo operativo, y se

formula de tal manera que cualquier esfuerzo por alcanzarlo puede compararse con el objetivo mismo, para así poder determinar si en realidad se ha alcanzado.

- **Objetivos coherentes a corto y largo plazo:** Los gerentes deberían establecer objetivos para la empresa que reflejen una combinación deseable de marcos temporales y que se apoyen mutuamente. Los objetivos a largo plazo deben ser coherentes con la misión y la visión de la organización, fijando metas que puedan alcanzarse en un plazo de tres a cinco años. Los objetivos a corto plazo deben ser coherentes con los de largo plazo fijando metas a alcanzar dentro de un plazo de uno o dos años. Por regla general, los objetivos a plazo más breves deberían derivarse de los de más largo plazo y conducir al logro de estos mismos.

2.1.2 REALIZAR EL ANÁLISIS DEL ENTORNO (ANÁLISIS DEL ENTORNO)

El análisis del entorno es un procedimiento formal para hacer el seguimiento del ambiente de la organización, con el fin de:

- Identificar amenazas y oportunidades presentes y futuras
- Generar una evaluación crítica de las capacidades y habilidades de la organización.

El análisis del ambiente organizativo considera todos aquellos factores que dentro y fuera de la organización puedan intervenir en el proceso para la creación de una ventaja competitiva sostenible. A este respecto, algunas variables del entorno que suelen ser objeto de seguimiento son:

Tabla 2 - Variables del Entorno

VARIABLES DEL ENTORNO	DETALLE
Características internas	• Calidad de los productos
	• Flujo de efectivo
	• Moral de la fuerza laboral
	• Eficiencia
	• Desarrollo de nuevos productos
Estructura de la industria	• Tasa de cambio tecnológico en procesos
	• Grado de diferenciación del producto
	• Estructura de precios/costos de la industria
	• Economías a escala
	• Competidores internacionales emergentes
Conducta del Mercado y del Consumidor	• Segmentación de mercado
	• Tamaño del mercado
	• Desarrollo de nuevos mercados
	• Lealtad del comprador
Proveedor	• Cambios importantes en la disponibilidad del precio de las materias primas
Sociales Económicas y Políticas	• Tendencia del Producto Nacional Bruto - PNB
	• Tipos de interés para efectuar posibles inversiones
	• Normativas establecidas por el gobierno

Fuente: Samuel Certo, Direccionamiento Estratégico

Por su naturaleza una organización es un sistema abierto, sometido a un extenso espectro de influencias del exterior, por lo que está sujeta a la valoración eficaz del ambiente que la rodea para su subsistencia. El éxito o fracaso de una organización está íntimamente relacionado con el grado de exactitud con que la directivos diluciden el entorno y de la eficacia que responda a esa interpretación, por consiguiente los directivos que están al frente de los distintos niveles de la organización y de sus diversas áreas funcionales deben poner énfasis en reunir y analizar información relacionada con los factores ambientales que consideran importantes.

Para efectuar el análisis del entorno, los directivos deben comprender las estructuras básicas de los entornos organizacionales, los mismos que por lo general se dividen en:

- Entorno general
- Entorno operativo
- Entorno interno

2.1.2.1 Entorno general

Es el nivel del entorno externo de la organización cuyos componentes son de largo alcance y tienen consecuencias a largo plazo para los directivos, las empresas y sus estrategias; los elementos que lo conforman son los siguientes:

- **Elemento económico:** Identifica la distribución y el uso de los recursos en la sociedad, parte de estos componentes son el Producto Nacional Bruto, la tasa de inflación, el incremento en la productividad, los niveles de empleo, los tipos impositivos, los ingresos de los consumidores, la deuda pública y los modelos de gasto.
- **Elemento social:** Describe las características de las sociedades en las que opera la organización, tales como: la tasa de alfabetización, los niveles de educación, las costumbres, valores, estilos de vida. Dos áreas de este conjunto son objeto de especial atención: la calidad de la educación pública y el envejecimiento de los consumidores.
- **Elemento político:** Tiene que ver con las actitudes del gobierno respecto a las diversas industrias, a las presiones ejercidas por grupos de interés, al clima regulador, a los partidos políticos y la predisposición de los candidatos a cargos públicos. El componente legal, consiste en las leyes que se espera que la sociedad cumpla.

2.1.2.2 Entorno operativo

Es conocido también como entorno competitivo, y es el nivel del entorno externo de la organización que consta de componentes que tienen consecuencias más o menos concretas e inmediatas para la dirección de la empresa.

Los componentes principales del ambiente operativo son:

- **Los clientes:** Refleja las características y la conducta de los que adquieren los bienes y servicios de la organización; el perfil de los clientes ayuda a la dirección a generar ideas sobre la manera de

aumentar la satisfacción de los mismos.

- **Los competidores:** Engloba el total de los rivales que una organización debe superar para lograr sus objetivos. La idea del análisis de la competencia es que los estrategas ponderen los puntos fuertes y débiles, así como la capacidad de los competidores actuales o potenciales para poder predecir sus iniciativas estratégicas.
- **La fuerza laboral:** Lo constituyen las influencias que experimenta la oferta de trabajo disponible para la realización de tareas organizacionales, asuntos tales como los niveles de habilidad, la afiliación sindical, los tipos salariales y la edad promedio de los trabajadores existentes son importantes para las operaciones de la empresa.
- **Los proveedores:** Entregan los insumos a la empresa para ser transformados luego en productos finales o hacerlos parte del proceso productivo, en cuyo análisis se debe tener en cuenta las disponibilidades de pago, la calidad de los insumos y la cantidad de proveedores existentes en el mercado.

2.1.2.3 Entorno interno

Comprende todas las fuerzas que actúan dentro de la organización con implicaciones específicas para la dirección del desempeño de la misma. A diferencia de los componentes del entorno general y operativo, que actúan desde fuera de la empresa, los componentes del entorno interno se originan al interior de la empresa.

Por otra parte, define en conjunto, tanto los puntos sensibles que hay que fortalecer como las competencias esenciales que la organización puede nutrir y crear, y está conformado por los siguientes componentes:

- Componente Organizativo
- Componente Comercialización
- Componente Financiero

- Componente Personal
- Componente Producción

2.1.2.4 Evaluación del Proceso de Análisis del Entorno

Una vez analizados e identificados los diferentes componentes del entorno es conveniente tener ciertas consideraciones para evaluar este proceso; algunas de estas consideraciones son:

- El análisis del entorno debe estar conceptual y prácticamente relacionado con las operaciones en curso. Si el análisis del entorno no se encuentra relacionado con las operaciones será muy escasa la contribución de los resultados que se obtengan del análisis para la fijación de la dirección de la organización en el largo plazo.
- El análisis del entorno siendo satisfactorio, debe ser sensible a las necesidades de información de la alta gerencia. El análisis del entorno debe entender y satisfacer las necesidades de información de la gerencia de la organización. Al reconocer que estas necesidades de información pueden cambiar con el tiempo deberán ajustar el proceso de análisis del entorno de acuerdo con dichos cambios.
- El análisis del entorno, debe estar de acuerdo con las habilidades que necesitará la estrategia. El análisis deberá centrarse en la identificación de las debilidades, oportunidades y amenazas actuales o potenciales de la empresa.

Como ya se ha analizado la visión, la misión y los objetivos empresariales, es necesario analizar la fijación de la dirección empresarial, proceso que consta de tres etapas principales:

- a) Desarrollar una misión y una visión apropiada,
- b) Reflexionar sobre los resultados del análisis del entorno, y
- c) Establecer los objetivos apropiados para la organización.

Etapa 1: Desarrollo de una visión y misión apropiada.- La misión y visión son un reflejo de las relaciones de la organización con su entorno y aumentan por ello la probabilidad de la supervivencia de la organización en el largo plazo. Además una misión identifica los valores esenciales de la organización, especificando como actuará para hacer realidad su visión.

Etapa 2: Reflexión sobre los resultados del análisis ambiental.- El análisis del entorno debería suministrar a los gerentes información requerida para la reflexión. Deben recogerse datos de todos los niveles del entorno organizacional: de los entornos generales, operativos e internos. El análisis de esta información, a menudo ejecutado por un equipo transversal en las funciones de la organización, debería determinar la relevancia de estos datos y de otros varios temas para el desempeño de la organización.

Etapa 3: Establecer los objetivos apropiados para la empresa.- Una vez desarrollada la misión y la visión, la empresa debe establecer los objetivos coherentes con la misión y la visión. Dada la importancia que se asigna al beneficio en el ámbito comercial, centraremos nuestro análisis en el establecimiento de los objetivos de beneficio. Los objetivos centrados en diferentes áreas de la organización (niveles de venta, rendimiento de los trabajadores, niveles de recursos biológicos, cuotas de mercado, eliminación de barreras gubernamentales, etc.) terminan centrándose de alguna u otra forma en la mejora de la rentabilidad de la organización en el largo plazo.

2.1.3 FORMULAR UNA ESTRATEGIA ORGANIZATIVA (ANÁLISIS ESTRATÉGICO).

Una vez que la gerencia ha analizado el entorno y fijado una dirección para la organización, está en condiciones de trazar estrategias competitivas en un esfuerzo bien documentado para mejorar las posibilidades de éxito de la organización, por lo cual el tercer paso en el proceso de planificación estratégica es la formulación de una estrategia, que pueda dar lugar a una ventaja competitiva sostenible.

Las organizaciones más grandes o más unificadas formulan estrategias a nivel organizacional para unidades estratégicas de negocios (UEN) o para divisiones de productos; un ejemplo de esto podría ser la separación a través de unidades estratégicas de negocios de los productos camarones y langostinos ya que entre ellos operan diferencias sustanciales de producto; y a continuación de aquella separación los resultados podrían ser incorporados en forma conjunta a la estrategia corporativa de cada una de las empresas que forman la industria.

La formulación de la estrategia a nivel de organización centra, por lo tanto, en una sola rama industrial y en alguna otra actividad industrial estrechamente relacionada con la misma y que puede afectarla. Modelar una estrategia a nivel empresarial equivale a responder a la pregunta ¿Cómo competir en esta rama industrial de tal manera de conseguir una estrategia competitiva sustentable en el largo plazo y por consiguiente una rentabilidad superior a la media?; la respuesta a esta interrogante se encontrará si se realiza un Análisis FODA (Fortaleza, Oportunidad, Debilidad y Amenaza).

Las cinco fuerzas de Michael Porter permiten establecer el marco de referencia para el análisis de la estrategia empresarial y organizacional, cuya evaluación identifica el vigor de las cinco fuerzas competitivas que dan forma al entorno de la industria, son las siguientes:

- Amenaza de ingreso de nuevas empresas al mercado.
- Capacidad de negociación de los proveedores.
- Capacidad de negociación de los compradores.
- Posibilidad de la utilización de productos sustitutos.
- Rivalidad entre los competidores existente.

Estrategias Alternativas:

- Liderazgo total en costos
- Diferenciación

- Enfoque.

2.1.3.1 Análisis de la estrategia utilizando las cinco fuerzas de Michael Porter

- **Amenaza de ingreso de nuevas empresas al mercado:** Las empresas y organizaciones que pretenden entrar a la actividad industrial traen consigo más capacidad y el deseo de ganarse una participación en el mercado y los beneficios correspondientes; sin embargo, su ingreso en la actividad industrial estará en función de la existencia o no de barreras de entrada. Las organizaciones que ya están establecidas en una industria determinada pueden erigir barreras para la entrada a través de los efectos de la curva de experiencia, ya que la experiencia acumulada en la producción y comercialización de un producto suele redundar en la rebaja de sus costos unitarios por debajo de los de otra empresa sin experiencia.

En consideración a lo anterior, aparece un listado de empresas que ya compiten en el mercado, que intentan crear y defender barreras que otra empresa habrá de superar si quieren entrar en competencia. Es evidente que algunas veces las barreras son superadas. Una innovación de un producto desarrollado por uno de los competidores o un producto que llene un nicho no descubierto de mercado puede saltar por encima de competidores ya establecidos, superando así las barreras impuestas a la entrada en el mercado.

- **Capacidad de negociación de los proveedores:** Los proveedores pueden llegar a ser una fuerza poderosa en una rama industrial al tener poder de aumentar los precios de las materias primas o para disminuir su calidad. Por lo general si los proveedores son pocos (es decir los proveedores están concentrados), si los productos de los mismos son esenciales, o si el cambio de proveedor tiene un alto costo; la capacidad de estos para negociar será también alta.

Los proveedores a través de sus decisiones sobre los precios y de la potencialidad competitiva que los respalda pueden captar algún potencial de beneficios en la rama o ramas industriales a la que abastecen. De este modo en una estructura industrial atractiva una empresa está en una posición fuerte respecto a sus proveedores claves.

- **Capacidad de negociación de los compradores:** En el análisis de la estructura de la industria figuran los compradores, los consumidores finales, como los adquirientes clave a lo largo del proceso de producción. El poder de los compradores puede provocar un descenso de los precios de la industria, negociar una mejor calidad o más servicios, provocar enfrentamientos entre los que compiten en la industria y amenazar con integrarse hacia atrás (es decir, hacer ellos mismos lo que necesitan en vez de adquirirlo de otra industria). Todas estas tácticas disminuyen la rentabilidad de los proveedores.
- **Posibilidad de utilizar productos sustitutos:** Las empresas de una rama industrial compiten con otras empresas de otras ramas que producen bienes sustitutos. La amenaza de sustitución limita el rendimiento potencial de una rama industrial al poner techo a los precios que las empresas de esa rama industrial pueden cargar rentablemente. Otra alternativa más atractiva en precio – rendimiento que ofrezcan los sustitutos ponen límites a las ganancias de las empresas.
- **Rivalidad entre competidores:** Este concepto se encuentra más cerca de lo que imaginamos sobre lo que es la competencia en un entorno comercial. La rivalidad es el campo en que se desarrolla el juego competitivo, es decir, en el que se emprenden acciones que se oponen directa o indirectamente a las de la competencia para crearse una posición más defendible. El interés se dirige en este punto más bien a la naturaleza de la rivalidad en la rama industrial como un todo, así como a los factores que dan una forma determinada a la rivalidad. La rivalidad industrial puede definirse en términos tales como precios competitivos,

intensidad publicitaria, basada en la tecnología o basada en el servicio.

El más poderoso de los factores que dan forma a la rivalidad en una industria puede ser el crecimiento de esta industria o la etapa del ciclo de vida en que se encuentra (introducción, crecimiento, turbulencia, madurez, declive); un lento crecimiento de la demanda debido a fluctuaciones económicas o a factores del ciclo de vida pueden transformar la rivalidad en la industria.

2.1.3.2 Estrategias Alternativas

- **Estrategia global de liderazgo de costos:** La empresa a través de esta estrategia puede tener beneficios superiores a la media de la industria, a pesar de la presencia de poderosas fuerzas competidoras. El liderazgo de costos se logra presentando la mayor atención en la productividad eficiente de un bien o servicio. Suele hacerse referencia a las empresas que adopten estrategias de liderazgo de costos como productores de bajo costo en sus ramas industriales.

Cabe mencionar que esta estrategia tiene buena acogida entre empresas con instalaciones aptas para grandes volúmenes de producción y con cuotas de mercado relativamente altas en sus respectivas industrias (alta participación en el mercado). Las estrategias de liderazgo de costos muchas veces dependen de la facilidad de acceso a materias primas y de la necesidad de contar con considerables recursos financieros para adelantarse a sus competidores en la adquisición de materiales necesarios para llevar a cabo su proceso productivo.

- **Estrategia de Diferenciación:** Implica la fabricación y comercialización de productos únicos para un mercado masivo que impone precios con prima. Los diferenciadores llevan a las empresas a trabajar en el desarrollo de imágenes de marcas exclusivas, tecnologías exclusivas, características únicas. La diferenciación es una estrategia viable para

obtener beneficios superiores a la media de la industria en la que los clientes perciben que los precios de prima pueden proporcionarle productos claramente superiores a las versiones de bajo costo. Los diferenciadores definen el extremo superior de una determinada industria en la medida en que la estructura de la industria y el ciclo de vida misma permitan la suficiente diferencia entre productos para obtener uno.

- **Estrategia de Enfoque:** Busca segmentar los mercados y atraer a solamente uno o a unos pocos consumidores o compradores de la empresa. Una empresa que limita su atención a uno o a unos pocos nichos de mercado espera atender a esos nichos mejor que las empresas que se esfuerzan por extender su influencia a todo el mercado, por ejemplo en Chile productos tales como Automóviles BMW, prendas de vestir de ARMANI, entre otros artículos han sido diseñados para interesar a un mercado de alto nivel y para servirlos adecuadamente en lugar de competir en el mercado masivo.

No todos los actores de un nicho de mercado están enfocados a mercados de alto nivel en los que puedan imponer precios de prima. Muchas empresas combinan sus enfoques estrechos con estrategias de bajo costo para suministrar productos a los nichos de clientes como han fijado como mercado meta. Este grupo puede incluir a un pequeño fabricante regional de envases plásticos que distribuye entre un pequeño grupo de clientes a nivel regional.

Poniendo en práctica una de estas estrategias genéricas, la empresa trata de crearse una ventaja competitiva en una actividad industrial determinada. Sin embargo, cada una de estas estrategias deja expuesta a la empresa a riesgos que amenazan su continuidad en el tiempo.

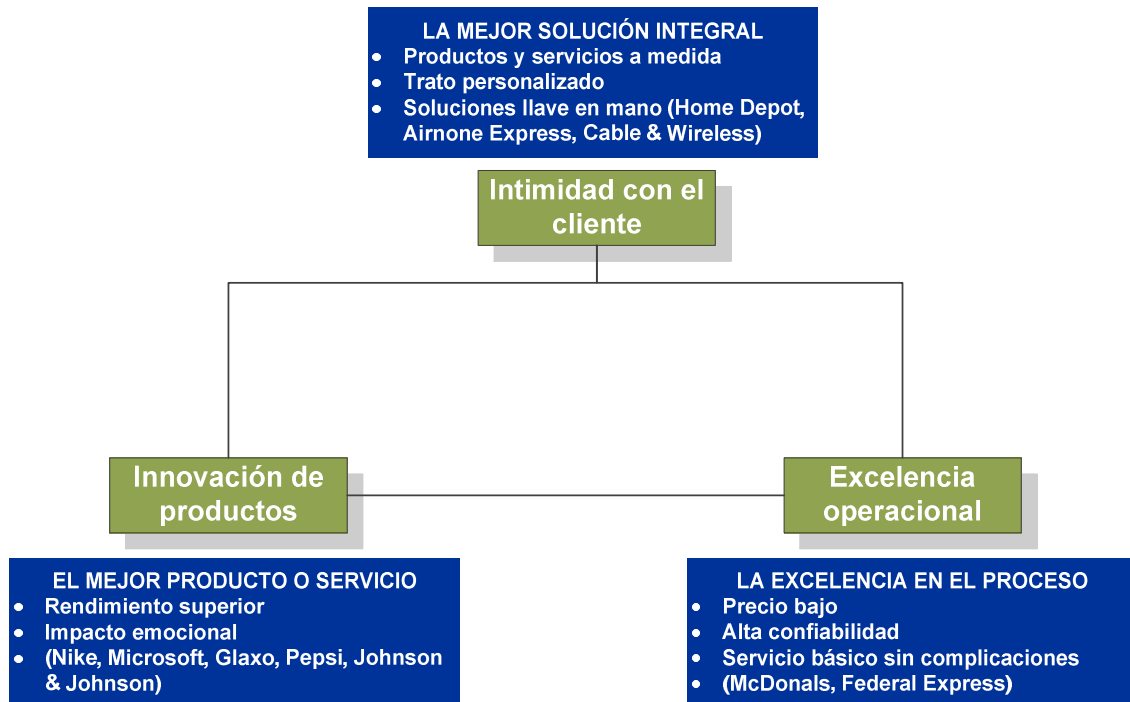


Figura 1 - Estrategias Genéricas de Michael Porter

(Fuente: <http://thesmadruga2.blogspot.com/2012/06/las-cinco-estrategias-de-michael-porter.html>)

2.1.3.3 El desafío de la sostenibilidad. La evolución de una ventaja competitiva a largo plazo

En un mundo competitivo es difícil mantener las ventajas adquiridas, como se muestra en la siguiente Tabla:

Tabla 3 - Riesgos asociados con las tres estrategias genéricas de Porter

Riesgo de la Estrategia de liderazgo de costos	Riesgo de la Estrategia de diferenciación	Riesgo en la Estrategia de enfoque
El liderazgo de costos no se sostiene	La diferenciación no se sostiene	Se imitan las estrategias de enfoque
*Los competidores imitan	*Los competidores imitan	El segmento elegido por objetivo se hace estructuralmente poco atractivo
*La tecnología cambia	*Los fundamentos para la diferenciación se hacen menos importantes para los compradores	*Se erosiona la estructura
*Se erosionan otros fundamentos para el liderazgo de costos		*Desaparece la demanda
Se pierde proximidad en la diferenciación	Se pierde la proximidad en costos	Los competidores con enfoques más amplios aplastan al segmento
		*Se estrechan las diferencias del segmento respecto a otros segmentos
		*Aumentan las ventajas de una línea más amplia
Los que se centran en costos consiguen incluso costos más bajos en segmentos	Los que se centran en la diferenciación consiguen una diferenciación incluso mayor en segmentos	Nuevas estrategias de enfoque subsegmentan a la industria

Fuente: Samuel Certo, Direccionamiento Estratégico

Esta Tabla confirma que los riesgos inherentes a las tres estrategias genéricas de Michael Porter giran sobre todo en torno al tema de la capacidad de mantenerse en una determinada posición. Una estrategia puede producir una ventaja temporal, pero no una que pueda sostenerse frente a los movimientos competitivos de sus rivales.

La frase clave es en algunos casos la siguiente: *“Para lograr un rendimiento extraordinario, una compañía ha de derrotar a la competencia”*. El problema se suscita en que la competencia piensa de la misma forma, es por ello que se proponen tres medios para superar la barrera de la sostenibilidad:

- a) El compromiso de lograr ventajas de tamaño en un mercado enfocado como blanco;

- b) Conseguir el acceso a recursos o clientes claves y
- c) Sacar provecho de restricciones a las opciones de los competidores.

Por lo tanto las empresas relativamente grandes (considerando su industria) pueden esperar lograr una ventaja sostenible reteniendo insumos claves y bloqueando a los clientes.

Cierto tipo de habilidades organizativas como por ejemplo: La Respuesta Rápida, ha sido últimamente objeto de especial atención como fuente potencial de ventajas competitivas sostenibles. Dos importantes escritores sobre el tema sostienen que La Respuesta Rápida adecuadamente alimentada, puede convertirse tanto en una capacidad crítica de la empresa como en una filosofía de administración, en una manera de pensar en *Cómo organizar y liderar una empresa y cómo conseguir una ventaja verdadera sobre sus competidores* . Las empresas rápidas están en mejores condiciones que sus rivales más lentos para sostener sus estrategias de diferenciación, liderazgo de costos y de enfoque.

- **Formulación de estrategias a nivel funcional**

Tradicionalmente se ha considerado que las estrategias a nivel funcional fluyen armónicamente a partir de las estrategias a nivel empresarial. Se dice que una vez tomadas las decisiones sobre una estrategia a nivel empresarial, los gerentes funcionales elaboran estrategias que son coherentes con las mismas.

En este punto se considerarán varias funciones y estrategias a nivel funcional que se consideran más apropiadas para nuestros objetivos, tales como:

- **Estrategias operativas:** Los especialistas en esta área toman decisiones referentes a las necesidades de capacidad de planta, a la inversión de la planta, a los procesos de fabricación y producción y a los requerimientos de existencias. Dos aspectos importantísimos en esta estrategia son el control de los costos y la mejora en la eficiencia de las operaciones en la

planta.

- **Estrategias financieras:** Los especialistas en finanzas son responsables de la previsión y planeamiento financiero, de evaluar las propuestas de inversión, de asegurar la financiación de diversas inversiones y del control de los recursos financieros. Los especialistas en finanzas contribuyen a la formulación de una estrategia al valorar el impacto potencial sobre los beneficios de diversas estrategias alternativas, al utilizar técnicas tales como el VAN (Valor Actual Neto) y la evaluación de la posición financiera actual.
- **Estrategias de comercialización:** Los especialistas en comercialización determinan los mercados apropiados en los que puede ofrecerse el producto y se desarrollan combinaciones eficaces de marketing. Tales combinaciones deberán incluir cuatro elementos específicos estratégicos: *Precio, Producto, Promoción, Plaza (Canales de distribución)*, la estrategia de comercialización ofrece una percepción de la manera en que esta función lleva el producto hasta el mercado y así mismo de la manera en que se transmite la retroalimentación del mercado hacia la empresa.
- **Estrategia de recursos humanos:** Esta función tiene que ver con atraer, evaluar, motivar, retener a los empleados que la empresa necesita para operar con eficacia. Esta función se responsabiliza del planeamiento de la acción afirmativa y de la evaluación de la seguridad en el ámbito del trabajo. En su conjunto la serie de decisiones que se tomen respecto a este punto definen la estrategia de recursos humanos.

2.1.4 EJECUTAR LA ESTRATEGIA DE LA ORGANIZACIÓN (IMPLEMENTACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS)

Este paso comprende las acciones necesarias para la realización de las estrategias lógicamente desarrolladas que emanan de las etapas previas del

proceso de planificación estratégica. Sin una ejecución eficaz la estrategia de la organización no reportara beneficios que se esperaban al realizar el análisis ambiental. Al fijar una dirección para la organización y al formular una estrategia organizativa.

2.1.5 EJERCER EL SEGUIMIENTO Y CONTROL (CONTROL ESTRATÉGICO)

El control estratégico es un tipo especial de control organizativo que consiste en el seguimiento y evaluación del proceso de planificación estratégica con el fin de mejorarlo y de asegurar su funcionamiento. Para llevar a cabo esta tarea de manera satisfactoria los administradores han de entender el proceso de control y el papel que desempeñan las auditorías estratégicas. Por otra parte los directivos deben instruir la complejidad de su sistema de información de administración y la manera en que este sistema puede servir de complemento al proceso de control estratégico. El proceso de planificación estratégica dentro de una organización será positivo en la medida en que lo sea la información en la que está basada.

2.1.6 EL CUADRO DE MANDO INTEGRAL

El Cuadro de Mando Integral (CMI), es una metodología que logra integrar los aspectos de la gerencia estratégica y la evaluación del desempeño de una empresa. Algunas reconocidas corporaciones internacionales han obtenido excelentes resultados con esta metodología y desde su divulgación en 1992 ha sido incorporado a los procesos de gerencia estratégica de un 60% de las grandes corporaciones en los Estados Unidos, extendiéndose su uso a varias corporaciones europeas y asiáticas.

Para medir el desempeño, es claro que las empresas no pueden concentrarse únicamente en el corto plazo. Medir la capacidad de innovación y la participación en el mercado les permitirá dar mejor seguimiento al largo plazo.

El Cuadro de Mando Integral es un enfoque probado en varias empresas que permite incorporar los objetivos estratégicos en el sistema administrativo a través

de los mecanismos de medición del desempeño. El Cuadro de Mando Integral traslada la visión y la estrategia, al método que motiva al seguimiento de las metas establecidas al largo plazo. El aspecto más significativo del Cuadro de Mando Integral, radica en la interrelación de las distintas perspectivas que permite definir una estrategia de formación y crecimiento para las líneas de actuación desde la perspectiva interna de los procesos.

De igual forma los objetivos internos alcanzados inciden en la perspectiva interna de los clientes, lo cual se traduce en los resultados desde la perspectiva financiera. El Cuadro de Mando Integral o Tablero de Comando como también se le denomina, es un sistema de medición que ayuda a las empresas a administrar mejor la creación de valor en el largo plazo. Busca realzar los inductores no financieros de creación de valor como son las relaciones estratégicas con proveedores, los procesos internos críticos, los recursos humanos y los sistemas de información, entre otros.

La metodología del Cuadro de Mando, comprende cuatro etapas: i) Diseño de la tabla; ii) Elaboración de indicadores; iii) Recolección de datos; y, iv) Presentación y análisis. El diseño del tablero depende de la visión de la empresa, de la definición del negocio y de sus objetivos, de su estrategia, del concepto de administración de sus gerentes, de sus estilos de conducción y de los factores contextuales que influyan sobre la empresa (culturales, legales, etc.).

Según Kaplan & Norton (1992) el CMI busca fundamentalmente complementar los indicadores tradicionalmente usados para evaluar el desempeño de las empresas, combinando indicadores financieros con no financieros, logrando así un balance entre el desempeño de la organización día a día y la construcción de un futuro promisorio, cumpliendo así la misión organizacional. Una buena estrategia no es suficiente: incluso la estrategia mejor formulada fracasa si la organización no puede implementarla.

El CMI no es una moda más, es una herramienta que sin poner las operaciones normales de la empresa en apuros, se complementa muy bien con lo ya

construido en la organización. El CMI conjuga los indicadores financieros y no financieros en cuatro diferentes perspectivas a través de las cuales es posible observar la empresa en su conjunto. La mayoría de sistemas de medición actuales en las compañías se caracterizan por estar casi o totalmente enfocados en los indicadores financieros. Cuando una compañía se enfoca principalmente en indicadores financieros, en la mayoría de los casos, su desempeño corporativo se refleja en los Reportes Financieros, los cuales se basan en hechos pasados, colocan el énfasis en los resultados y en el corto plazo.

Podríamos comparar los reportes financieros en una compañía con el marcador de un partido de fútbol o de béisbol, simplemente nos dan un resultado, si ganamos o perdimos. Igualmente podríamos comparar los reportes financieros con manejar un avión con un solo instrumento (por ejemplo la altitud). Nadie va a ganar un partido fijándose solamente en el marcador y tampoco llegará a su destino exitosamente con un solo instrumento de su panel de control.

El CMI es un modelo integrado porque utiliza las 4 perspectivas indispensables para ver una empresa o área de la empresa como un todo. Es balanceado porque busca el balance entre indicadores financieros y no financieros, el corto plazo y el largo plazo, los indicadores de resultados y los de proceso y un balance entre el entorno y el interior de la empresa, ese es el concepto clave y novedoso sobre el cual se basa el nombre "Balanced Scorecard" (Sistema de indicadores balanceados) o su traducción en español "Cuadro de Mando Integral". Lo importante aquí es que los indicadores de gestión de una compañía estén balanceados, es decir existan tanto indicadores financieros como no financieros, de resultado como de proceso y así sucesivamente.

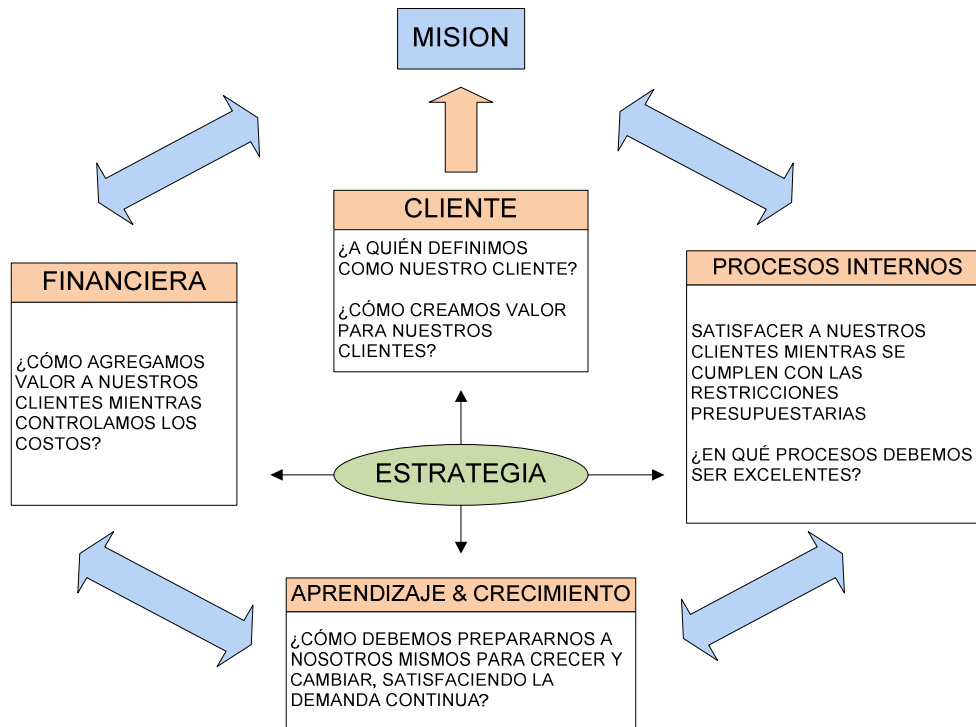


Figura 2 - Las cuatro perspectivas del BSC

(Fuente: <http://claroskarla.blogspot.com/2011/05/balanced-scorecard-cuadro-de-mando.html>)

El Cuadro de Mando de Kaplan & Norton desarrolla cuatro perspectivas:

- La perspectiva financiera: Sus indicadores varían según la fase del producto; por ejemplo, la fase de crecimiento (porcentaje de aumento de ventas); fase de sostenimiento (rentabilidad), fase de cosecha (cash flow).
- La perspectiva del cliente: Las mediciones clave son: grado de satisfacción, retención, adquisición y rentabilidad de los clientes. Para satisfacer a los clientes o usuarios no sólo deberá actuar en disminuir costos, sino también mejorar la calidad, flexibilidad, plazos de entrega y servicio de postventa.
- La perspectiva del proceso interno: Tiene por objeto identificar los procesos críticos de éxito para mejorarlos, eliminar los despilfarros y reducir costos a fin de satisfacer mejor a los clientes y aumentar la rentabilidad de la empresa.
- La perspectiva de aprendizaje y crecimiento: Proporcionan la infraestructura necesaria para que las tres primeras perspectivas alcancen sus objetivos. Son los inductores esenciales para conseguir unos resultados excelentes en

las perspectivas anteriores. Las medidas principales son: empleados (grado de satisfacción, aprendizaje, motivación, retención y productividad); sistema de información (su capacidad y adecuación a la empresa); innovación (productos nuevos, tiempo de lanzamiento, etc.).

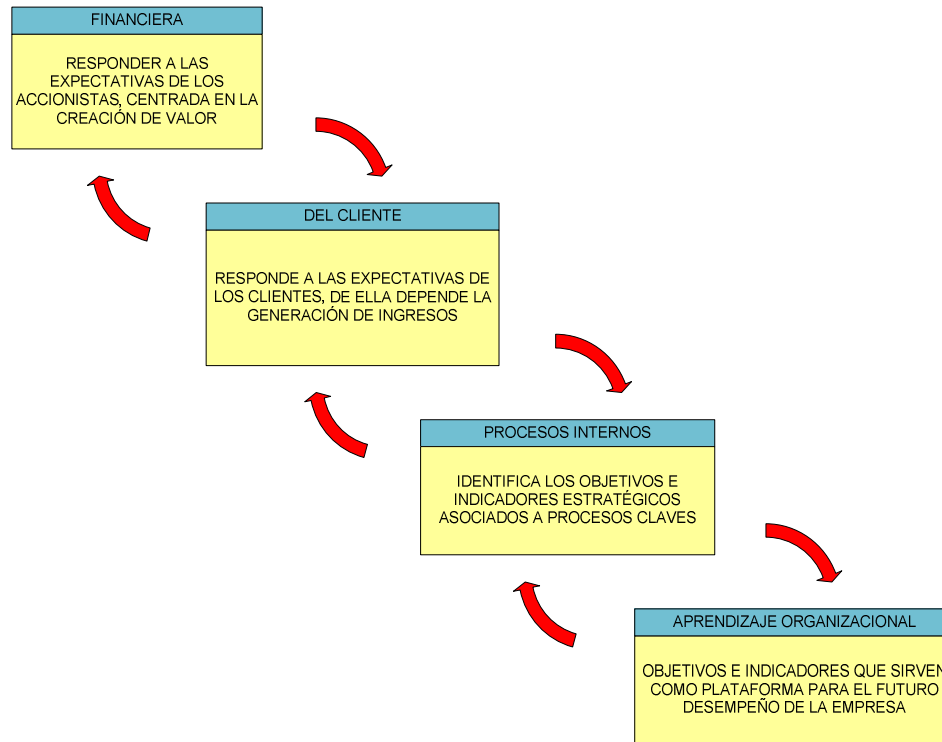


Figura 3 - Cuadro de Mando Integral

(Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos70/disenno-sistema-indicadores-empresa-metalmechanica/disenno-sistema-indicadores-empresa-metalmechanica2.shtml>)

El cuadro de mando Integral transforma la misión y la estrategia en objetivos e indicadores organizados en cuatro perspectivas diferentes: finanzas, clientes, procesos y aprendizaje-desarrollo, como se observa en la Figura 3.

En la Figura 4, se muestra un modelo de apoyo a la arquitectura del Cuadro de Mando Integral:

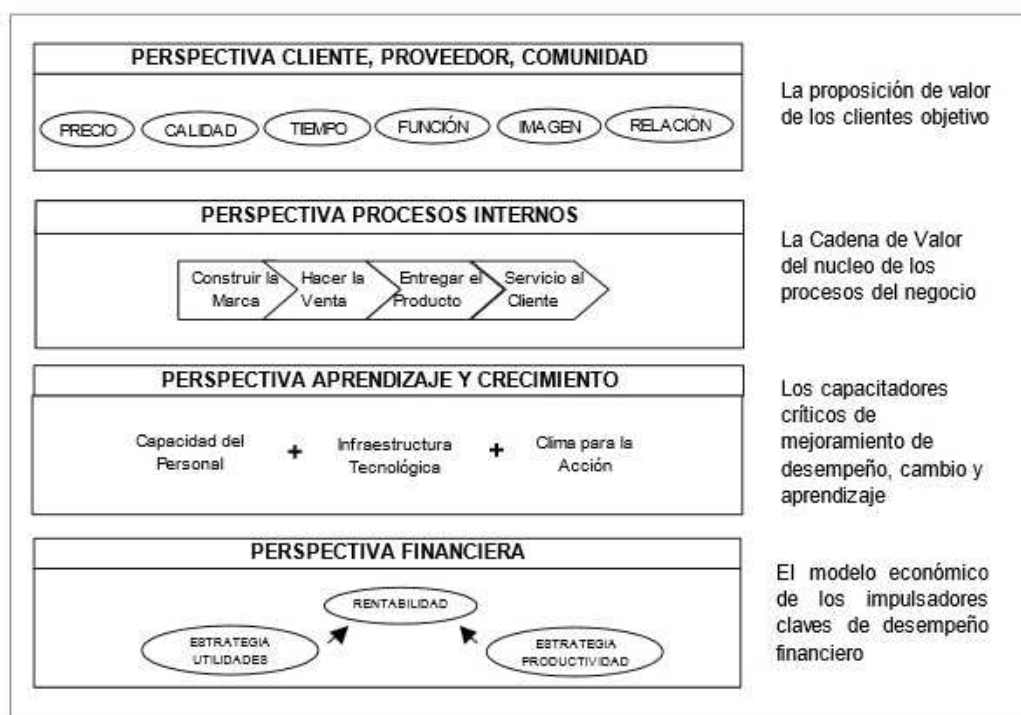


Figura 4 – Modelo de apoyo a la arquitectura del CMI
(Fuente: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2545/1/CD-0356.pdf>)

Las empresas que utilizan el Cuadro de Mando Integral como la piedra angular de un nuevo sistema de gestión estratégica tienen dos tareas: primero han de construir el Cuadro de Mando Integral y segundo han de utilizarlo. Está claro que las dos tareas no son independientes. A medida que los directivos empiecen a utilizar sus cuadros de mando para los procesos clave de gestión, irán adquiriendo nuevas percepciones respecto al propio cuadro de mando: qué indicadores no funcionan, cuáles deben ser modificados, y que nuevos indicadores de éxito estratégico han surgido y deben ser incorporados.³

El Cuadro de Mando Integral es más que un sistema de medición táctico u operativo. Las empresas innovadoras están utilizando el Cuadro de Mando Integral como un sistema de gestión estratégica, para gestionar su estrategia a largo plazo⁴, alcanzar y traducir o transformar la visión y la estrategia, comunicar y vincular los objetivos e indicadores estratégicos, planificar, establecer objetivos y

³ Kaplan, Robert, David Norton; (1997); Cuadro de Mando Integral, Segunda Edición, Editorial Gestión 2000, Pág. 42

⁴ Kaplan, Robert, David Norton; (1997); Cuadro de Mando Integral, Segunda Edición, Editorial Gestión 2000, Págs. 21- 22

alinear las iniciativas estratégicas, aumentar el feedback y la formación estratégica.

CAPITULO 3

METODOLOGÍA

En aplicación del marco teórico tanto de la Planificación Estratégica, del Cuadro de Mando Integral se establece una propuesta de Planificación Estratégica basada en el Cuadro de Mando Integral para la Dirección de Supervisión y Control del CONELEC.

La formulación del plan estratégico se basó en un enfoque participativo que promovió la reflexión y discusión sobre temas estratégicos que afectarán a la Dirección de Supervisión y Control. Para conseguir los resultados esperados se aplicaron diversas metodologías, entre las que se incluyen:

- **Revisión de documentos:** Se realizó el análisis de información secundaria de diversas fuentes con la finalidad de hacer un diagnóstico preliminar del análisis de los sectores involucrados, análisis interno y externo de Dirección de Supervisión y Control.
- **Entrevistas internas:** Se realizaron entrevistas en profundidad a miembros de las direcciones del CONELEC y de las áreas de la Dirección de Supervisión y Control, con la finalidad de recoger insumos que permitan plantear propuestas del diagnóstico interno y externo.
- **Entrevistas externas:** Se realizaron entrevistas en profundidad a directivos, gerentes de empresas relevantes para la Dirección de Supervisión y Control, con la finalidad de recoger insumos que permitan plantear propuestas del diagnóstico externo; asimismo, los resultados permitieron enfocar y realizar un análisis de grupos de interés enfatizando la voz del cliente.
- **Reuniones previas:** Previo a los talleres generales (con los Directores y encargados de las unidades del CONELEC), se realizaron reuniones de trabajo con la finalidad de hacer la revisión y ajuste de la Misión, Visión y Valores de la Dirección de Supervisión y Control.
- **Reuniones virtuales:** Este taller se realizó con la participación de un equipo de 8 expertos de las diversas áreas de Dirección de Supervisión y

Control. Como resultado del mismo, se pudo completar el análisis interno y externo que sustentó las fortalezas, debilidades, amenazas y oportunidades.

- **Talleres de inmersión:** Estos talleres se realizaron con la participación de 35 integrantes de las diversas áreas de Dirección de Supervisión y Control.
- **Talleres especializados:** Posteriormente a los talleres de inmersión se realizaron talleres especializados con grupos de trabajo sobre los temas estratégicos identificados. En estos talleres se revisaron los objetivos estratégicos, iniciativas generales y específicas, junto con sus respectivos indicadores y responsables.

El diseño del sistema de indicadores permite clarificar y definir los objetivos estratégicos, y se establecen las metas para cada indicador. Para ello, se han definido cuatro perspectivas: ciudadanía, procesos, aprendizaje y crecimiento, y finanzas, esto en virtud de que la Dirección de Supervisión y Control pertenece al CONELEC que es una institución pública orientada al servicio de la ciudadanía en velar por el suministro de energía eléctrica.

En la perspectiva de ciudadanía, la DSC identifica el segmento de ciudadanía en el que brinda su servicio y las medidas para fortalecer sus rendimientos, que constituye la razón de ser de la DSC y del CONELEC. Los indicadores sobre los segmentos de ciudadanía que deben ser considerados son: porcentaje de satisfacción en la atención de reclamos y quejas de los usuarios del servicio eléctrico, porcentaje de información de difusión de atención de reclamos, porcentaje de implementación del proyecto de Call Center, número de mecanismos identificados mejorar el nivel de aplicación de la normativa, porcentaje de procesos críticos de supervisión y control documentados e implementados y porcentaje de criterios evaluados de la gestión integral de los agentes del sector eléctrico.

En la perspectiva de procesos, si bien en el CONELEC existe un área responsable para ejecutar las actividades relacionadas con los procesos, la DSC

ha identificado dos estrategias en el ámbito de su acción, cuyos indicadores son: número de procesos de la DSC estandarizados y tiempo promedio de presentación y renovación de garantías.

La perspectiva de aprendizaje y crecimiento, así mismo al existir la Unidad de Talento Humano, responsable de ejecutar las labores encaminadas a alcanzar los objetivos institucionales, la DSC ha identificado una estrategia cuyo indicador es el porcentaje de cumplimiento del plan de capacitación de la DSC.

La perspectiva financiera tiene como objetivo responder a la ejecución presupuestaria de la institución, la cual no tiene proyectos de inversión sino solamente de gasto corriente, por lo que está centrada en el uso racional de los recursos económicos asignados, por lo cual la DSC en su ámbito estableció una estrategia cuyo indicador es porcentaje de ejecución presupuestaria.

Cabe indicar que tanto en la perspectiva de procesos, aprendizaje y crecimiento, y de finanzas, la Secretaría Nacional de la Administración Pública, a través de la implementación del sistema de Gobierno Por Resultados- GPR, estandarizó las estrategias para generar proyectos en estas perspectivas, por lo cual esta normalización fue acogida en el desarrollo del Cuadro de Mando Integral de la DSC, y se identificó el aporte para la consecución de los objetivos institucionales.

CAPITULO 4

SITUACIÓN DE LA INDUSTRIA DEL SECTOR ELÉCTRICO

4.1 MARCO LEGAL

En el año 1961 se creó el Instituto Ecuatoriano de Electricidad - INECEL, el mismo que con las regalías provenientes de la producción petrolera alcanzó su mayor auge con el inicio de la construcción de las centrales Pucará (73 MW) y Paute Fase AB (500 MW), en 1973 y 1976, respectivamente, para años posteriores iniciar la construcción del sistema de transmisión a 230 kV, que permitió unir eléctricamente los centros de mayor consumo de energía eléctrica, ubicados en las ciudades de Quito y Guayaquil, conectar la generación aislada de los diferentes puntos del territorio ecuatoriano y abastecer la creciente demanda de energía eléctrica con la incorporación de las centrales hidroeléctricas antes señaladas, logrando mejores condiciones de calidad de servicio a los consumidores finales.

Años después el INECEL tuvo que afrontar graves problemas de liquidez, debido a la falta de pago de la energía eléctrica consumida por parte de las distribuidoras a las generadoras, ocasionada por inconvenientes en la recaudación, a los altos niveles de pérdidas de energía eléctrica, y la reducción de los ingresos provenientes de la explotación petrolera, lo que no permitían cubrir el déficit económico para la operación y mantenimiento del sistema eléctrico, como lo venía realizando el citado Instituto en los años 1960 y 1970.

El 10 de octubre de 2010, se expidió la Ley de Régimen del Sector Eléctrico - LRSE, publicada en el Registro Oficial No. 43, que pretendía dinamizar la inversión en el sector eléctrico ecuatoriano, tanto en generación, transmisión y distribución, con la privatización de dichos servicios, a través de la implementación del modelo marginalista para la remuneración de las actividades desarrolladas dentro del mercado eléctrico, y confiando en que la iniciativa privada invierta en la expansión del sistema.

La Asamblea Constituyente emitió el Mandato 15, publicado en el Registro Oficial No. 393 de 31 de julio de 2008, mediante el cual se estableció la tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, se dejó sin efecto el cobro del 10% adicional para la categoría comercial e industrial por consumo eléctrico, se dispuso que el Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal (FERUM) y las inversiones en generación, transmisión y distribución se financiarán con recursos del Presupuesto General del Estado, se eliminó todas las cuentas por cobrar y pagar de la compra-venta de energía, peaje de transmisión y combustible destinado para generación, que existían entre esas empresas, así como los valores pendientes de pago por parte del Ministerio de Finanzas por concepto de déficit tarifario de las empresas de generación, distribución y transmisión en las que el Estado Ecuatoriano a través de sus distintas instituciones, gobiernos seccionales, organismos de desarrollo regional, tiene participación accionaria mayoritaria; con lo cual se eliminó modelo marginalista de libre competencia, como mecanismo para la remuneración de la generación, para propender a la estatización del servicio de energía eléctrica.

El referido Mandato faculta además, al Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) para que sin limitación alguna, establezca los parámetros regulatorios específicos que permitan desarrollar y aplicar las disposiciones contenidas en él, producto de lo cual expidió:

- La Regulación No. CONELEC 006/08 de 12 de agosto de 2008: que define las reglas comerciales para el funcionamiento del mercado, estableciendo los parámetros regulatorios para el cálculo de las tarifas eléctricas y la aplicación de los pliegos tarifarios;
- La Regulación No. CONELEC 013/08 de 27 de noviembre de 2008: que establece las reglas comerciales para el funcionamiento del mercado y establece la normativa para los contratos regulados entre los participantes del mercado;
- La Regulación No. CONELEC 004/09 de 06 de agosto de 2009: que establece los principios y parámetros regulatorios para el funcionamiento del

mercado eléctrico ecuatoriano y para el análisis de costos en la determinación de tarifas, considerando la participación de nuevas empresas y los principios establecidos en las Regulaciones Nos. 006/08 y 013/08.

A partir del mes de marzo de 2009, se conformó la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) con plenos derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa distribuidora de electricidad, asociando como gerencias regionales a las Empresas Eléctricas:

- Esmeraldas S.A.;
- Regional Manabí S.A.;
- Santo Domingo S.A.;
- Regional Guayas - Los Ríos S.A.;
- Los Ríos C.A.;
- Milagro C.A.;
- Península de Santa Elena S.A.;
- El Oro S.A.;
- Bolívar S.A.; y,
- Sucumbíos S.A.

Posteriormente, con Decreto Ejecutivo No. 1459 de 13 de marzo de 2013, se creó la Empresa Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad, CNEL E. P., adquiriendo todos los derechos y obligaciones de CNEL S.A. y convirtiendo las Regionales en Unidades de Negocio.

En este mismo sentido, en enero del 2009 se creó la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC), integrada por seis empresas:

- Compañía de Generación Hidroeléctrica Paute S.A. (Hidropaute);
- Compañía de Generación Hidroeléctrica Hidroagoyán S.A. (Hidroagoyán);
- Compañía de Generación Termoeléctrica Guayas S.A. (Electroguayas);

- Compañía de Generación Termoeléctrica Esmeraldas S.A. (Termoesmeraldas);
- Compañía de Generación Termoeléctrica Pichincha S.A. (Termopichincha),
- Compañía de Transmisión Eléctrica S.A. Transelectric.

El 14 de enero de 2010, mediante Decreto Ejecutivo N° 220 pasa a ser Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC e HIDROPAUTE se convierte en Unidad de Negocio.

La Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG) en sus etapas de generación y distribución, a través del Decreto Ejecutivo N° 1786 de 18 de junio de 2009, publicado en el Registro Oficial No. 626 de 3 de julio de 2009, se convirtió en la Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil (Eléctrica de Guayaquil); posteriormente mediante el Decreto Ejecutivo No. 887 del 20 de Septiembre de 2011, el Presidente de la República, creó la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, EP, como entidad de derecho público con personalidad jurídica y patrimonio propio, dotado de autonomía presupuestaria, financiera, económica, administrativa y de gestión, con domicilio principal de la ciudad de Guayaquil, provincia del Guayas.

El actual Gobierno Nacional emprendió la reestructuración del modelo económico, que de manera específica dentro del sector eléctrico se inició con la expedición del Mandato 15 y continuando con esta política, el 16 de octubre de 2009 se publicó la Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP). Esta Ley establece, entre otras cosas, los lineamientos para la creación de empresas públicas, su funcionamiento, estructura y demás aspectos que deben regir su desenvolvimiento, el procedimiento para la extinción de las sociedades anónimas y de economía mixta en las que el Estado es accionista único o mayoritario y la creación de empresas públicas que se subroguen en sus derechos y obligaciones; y, los aspectos tributarios que regirán a todas las empresas amparadas bajo este marco normativo. Específicamente, dentro del sector eléctrico, esta Ley contiene las bases para la nueva organización y funcionamiento de las antiguas

sociedades anónimas que ahora pasarán a ser o a funcionar como Empresas Públicas.

Es así que estamos situados en una etapa de transición de la estructura empresarial del sector, cuya tendencia apunta claramente a la creación de una empresa única encargada de generación, transmisión y distribución, configurada como una empresa de derecho público.

Actualmente la configuración empresarial del sector eléctrico que se observa en la siguiente tabla advierte claramente la transición que experimenta el sector tendiente a que, al menos las empresas de distribución y de transmisión sean de derecho público.

Tabla 4 - Resumen de la actual estructura empresarial del sector eléctrico

ETAPA	EMPRESAS EXISTENTES	DESCRIPCIÓN
GENERACIÓN	CELEC E.P.	Empresa pública que fusionó la mayoría de las sociedades anónimas de propiedad del Estado y que realizaban actividades de generación.
	EMPRESAS PRIVADAS	Sociedades anónimas. Personas jurídicas de derecho privado.
	EMPRESAS ESTATALES	Sociedades anónimas de propiedad estatal que aún no se han transformado en empresas públicas, pero que se rigen en base a lo establecido en LOEP.
TRANSMISIÓN	CELEC E.P.	Empresa pública que se subrogó los derechos y obligaciones de la anterior Empresa Nacional de Transmisión S.A. (TRANSELECTRIC)
DISTRIBUCIÓN	CNEL E.P.	Inicialmente se constituyeron como sociedades anónimas de propiedad del Estado que fusionó a 10 empresas de distribución y se rigió por lo establecido en la LOEP. En la actualidad mediante Decreto Ejecutivo dichas sociedades anónimas se convirtieron en una Corporación Pública que agrupa 10 unidades de negocio
	EMPRESAS ESTATALES	Como la Eléctrica de Guayaquil EP y las sociedades anónimas de propiedad del Estado que aún no se han transformado en empresas públicas, pero que se rigen por lo dispuesto en la LOEP.

Elaboración: Franklin Erreyes

Fuente: CONELEC

4.2 INSTITUCIONES RECTORAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sector eléctrico está estructurado de la siguiente manera:

4.2.1 MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE

Mediante Decreto Ejecutivo No. 475 de 9 de julio de 2007, publicado en el Registro Oficial No. 132 de 23 de julio de 2007, se creó el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable - MEER, que es el órgano rector del sector eléctrico y le corresponde la formulación de políticas y directrices para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica, con la finalidad de asegurar la prestación del servicio público de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y del servicio de alumbrado público, de conformidad con los principios establecidos en la Constitución de la República y en el Plan Nacional de Desarrollo (actualmente denominado Plan Nacional para el Buen Vivir 2009 – 2013).

Los objetivos estratégicos del MEER, establecidos en su Estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por Procesos, son:

1. *“Recuperar el rol del Estado en la gestión del sector eléctrico;*
2. *Incrementar los niveles de satisfacción de los ciudadanos / usuarios de energía eléctrica;*
3. *Incrementar el uso de energías renovables;*
4. *Convertir al País en exportador de energía eléctrica;*
5. *Mejorar la eficiencia energética de los sectores: industrial, comercial y residencial;”*⁵

Dado que la Ley de Régimen del Sector Eléctrico - LRSE vigente se expidió en el año 1996, mientras que el Decreto Ejecutivo No. 475 se emitió en el año 2007, la señalada ley no considera al MEER como parte de la estructura del sector eléctrico, por lo que se prevé que en la nueva Ley Eléctrica, que se elaborará y analizará en la Asamblea Nacional, se detallen las funciones y facultades de este Ministerio a cargo del sector eléctrico.

⁵ Ministerio de Electricidad y Energía Renovable; (2008); Estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por Procesos; págs. 5 y 6.

4.2.2 CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

El Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC, *“es la persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, que comenzó a operar el 20 de noviembre de 1997, una vez promulgado el Reglamento General Sustitutivo de la LRSE.*

De esta manera, el CONELEC se constituye como un ente regulador y controlador, a través del cual el Estado Ecuatoriano puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, a empresas concesionarias.

Además, el CONELEC tiene que elaborar el Plan de Electrificación, que es obligatorio para el sector público y referencial para el sector privado⁶.

La LRSE en su artículo 13 otorga al CONELEC las siguientes funciones y facultades:

- Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones normativas;
- Elaborar el Plan Maestro de Electrificación;
- Preparar para su aprobación y expedición por parte del Presidente de la República los reglamentos para la aplicación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE);
- Aprobar los pliegos tarifarios;
- Publicar las normas generales para asegurar el libre acceso a los servicios de transmisión y distribución;
- Elaborar las bases y convocar para el otorgamiento y participación de concesiones de generación, transmisión y distribución de electricidad;
- Resolver la intervención, prórroga o caducidad y la autorización para la cesión o el reemplazo de las concesiones;

⁶ Consejo Nacional de Electricidad; (2010); Presentación; <http://www.conelec.gob.ec/>

- Regular el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación normativas;
- Presentar en el primer trimestre de cada año al Presidente de la República, un informe sobre las actividades del año anterior y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público;
- Precautelar la seguridad e intereses nacionales y asumir, a través de terceros, las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica cuando los obligados a ejecutar tales actividades y servicios rehúsen hacerlo;
- Otorgar permisos y licencias para la instalación de nuevas unidades de generación de energía;
- Formular y aprobar el presupuesto anual de gastos y requerimiento de recursos del CONELEC;
- Constituir servidumbres necesarias para la construcción y operación de obras en el sector eléctrico, declarar de utilidad pública o de interés social y proceder a la expropiación de los inmuebles que se requiera para los fines del desarrollo del sector eléctrico.

4.2.3 CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA

El Centro Nacional de Control de Energía - CENACE, es una Corporación Civil de derecho privado, de carácter eminentemente técnico, sin fines de lucro, cuyos miembros son todas las empresas de generación, transmisión, distribución y los grandes consumidores. Se encarga del manejo técnico y económico de la energía en bloque, garantizando en todo momento una operación adecuada que redunde en beneficio del usuario final.

De acuerdo al artículo 23 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE), el CENACE tiene como función global la siguiente:

“El Centro Nacional de Control de Energía tendrá a su cargo la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista, según se detalla en el Capítulo VI de esta Ley, debiendo resguardar las

*condiciones de seguridad de operación del Sistema Nacional Interconectado responsabilizándose por el abastecimiento de energía al mercado, al mínimo costo posible, preservando la eficiencia global del sector y creando condiciones de mercado para la comercialización de energía eléctrica por parte de las empresas generadoras, sin ninguna discriminación entre ellas, facilitándoles el acceso al sistema de transmisión*⁷.

4.3 MAPAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sector eléctrico ecuatoriano se encuentra formado por instalaciones de generación, transmisión y distribución, que conllevan un complejo equipamiento para cada una de estas etapas.

- Etapa de generación: La generación de energía eléctrica está formada por 6530 MW de capacidad instalada y una potencia efectiva de 4876 MW⁸, en todo el territorio continental e insular, que a su vez está constituida por generación hidroeléctrica (aprovecha los recursos hídricos), térmica (utiliza combustibles fósiles), eólica (aprovecha la velocidad del viento) y fotovoltaica (utiliza la luz solar).

Tabla 5 - Empresas de generación y autogeneración

⁷ Corporación de Estudios y Publicaciones; (junio de 2010); Ley de Régimen del Sector Eléctrico; Tomo I.

⁸ Indicadores del Sector Eléctrico Ecuatoriano CONELEC. pág. 1

No.	EMPRESA	UNIDAD DE NEGOCIO	TIPO DE TECNOLOGÍA	TIPO DE CONTRATO
1	CELEC E.P.	ELECTROGUAYAS	TÉRMICA	GENERACIÓN
		HIDROAGUAYOGAN	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
		HIDRONACION	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
		HIDROPAUTE	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
		TERMOGAS MACHALA	TÉRMICA	GENERACIÓN
		TERMOESMERALDAS	TÉRMICA	GENERACIÓN
2	COMPANIA AZUCARERA VALDEZ S.A.	NO APLICA	TÉRMICA	GENERACIÓN
3	CONCESIONARIO PETROBELL INC. & GRANTMINING		BIOMASA	AUTOGENERACIÓN
4	ECOLECTRIC S.A.		TÉRMICA	AUTOGENERACIÓN
5	ECOLUZ S.A.		BIOMASA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
6	ECUDOS S.A.		HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
7	ELECAUSTRO S.A.		BIOMASA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
8	ELECTROQUIL S.A.		HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
9	EMAAP-Q		TÉRMICA	GENERACIÓN
10	ENERMAX S.A.		HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
11	EOLICSA S.A.		HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
12	GENEROCA S.A.		EÓLICA	GENERACIÓN
13	HIDALGO & HIDALGO S.A.		TÉRMICA	GENERACIÓN
14	HIDROABANICO S.A.		GENERACIÓN	GENERACIÓN
15	HIDROELECTRICA PERLABI S.A.		HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
16	HIDROELECTRICA SAN JOSÉ DE MINAS S.A.		HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
17	INTERVISA TRADE S.A.		HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
18	LA INTERNACIONAL S.A.		HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
19	LAFARGE CEMENTOS S.A. CEMENTOS SELVA ALEGRE S.A.		HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN
20	MAGENERACIÓN S.A.		TÉRMICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
21	MOLINOS LA UNIÓN S.A.		HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
22	SAN CARLOS S.A. SOCIEDAD AGRÍCOLA E INDUSTRIAL S.A.		HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
23	TERMOGUAYAS GENERATION S.A.		BIOMASA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
24	EMPRESA ELÉCTRICA GALÁPAGOS S.A.		TÉRMICA	GENERACIÓN
				TÉRMICA Y FOTOVOLTAICA

Elaboración: Franklin Erreyes
Fuente: CONELEC

Tabla 6 - Empresas que construyen proyectos de generación

No.	EMPRESA	UNIDAD DE NEGOCIO	PROYECTO	TIPO DE TECNOLOGÍA	TIPO DE CONTRATO
1	CELEC E.P.	HIDROPAUTE	SOPLADORA	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
		ENERNORTE	MANDURIACU	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
		HIDROAZOGUES	MAZAR - DUDAS	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
		HIDROTOAPI	TOACHI PILATON	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
		GENSUR	DELSITANISUAGUA	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
		GENSUR	VILLONACO	EÓLICA	GENERACIÓN
2	COMPANIA CURRENT ENERGY OF ECUADOR S.A.	NO APLICA	MINAS - SAN FRANCISCO	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
3	ELECAUSTRO S.A.		APAQUÍ	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
4	EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.		SAYMIRÍN V	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
5	HIDRELGEN S.A.		ISIMANCHI	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
6	HIDROCOCA E.P.		SABANILLA	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
7	HIDROLITORAL S.A.		COCA CODO	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
8	HIDROTAMBO S.A.		BABA	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
9	HIDROTECH S.A.		SAN JOSÉ DE TAMBO	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
10	HIDROVICTORIA S.A.		SAN BARTOLO	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
11	HIDROZAMORA E.P.		VICTORIA	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN
12	PEMAF PROYECTOS DE ENERGIA MEDIO AMBIENTE CIA. LTDA.		CHORRILLOS	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
13	PRODUAUSTRAL S.A.		TOPO	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
14	QUALITEC COMERCIO E INDUSTRIA CIA. LTDA.		ANGAMARCA	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN
15	TRIOLO ITALIA S.R.L		PILALÓ 3	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN
			SIGCHOS	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN

Elaboración: Franklin Erreyes
Fuente: CONELEC

- Etapa de transmisión: El sistema de transmisión está constituido por 3974 km de longitud de líneas de transmisión, de los cuales 2045 km corresponden a líneas que operan a 230 kV y 1939 km a líneas de 138 kV⁹. Está conformado por 59 subestaciones, de las cuales 19 funcionan a 230 kV y 40 a 138 kV (dos de ellas son de seccionamiento San Idelfonso y Pucará) y 2 subestaciones móviles.

Tabla 7- Empresa de transmisión de energía eléctrica

No.	EMPRESA	UNIDAD DE NEGOCIO	TIPO DE CONTRATO
1	CELEC E.P.	TRANSELECTRIC	TRANSMISIÓN

Elaboración: Franklin Erreyes

Fuente: CONELEC

- Etapa de distribución: El CONELEC mantiene contratos de concesión con 21 distribuidoras, incluida la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, encargada de la distribución de la energía eléctrica en la ciudad de Guayaquil.

Tabla 8 - Empresas de distribución y comercialización de energía eléctrica

No.	EMPRESA	REGIONAL	TIPO DE CONTRATO
1	CNEL E.P.	ESMERALDAS	DISTRIBUCIÓN
		MANABÍ	DISTRIBUCIÓN
		LOS RÍOS	DISTRIBUCIÓN
		GUAYAS - LOS RÍOS	DISTRIBUCIÓN
		MILAGRO	DISTRIBUCIÓN
		SANTA ELENA	DISTRIBUCIÓN
		EL ORO	DISTRIBUCIÓN
		SUCUMBÍOS	DISTRIBUCIÓN
		BOLÍVAR	DISTRIBUCIÓN
		SANTO DOMINGO	DISTRIBUCIÓN
2	EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES S.A.	NO APLICA	DISTRIBUCIÓN
3	EMPRESA ELÉCTRICA CENTRO SUR S.A.		DISTRIBUCIÓN
4	EMPRESA ELÉCTRICA GALÁPAGOS S.A.		DISTRIBUCIÓN
5	EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.		DISTRIBUCIÓN
6	EMPRESA ELÉCTRICA PÚBLICA DE GUAYAQUIL		DISTRIBUCIÓN
7	EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A.		DISTRIBUCIÓN
8	EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO AMBATO S.A.		DISTRIBUCIÓN
9	EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.		DISTRIBUCIÓN
10	EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A.		DISTRIBUCIÓN
11	EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA S.A.		DISTRIBUCIÓN

Elaboración: Franklin Erreyes

Fuente: CONELEC

⁹ Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022 “Diagnóstico de la Gestión del Sector Eléctrico”, pág. 38

El territorio nacional se divide política y administrativamente en 24 provincias, mientras que para la distribución del servicio de energía eléctrica existen 11 áreas de concesión, tal como se muestran en los anexos A y V. Las empresas o regionales de distribución de mayor área de concesión son: Ambato, Sucumbíos, Centro Sur, Sur, Manabí, Esmeraldas, Quito, Norte y Guayas – Los Ríos.

Adicionalmente, el Anexo C muestra el Sistema Nacional de generación, transmisión y distribución.

Un índice importante es el de cobertura eléctrica a nivel nacional, el mismo que según el Censo de Población y Vivienda, realizado en noviembre de 2010 por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos - INEC, el porcentaje total de viviendas con energía eléctrica alcanzó el 93,53%, siendo para el área urbana el 94,82% y para la rural el 89,03%¹⁰.

En detalle, los índices de cobertura eléctrica se pueden establecer a nivel parroquial, y como resultado de ello, el Anexo D muestra gráficamente la cobertura de energía eléctrica a nivel nacional.

Dentro de los aspectos comerciales, que permiten efectuar las transacciones de compra – venta de energía entre las empresas de generación transmisión y distribución, aparece la figura de los autogeneradores, que básicamente corresponde a empresas de generación de energía eléctrica independientes, que poseen puntos de consumo propio, con la finalidad de abastecer sus requerimientos de energía, y en caso de tener algún excedente de energía se lo puede comercializar en el mercado eléctrico.

Tabla 9 - Empresas de centrales de autogeneración

¹⁰ <http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=1102&l=1>

No.	EMPRESA	ESTADO	TIPO DE TECNOLOGÍA	TIPO DE CONTRATO
1	COMPAÑÍA AZUCARERA VALDEZ S.A.	EN OPERACIÓN	BIOMASA	AUTOGENERACIÓN
2	CONCESIONARIO PETROBELL INC. & GRANTMINING	EN OPERACIÓN	TÉRMICA	AUTOGENERACIÓN
3	ECOLECTRIC S.A.	EN OPERACIÓN	BIOMASA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
4	ECOLUZ S.A.	EN OPERACIÓN	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
5	ECUDOS S.A.	EN OPERACIÓN	BIOMASA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
6	ENERMAX S.A.	EN OPERACIÓN	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
7	HIDROABANICO S.A.	EN OPERACIÓN	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
8	HIDROELECTRICA PERLABI S.A.	EN OPERACIÓN	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
9	LA INTERNACIONAL S.A.	EN OPERACIÓN	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN
10	LAFARGE CEMENTOS S.A. CEMENTOS SELVA ALEGRE S.A.	EN OPERACIÓN	TÉRMICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
11	MAGENERACIÓN S.A.	EN OPERACIÓN	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
12	SAN CARLOS S.A. SOCIEDAD AGRÍCOLA E INDUSTRIAL S.A.	EN OPERACIÓN	BIOMASA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES

Elaboración: Franklin Erreyes

Fuente: CONELEC

Tabla 10 - Empresas de proyectos de autogeneración

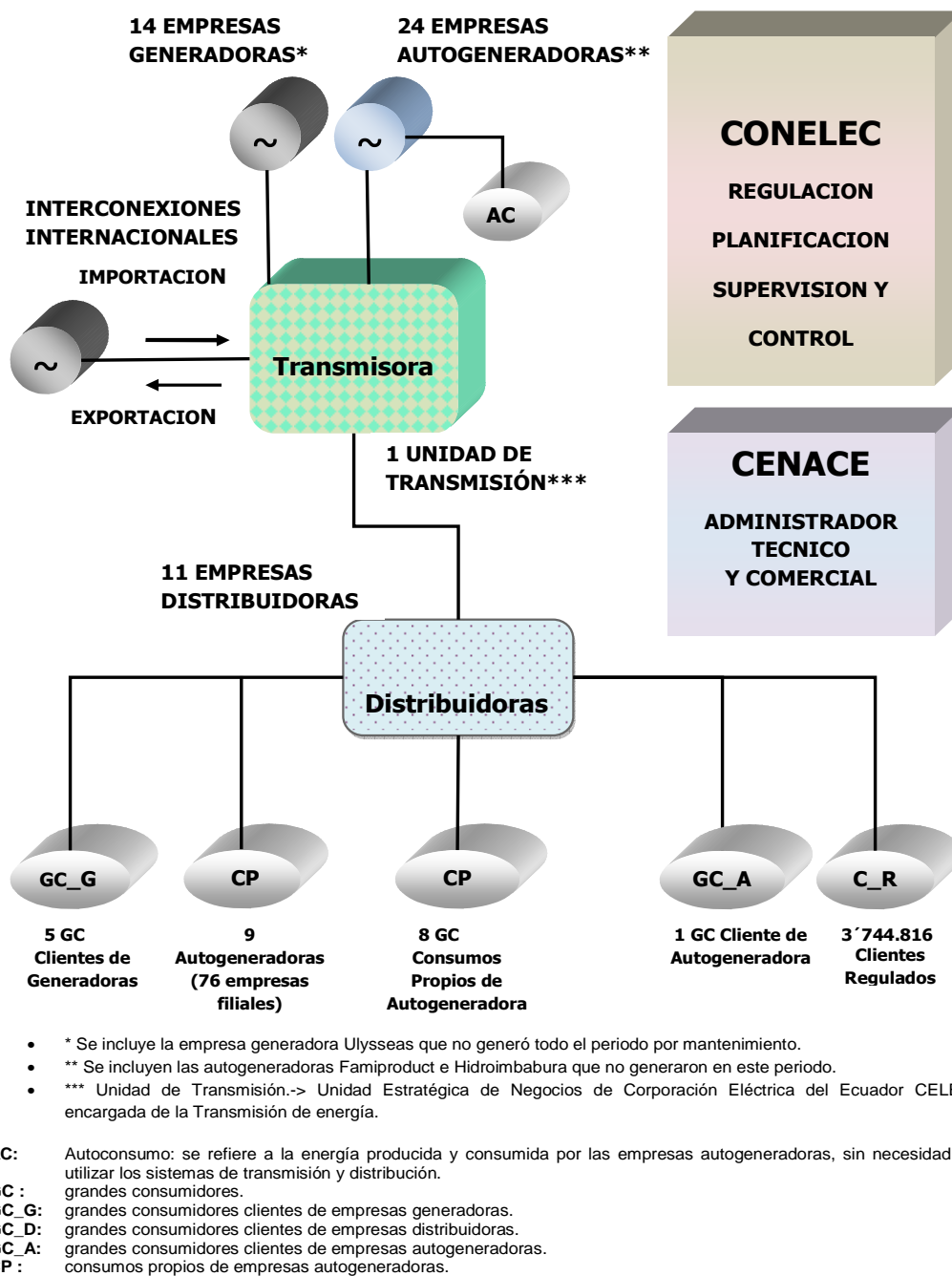
No.	EMPRESA	ESTADO	TIPO DE TECNOLOGÍA	TIPO DE CONTRATO
1	COMPAÑÍA CURRENT ENERGY OF ECUADOR S.A.	EN CONSTRUCCIÓN	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
2	HIDROTAMBO S.A.	EN CONSTRUCCIÓN	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
3	HIDROTECH S.A.	EN CONSTRUCCIÓN	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES
4	HIDROVICTORIA S.A.	EN CONSTRUCCIÓN	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN
5	PRODUAUUSTRO S.A.	EN CONSTRUCCIÓN	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN

Elaboración: Franklin Erreyes

Fuente: CONELEC

Adicionalmente, existe la figura de los grandes consumidores, que son aquellas personas jurídicas que luego de cumplir un determinado valor de demanda de potencia y energía eléctrica, pueden participar en las transacciones comerciales del mercado eléctrico, y comercializar energía tanto con las empresas de generación o distribución.

La Figura 5 muestra el esquema del mercado eléctrico, reflejado al mes de diciembre de 2009.



Nota: A diciembre de 2009, 121 empresas se han calificado como grandes consumidores, de los cuales a 8 se les ha revocado su calificación y al momento actúan como clientes regulados de sus distribuidoras.

Figura 5 - Esquema del Mercado Eléctrico a diciembre de 2012
 (Fuente: Resumen de las Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, CONELEC, 2011)

Sin embargo, con el nuevo esquema de mercado eléctrico, formado a partir de la expedición del Mandato No. 15, el sector eléctrico a diciembre estuvo conformado de la siguiente manera:

- “6 Unidades de Negocio de generación de CELEC EP;
- 12 Generadoras – incluidas las Unidades de Negocio de CELEC EP;
- 1 Unidad de Negocio encargada de la transmisión – a través de CELEC EP;
- 26 Autogeneradoras;
- 20 Distribuidoras: 9 Empresas Eléctricas, la Eléctrica Pública de Guayaquil, y las 10 Regionales de CNEL, y;
- 4 Grandes Consumidores que participan en el mercado eléctrico.

La Empresa Eléctrica Provincial Galápagos S.A., cuya área de concesión comprende la provincia insular de Galápagos, no está incorporada en el SNI.

Para el caso de CNEL Regional Sucumbíos, el CONELEC la considera aún como sistema no incorporado, a pesar de que su demanda es atendida de forma parcial a través del Sistema Nacional de Transmisión – SNT, y pasará a ser considerada como sistema integrado, una vez que se ponga en operación el Sistema de Transmisión Nororiente a 230 / 138 kV”.¹¹

4.4 PRODUCCIÓN NACIONAL VS. IMPORTACIONES

El Ecuador es un país cuya generación de energía eléctrica depende fundamentalmente de la hidroelectricidad, en un promedio, en los últimos 11 años, del 48%, es decir que la disponibilidad de este tipo de generación es fundamental para abastecer la demanda de energía eléctrica.

La Tabla 11 muestra que la generación hidroeléctrica de embalse no ha variado desde el año 1999 hasta la actualidad, mientras que la generación hidroeléctrica de pasada ha incrementado su valor de potencia instalada en un 100%, pero que no ha sido suficiente para abastecer la creciente demanda de energía eléctrica, por lo cual ha sido necesaria la instalación de generación térmica (que utiliza combustibles fósiles).

Tabla 11 – Potencia efectiva nacional

¹¹ Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021, CONELEC, 2012, Pág. 156

Potencia efectiva nacional (MW)									
Año	Renovable				No Renovable			Total	Variación (%)
	Hidráulica	Solar	Eólica	Térmica Turbo-vapor*	Térmica				
					MCI	Turbo-gas	Turbo-vapor		
1999	1.702,9	-	-	-	275,2	769,3	473,0	3.220,4	
2000	1.702,8	-	-	-	261,4	769,3	473,0	3.206,5	-0,42%
2001	1.725,6	-	-	-	259,6	637,3	473,0	3.095,5	-3,18%
2002	1.733,4	-	-	-	315,5	771,3	473,0	3.293,2	6,06%
2003	1.733,5	-	-	-	366,5	762,0	503,0	3.365,0	1,97%
2004	1.732,5	-	-	28,0	353,5	766,0	442,0	3.322,0	-0,46%
2005	1.749,9	0,02	-	55,6	479,6	752,5	443,0	3.480,6	4,12%
2006	1.785,8	0,02	-	63,3	714,4	753,5	443,0	3.760,0	8,33%
2007	2.030,4	0,02	2,4	63,3	849,0	752,5	443,0	4.140,6	10,02%
2008	2.032,5	0,02	2,4	94,5	850,7	756,2	443,0	4.179,4	0,95%
2009	2.029,7	0,02	2,4	94,5	926,6	896,2	443,0	4.392,4	5,45%
2010	2.215,2	0,02	2,4	93,4	1.102,5	897,5	454,0	4.765,0	7,84%
2011	2.207,2	0,04	2,4	93,4	1.184,8	897,5	454,0	4.839,3	3,90%
2012	2.236,6	0,08	2,4	93,4	1.348,6	973,9	454,2	5.109,2	3,90%

Nota: * Se refiere a las centrales de las empresas azucareras que utilizan como combustible Bagazo de Caña
 - La potencia efectiva de la Interconexión con Colombia es 525,0 MW y con Perú 110,0 MW

Elaboración: CONELEC

Fuente: <http://sisgesi.conelec.gov.ec/estadisticas/indicadores/>

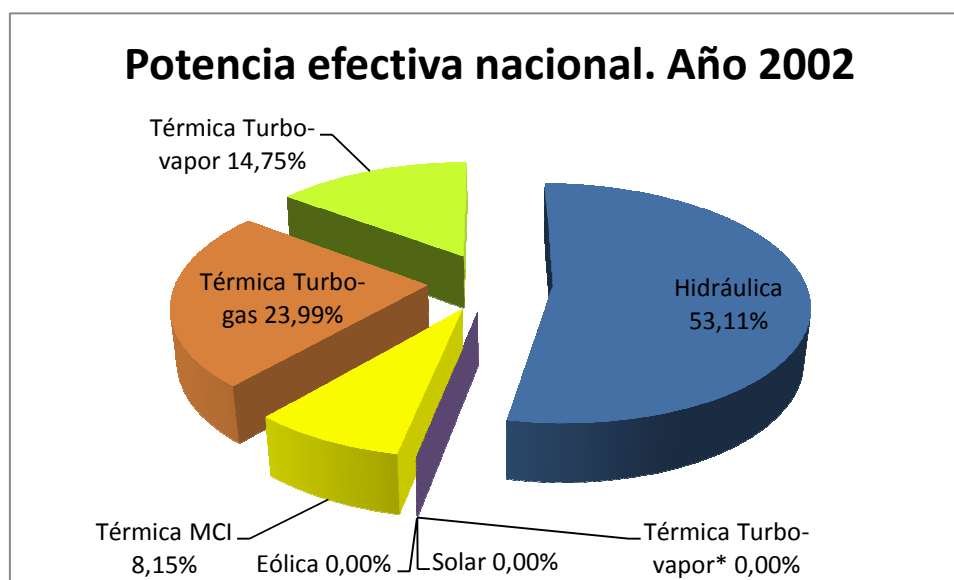


Figura 6 – Potencia efectiva nacional en el año 2002
 (Elaborado: Franklin Erreyes)

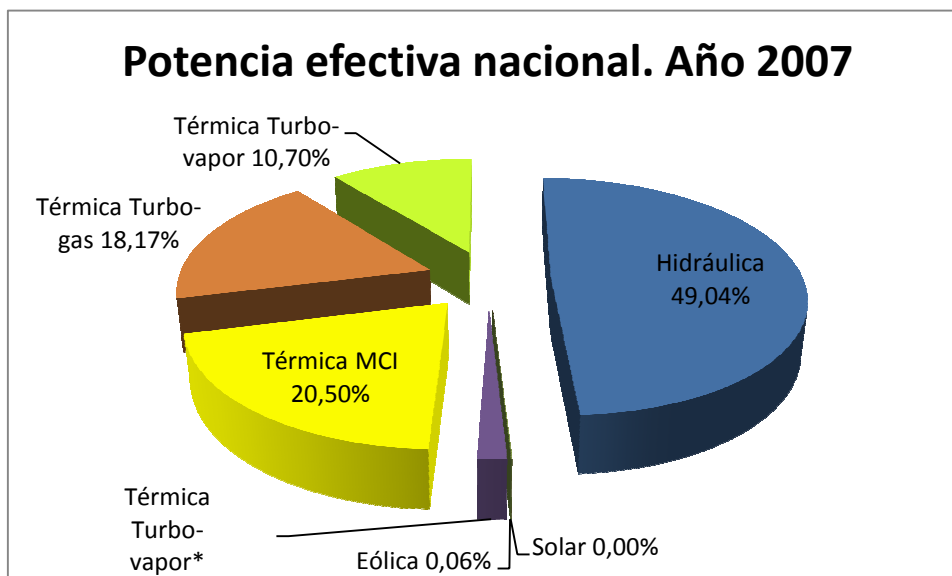


Figura 7 - Potencia efectiva nacional en el año 2007
(Elaborado: Franklin Erreyes)

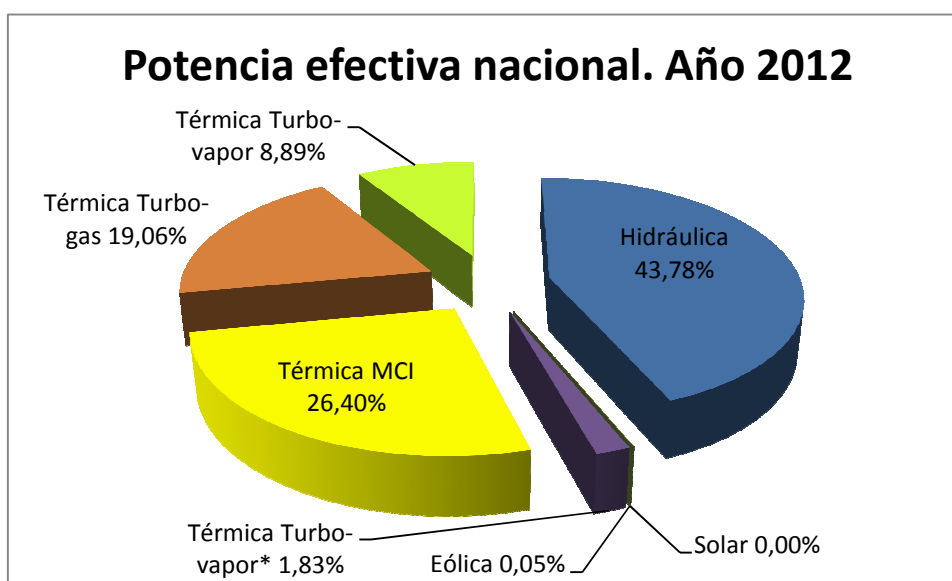


Figura 8 - Potencia efectiva nacional en el año 2012
(Elaborado: Franklin Erreyes)

En marzo del año 2003, se produce el primer intercambio de energía entre los sistemas de Colombia y Ecuador a nivel de 230 kV, acontecimiento éste que sería calificado de hito en la historia del sector eléctrico ecuatoriano, así como en la región andina. Sin embargo, este episodio marcaría el inicio de un período de dependencia energética que ocultó el problema estructural de la falta de

inversiones en generación, más aún cuando en el año 2008, se incrementó la capacidad de transferencia.

Desde el año 2004, las empresas azucareras iniciaron la cogeneración de energía eléctrica, es decir, la generación de energía eléctrica utilizando el bagazo de caña proveniente del proceso de elaboración del azúcar, que sirve como materia prima para la producción de vapor de agua, que a su vez mueve las turbinas para producir electricidad; y que se ha desarrollado bajo el incentivo de precios y despacho preferencial de este tipo de tecnología.

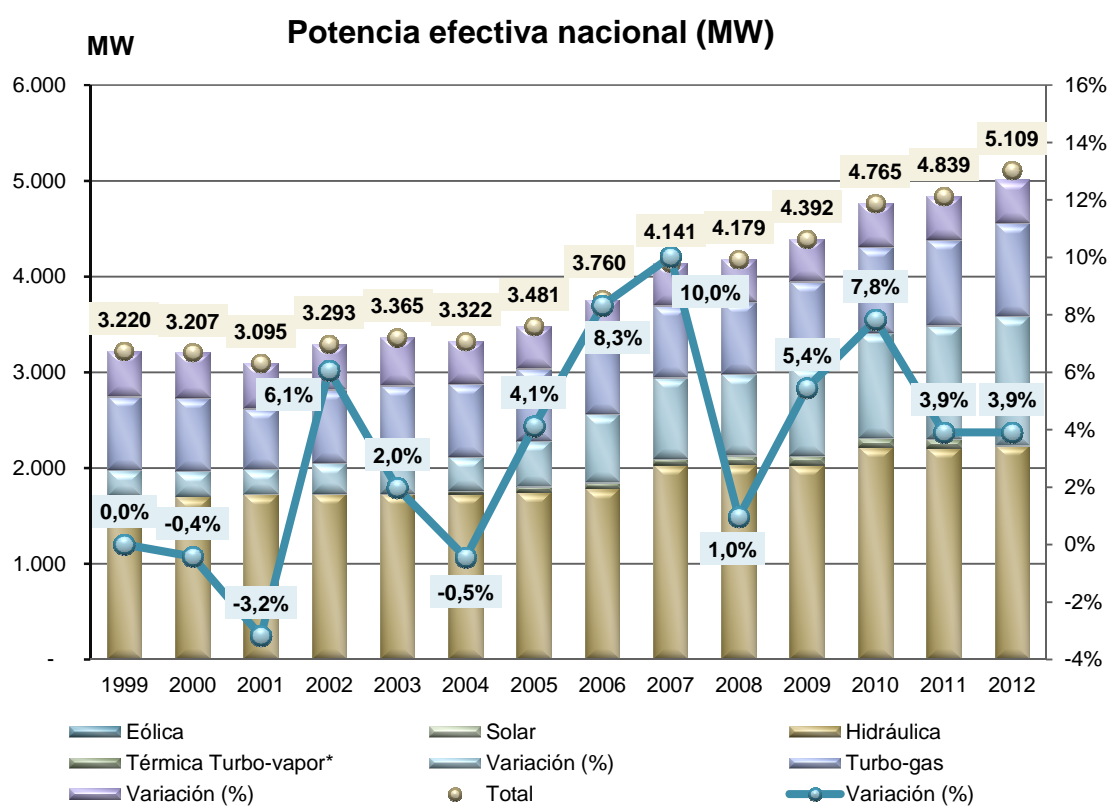


Figura 9 – Potencia efectiva nacional

(Fuente: Indicadores del Sector, CONELEC <http://www.conelec.gov.ec/indicadores/>)

Los intercambios energéticos entre Colombia y Ecuador, siendo este último un país netamente importador, aseguraron el abastecimiento de la demanda en presencia de escenarios hidrológicos secos, ocultando la vulnerabilidad del sistema ecuatoriano a los períodos de estiaje, a los altos índices de indisponibilidad de las unidades de generación térmica y a la falta de

complementariedad energética firme que contrarresten los ciclos de estiaje que se presentan cada año en la vertiente del Amazonas.

Los intercambios de energía entre Ecuador y Perú han sido mínimos, tal como se puede observar en la Tabla 12, como fue en el año 2005 con un valor de 7,44 GWh, mientras que entre finales del año 2009 y los primeros meses del año 2010, se alcanzaron transferencias de 140 GWh debido fundamentalmente a los cortes de suministro de energía provocados en esos meses por baja hidrología y alta indisponibilidad de generación, lo cual conllevó a que Ecuador pague alrededor de 42 millones de dólares por la compra de esa energía.

Desde el mes de noviembre 2009 a enero 2010, el Ecuador sufrió una crisis en el abastecimiento de energía eléctrica, causada por la presencia de una sequía extrema que disminuyó considerablemente los caudales afluentes a las principales centrales hidroeléctricas del Sistema Nacional Interconectado - SNI) que se ubican en la vertiente Amazónica, donde la época lluviosa ocurre generalmente de abril a septiembre y, el período seco, de octubre a marzo.

Sin embargo, detrás de la falta de agua en las centrales de generación, existieron una serie de hechos que llevaron al sistema eléctrico a un desequilibrio entre la oferta de generación y la demanda, entre las cuales se pueden mencionar las siguientes: falta de inversión para la expansión de la capacidad de generación, falta de un marco regulatorio estable que incentive la inversión, poca capacidad de reacción de la autoridad para planificar y contrarrestar una situación crítica, déficit hidrológico y dependencia energética con otros países.

A pesar de que el déficit en nuestro país, es de energía (producción de electricidad) y no de potencia (capacidad instalada), es evidente que al existir un problema de baja inversión en generación, esto no permite superar los episodios cíclicos de baja hidrología que se presentan en la vertiente del Amazonas, situación que se presenta de manera continua en el sistema.

De acuerdo a la actual composición del parque generador hidroeléctrico del país, y de los registros históricos de los periodos lluviosos, se ha evidenciado que durante los meses de octubre a diciembre, la producción de energía eléctrica localizada en las dos vertientes (oriental y occidental) es baja, lo cual conlleva a que el sistema eléctrico del país sea vulnerable a esta condición, pues no posee la fortaleza suficiente para el suministro de energía de la demanda, en condiciones seguras y con los niveles de reserva establecidos.

Las bajas reservas de energía en los períodos de estiaje, han obligado a realizar cortes programados de alumbrado público en los últimos trimestres de los años 2005, 2006, y aún más crítico, a cortes del servicio de energía eléctrica, a nivel nacional, en el último bimestre del año 2009, lo cual afectó la operación del SNI al tener que reducir las condiciones de calidad del servicio eléctrico, registrando valores de voltaje inferiores a los permitidos en la normativa, condición ejecutada con la finalidad de evitar mayores bloques de corte en el abastecimiento.

El aporte de las interconexiones internacionales, especialmente con Colombia que inició su operación en el año 2001 a nivel de 138 kV y a partir del año 2003 a 230 kV, contribuyeron a reducir el déficit energético, logrando alcanzar las importaciones valores del 14% en relación a la producción nacional, lo cual demuestra la fuerte dependencia de las transacciones internacionales de energía.

Tabla 12 - Producción e importación de energía

CONCEPTO	Unidad	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 *
Energía generada bruta (1)	GWh	10.612,44	11.049,80	11.887,56	11.546,13	12.584,85	13.404,02	15.115,85	17.336,65	18.608,53	18.264,95	19.768,43
Energía importada desde Colombia	GWh	n.d.	22,23	56,30	1.119,61	1.641,61	1.716,01	1.570,47	860,87	500,16	1.058,20	508,41
Energía importada desde Perú	GWh	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	7,44	-	-	-	62,22	78,39
Energía Bruta Total	GWh	10.612,44	11.072,03	11.943,86	12.665,74	14.226,46	15.127,47	16.686,32	18.197,52	19.108,69	19.385,37	20.355,24
Energía no disponible para Servicio Público (2)	GWh	n.d.	49,37	287,41	337,76	1.086,79	1.219,30	1.850,67	2.540,75	2.610,30	2.219,64	2.528,08
Energía generada e importada para Servicio Público	%	n.d.	0,45%	2,41%	2,67%	7,64%	8,06%	11,09%	13,96%	13,66%	11,45%	12,37%
	GWh	10.612,44	11.022,66	11.656,45	12.327,98	13.139,67	13.908,16	14.835,65	15.656,78	16.498,39	17.165,72	17.827,16

(1): Es la energía eléctrica generada por todo el parque generador del país (Incorporado y No Incorporado al Sistema Nacional Interconectado, para Servicio Público y No Público)
(2): Corresponde a la energía utilizada internamente para procesos productivos y de explotación (es el total de la energía producida por las empresas autogeneradoras Andes Petro, Agip, OCP, Petroamazonas, Petroproducción y SIPEC; y, una parte de la energía generada por Agua y Gas de Sillunchi, Ecoelectric, Ecudos, Ecoluz, EMAAP-Q, Enermax, Hidroimbabura, Lafarge, La Internacional, Molinos La Unión, Perlabi, San Carlos y Repsol YPF)
El % de la energía no disponible para Servicio Público es respecto a la Energía Bruta Total
n.d. -> no disponible n.a.-> no aplica.

Elaboración: CONELEC

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021, CONELEC, 2012, pág. 159

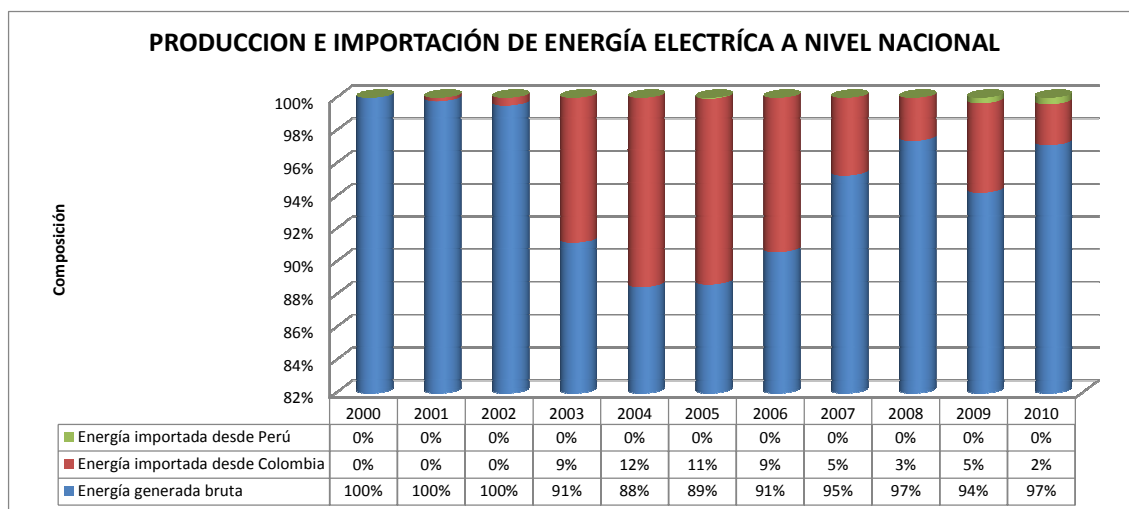


Figura 10 – Producción e importación de energía nacional
(Elaborado por: Franklin Erreyes)

Las importaciones de energía, permitieron mantener niveles de reserva energética, y de esa forma disminuir el riesgo de cortes de energía, lo cual se evidencia en la Figura 7. Cabe indicar que la reserva energética disminuyó a valores menores al 10% (considerado mínimo para mantener las condiciones de seguridad en el abastecimiento del suministro de electricidad) en los años 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010 y parte del año 2011.

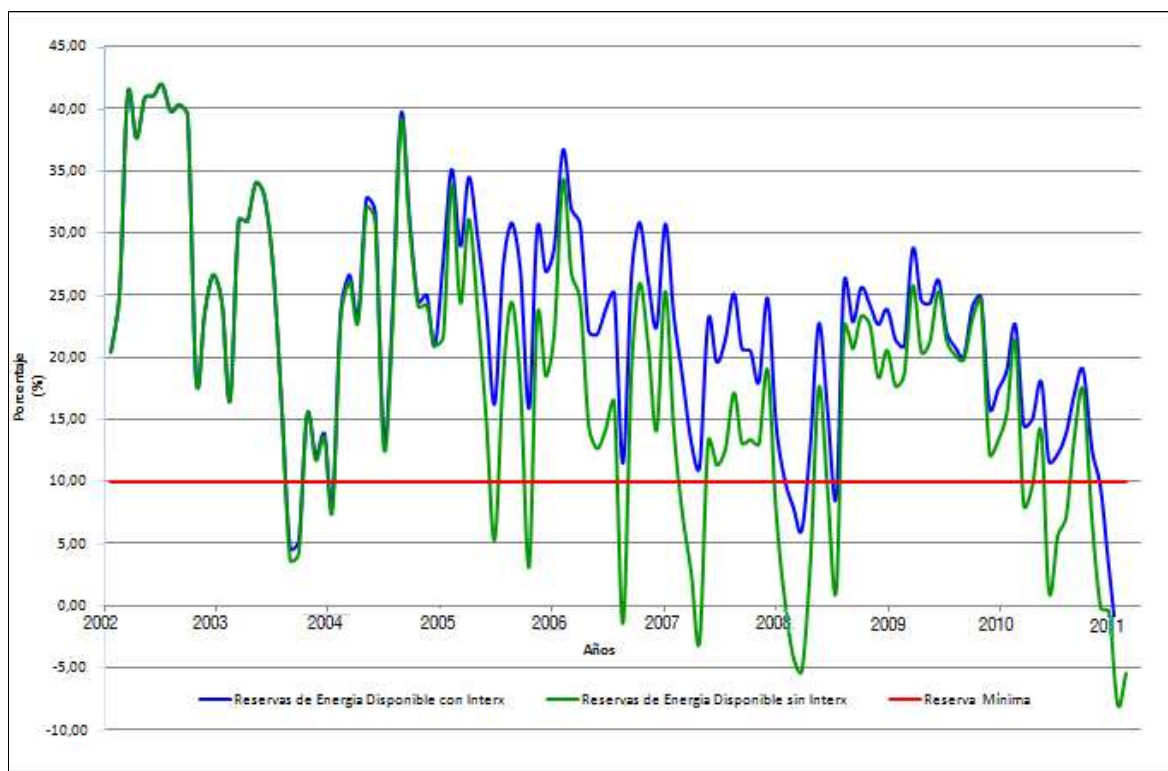


Figura 11 - Reserva energética del SNI en el periodo 2002 - 2011
(Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021, CONELEC, 2012, pág. 294)

En estas condiciones, en el mes de octubre del 2009 se registraron problemas de abastecimiento en el sistema eléctrico ecuatoriano debido fundamentalmente a la presencia de un escenario hidrológico seco y a la falta de disponibilidad energética del sistema colombiano, situación que se presentó desde noviembre de 2009 a enero 2010, produciéndose cortes de energía eléctrica en todo el territorio ecuatoriano.

Por lo tanto, y tomando en consideración que con el esquema actual que posee el país respecto a su parque generador, se vuelve indispensable impulsar la instalación de nuevas centrales de generación hidroeléctricas y termoeléctricas, tomando en consideración la cuasi-complementariedad hidrológica de las vertientes, un equilibrio adecuado de la generación hidroeléctrica y termoeléctrica en el país y la no dependencia del abastecimiento de la demanda de energía eléctrica proveniente los sistemas eléctricos vecinos, aspectos que deben ser

tomados en cuenta para la definición de los planes de expansión de generación futuros.

4.5 CENTRALES DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA, TÉRMICA, NO CONVENCIONAL Y FUTUROS PROYECTOS

En el período de 1999 – 2010 la capacidad instalada de generación hidroeléctrica solamente registra un incremento de 14,2% en el año 2007 con el ingreso de 230 MW de la central San Francisco, mientras que la generación térmica (constituida por motores de combustión interna – MCI, turbo gas y turbo vapor) se ha ido incrementando anualmente en porcentajes que superan el 5%. Ver Tabla 11.

*Las centrales de generación no convencional son aquellas "...que utilizan para su generación recursos energéticos capaces de renovarse ilimitadamente provenientes del: sol (fotovoltaicas), viento (eólicas), agua, (pequeñas centrales hidroeléctricas), interior de la tierra (geotérmicas), biomasa, biogás, olas, mareas, rocas calientes y secas, las mismas que, por su relativo reciente desarrollo y explotación, no han alcanzado todavía un grado de comercialización para competir libremente con las fuentes convencionales, pero que a diferencia de estas últimas, tienen un impacto ambiental muy reducido"*¹².

En la actualidad en el Ecuador las centrales de generación eléctrica que utilizan recursos no convencionales son: Solar (varios paneles fotovoltaicos instalados especialmente en zonas aisladas), Viento (Proyecto Eólico San Cristóbal de 2,4 MW ubicado en la Isla San Cristóbal), Agua (varias pequeñas centrales hidroeléctricas menores a 10 MW), y Biomasa (Ecoelectric con 36,5 MW, Ingenio Valdez de 3 MW, Ecudos de 29,8 MW y San Carlos con 35 MW).

En el año 2006, pese a la expedición de la Regulación No. CONELEC 009/06 "Precios de la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables No

¹² Consejo Nacional de Electricidad; (2006); Regulación No. CONELEC 009/06 "Precios de la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales"; http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cod=200&idiom=1&menu=2&submenu1=15&submenu2=7

Convencionales”, que establece precios y despacho preferente para este tipo de centrales no convencionales, su desarrollo ha sido mínimo, en valores de 1,3% promedio anual, debido a la fuerte inversión que se tiene que efectuar por el tipo de tecnología empleada para cada caso y por la falta de pago por parte de las empresas distribuidoras, ya que al tener despacho preferente, su producción energética se liquida en el mercado de corto plazo (antes llamado mercado spot).

Tabla 13 - Capacidad instalada por tipo de fuente

		Potencia Nominal (MW)													
Fuente de Energía		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012*
Renovable	Hidráulica	1.715,97	1.715,97	1.739,07	1.745,81	1.745,81	1.745,84	1.763,54	1.801,03	2.057,41	2.056,42	2.058,97	2.233,41	2.234,41	2.242,70
			-	1,3%	0,4%	0,0%	0,0%	1,0%	2,1%	14,2%	0,0%	0,1%	8,5%	0,0%	0,4%
	Térmica	-	-	-	-	-	35,00	64,80	73,80	73,80	106,80	106,80	101,30	101,30	93,40
	Turbovapor*	-	-	-	-	-	-	85%	14%	0%	45%	0%	-5%	0%	-8%
	Solar	-	-	-	-	-	-	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Eólica		-	-	-	-	-	-	-	-	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%
Total Renovable		1.715,97	1.715,97	1.739,07	1.745,81	1.745,81	1.780,84	1.828,35	1.874,84	2.133,63	2.165,64	2.168,19	2.337,13	2.338,11	2.338,58
		-	0,0%	1,3%	0,4%	0,0%	2,0%	2,7%	2,5%	13,8%	1,5%	0,1%	7,8%	0,0%	0,0%
No Renovable	Térmica MCI	345,58	345,58	345,58	398,24	469,17	500,33	644,31	961,89	1.103,14	1.137,99	1.280,58	1.348,31	1.372,42	1.095,90
		-	0,0%	0,0%	15,2%	17,8%	6,6%	28,8%	49,3%	14,7%	3,2%	12,5%	5,3%	1,8%	-20,1%
	Térmica	845,17	845,17	695,17	830,54	807,14	807,14	807,14	807,14	807,14	807,14	729,94	839,94	839,94	973,90
	Turbogas	-	0,0%	-17,7%	19,5%	-2,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-9,6%	15,1%	0,0%	15,9%
	Térmica	476,00	476,00	476,00	476,03	506,03	446,00	446,00	446,00	446,00	446,00	446,00	458,00	458,00	454,00
Turbovapor		-	0,0%	0,0%	0,0%	6,3%	-11,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,7%	0,0%	-0,9%
		1.666,75	1.666,75	1.516,75	1.704,80	1.782,33	1.753,46	1.897,45	2.215,02	2.356,28	2.391,13	2.670,51	2.646,25	2.670,22	2.523,80
Total No Renovable		-	0,0%	-9,0%	12,4%	4,5%	-1,6%	8,2%	16,7%	6,4%	1,5%	11,7%	-0,9%	0,9%	-5,5%
Interconexión		40,00	40,00	40,00	40,00	290,00	290,00	400,00	400,00	400,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00
		-	0,0%	0,0%	0,0%	625,0%	0,0%	37,9%	0,0%	0,0%	62,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total Interconexión		40,00	40,00	40,00	40,00	290,00	290,00	400,00	400,00	400,00	650,00	650,00	650,00	650,00	650,00
		-	0,0%	0,0%	0,0%	625,0%	0,0%	37,9%	0,0%	0,0%	62,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total general		3.422,72	3.422,72	3.295,82	3.490,61	3.818,14	3.824,30	4.125,80	4.489,86	4.889,91	4.965,77	5.232,54	5.120,18	5.795,28	5.795,28
Variación		-	0%	-3,7%	5,9%	9,4%	0,2%	7,9%	8,8%	8,9%	6,5%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%

* Corresponde a centrales que usan Bagazo de Caña como combustible.

** Actualizado a febrero 2012

Elaboración: CONELEC, Complementado: Franklin Erreyes

Fuente: http://www.conelec.gov.ec/estadistica/documentos/Historico_Centrales_2011

Como se puede observar en la Tabla 13, para abastecer la demanda de energía eléctrica en el país se ha tenido que recurrir a la instalación de generación térmica convencional, utilizando combustible fósiles principalmente diesel, que constituye una fuerte carga al Estado, debido a que el mismo se importa y se subsidia para fines de generación eléctrica.

En el mes de abril de 2011, el CONELEC expidió la Regulación No. 002/11 “Excepcionalidad para la participación privada en la generación eléctrica”, la Regulación No. 003/11 “Determinación de la metodología para el cálculo del plazo y los precios referenciales de los proyectos de generación y autogeneración” y la

Regulación No. 004/11 “Tratamiento de la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”, con lo cual el estado Ecuatoriano pretender fomentar las inversiones en generación eléctrica otorgando precios y despacho preferentes, así como garantizar por 15 años dichos precios para cada tipo de tecnología considerada como energía renovable no convencional, en donde constan las energías: eólica, geotérmica, fotovoltaica, biomasa y la hidroeléctrica, menor a 50 MW de capacidad.

Cabe indicar que estos incentivos se otorgarán para aquellos proyectos que suscriban sus respectivos títulos habilitantes hasta diciembre del año 2012.

En la Tabla 14, se muestran los proyectos que han iniciado su construcción, de lo cual se debe señalar que existen 23 proyectos con 3.110 MW en construcción en hidroelectricidad, que representan alrededor de USD 5.796 millones de dólares que desde el año anterior, con la entrada en operación de las unidades de las centrales Mazar y Ocaña, y la posterior entrada en operación comercial de los 16,5 MW del proyecto Villonaco, que aún se encuentra en operación experimental, han contribuido para incrementar la oferta energética del país, y que en los próximos años iniciarán su operación comercial, destacando que solamente el proyecto Topo está a cargo de la empresa privada, mientras que los restantes los ejecutan el Estado Ecuatoriano a través de las empresas públicas.

Tabla 14 - Avance de los proyectos de generación en construcción

No.	PROYECTO	EMPRESA	POTENCIA (MW)	Costo USD	COSTO por MW instalado (USD)
1	Multipropósito Baba	HIDROLITORAL EP	42,0	\$ 427.537.193,00	\$ 10.179.456,98
2	Hidroeléctrico Chorrillos	HIDROZAMORA EP	4,0	\$ 12.461.467,05	\$ 3.146.835,11
3	Eólico Villonaco	CELEC EP GENSUR	16,5	\$ 45.161.766,00	\$ 2.737.076,73
4	Hidroeléctrico San Jose del Tambo	HIDROTAMBO S.A	8,0	\$ 19.801.805,00	\$ 2.475.225,63
5	Hidroeléctrico Quijos	CELEC EP ENERNORTE	50,0	\$ 118.280.580,00	\$ 2.365.611,60
6	Hidroeléctrico Manduriacu	CELEC EP ENERNORTE	60,0	\$ 140.221.090,00	\$ 2.337.018,17
7	Hidroeléctrico Sabanilla	HIDRELGEN S.A.	30,0	\$ 60.133.365,40	\$ 2.004.445,51
8	Hidroeléctrico Toachi-Pilatón	CELEC EP HIDROTOAPI	253,0	\$ 506.235.743,00	\$ 2.000.931,79
9	Hidroeléctrico Isimanchi	EMPRESA ELECTRICA REGIONAL SUR	2,3	\$ 4.500.000,00	\$ 2.000.000,00
10	Hidroeléctrico Minas-San Francisco	CELEC EP ENERJUBONES	275,0	\$ 550.000.000,00	\$ 2.000.000,00
11	Hidroeléctrico Mazar - Dudas	CELEC EP - UNIDAD DE NEGOCIOS HIDROAZOGUES	20,8	\$ 41.640.000,00	\$ 2.000.000,00
12	Hidroeléctrico Delsitanisagua	CELEC EP GENSUR	115,0	\$ 225.307.382,00	\$ 1.959.194,63
13	Hidroeléctrico Pilaló 3	QUALITEC COMERCIO E INDUSTRIA CÍA. LTDA	9,3	\$ 17.364.000,00	\$ 1.867.096,77
14	Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair	COCASINCLAIR EP	1.500,0	\$ 2.675.321.951,00	\$ 1.783.547,97
15	Hidroeléctrico Topo	PEMAF CÍA LTDA	22,7	\$ 40.010.586,87	\$ 1.762.580,92
16	Hidroeléctrico Victoria	HIDROVICTORIA S.A.	10,0	\$ 16.925.921,69	\$ 1.692.592,17
17	Hidroeléctrico San José de Minas	HIDROELÉCTRICA SAN JOSÉ DE MINAS	6,0	\$ 9.501.822,00	\$ 1.596.944,87
18	Hidroeléctrico Sopladora	CELEC EP HIDROPAUTE	487,0	\$ 672.192.188,48	\$ 1.380.271,43
19	Hidroeléctrico Sigchos	TRIOLO ITALIA S.R.L.	17,4	\$ 23.423.692,66	\$ 1.346.189,23
20	Hidroeléctrico San Bartolo	HIDROSANBARTOLO	53,7	\$ 68.500.000,00	\$ 1.275.130,31
21	Hidroeléctrico Saymirín V	ELECAUSTRO S.A.	7,0	\$ 8.594.389,00	\$ 1.227.769,86
22	Hidroeléctrico Apaquí	CURRENT ENERGY OF ECUADOR S.A.	45,0	\$ 48.905.215,00	\$ 1.086.782,56
23	Hidroeléctrico Angamarca	PRODUASTRO C.A.	75,0	\$ 64.208.000,00	\$ 856.106,67
COSTO DE PROYECTOS				\$ 5.796.228.158,15	

Elaboración: Franklin Erreyes

Fuente: Informes de avance de construcción de los proyectos de generación

El único proyecto de energía renovable eólica, que en la actualidad está ya en operación experimental, es el proyecto eólico Villonaco de 16,5 MW de capacidad, ubicado en la provincia de Loja, con un costo aproximado de USD 50 millones, y que entrará en operación comercial hasta fines del mes de junio de 2013.

Adicionalmente, existen 5 proyectos hidroeléctricos, cuyo estado se muestra en la Tabla 15, que pese a tener vigentes contratos de concesión, permiso o licencia, han paralizado su construcción, totalizan 165,7 MW de capacidad y el total de la inversión aproximada de USD 200 millones de dólares.

Tabla 15 - Proyectos de generación que están paralizados

No.	Proyecto Hidroeléctrico	Empresa	Tipo de Contrato	Potencia (MW)	Avance Físico	Costo del Proyecto	Observaciones
1	Angamarca	PRODUASTRO C.A.	Generación	75	0%	\$ 64.208.000,00	Problemas de financiamiento. En el mes de diciembre de 2012 el Directorio del CONELEC no aceptó la solicitud de PRODUASTRO C.A. De ampliación de plazo para la suscripción del Contrato Modificatorio, aspecto que por su parte el Titular solicitó en el mes de abril de 2013 que el Directorio se revea dicha decisión.
2	Apaquí	CURRENT ENERGY OF ECUADOR S.A	Autogeneración con venta de excedentes	45	0%	\$ 48.905.215,00	El Directorio del CONELEC dio por terminado el Contrato de Permiso el 14 de marzo de 2013.
3	San José de Minas	SAN JOSÉ DE MINAS S.A.	Autogeneración con venta de excedentes	6,4	0%	\$ 9.501.822,00	El Directorio del CONELEC aprobó el cambio de Contrato de Autogeneración con venta de excedentes a Generación y la modificación de los cronogramas de ejecución del proyecto San José de Minas.
4	Pílaló 3	QUALITEC S.A.	Autogeneración	9,3	0%	\$ 17.364.000,00	El proyecto sigue paralizado debido a oposición de las comunidades de Pujilí
5	Sabanilla	HIDRELGEN S.A.	Generación	30	0%	\$ 60.133.365,40	El proyecto aún no posee el cierre financiero
				165,7		\$ 200.112.402,40	

Elaboración: Franklin Erreyes

Fuente: Informes de avance de construcción de los proyectos de generación

Cabe destacar que solamente el proyecto Victoria a cargo de HIDROVICTORIA S.A., a través de su principal accionista que la Empresa Eléctrica Quito S.A., es el único que de este grupo que está a cargo de Estado Ecuatoriano.

En relación a los futuros proyectos de generación que podrían desarrollarse en nuestro país, a continuación en la Tabla 16, se presenta el detalle de los mismos por tipo de tecnología.

Tabla 16 - Proyectos recomendados para la expansión de la generación

No.	FECHA DE OPERACIÓN	PROYECTO/CENTRAL	EMPRESA/INSTITUCIÓN	ESTADO	PUBLICO/PRIVADO	TIPO	POTENCIA (MW)	ENERGIA MEDIA (GWh/año)
1	ago-13	Villonaco	CELEC EP- Gensur	En pruebas experimentales	Público	Eólico	16,5	64,0
2	dic-13	Generación Térmica Cuba II Guangopolo (50 MW)	CELEC EP	En Construcción	Público	Termoeléctrico	50,0	330,0
3	dic-13	Victoria	EEQSA	En Construcción	Público	Hidroeléctrico	10,0	63,8
4	dic-13	Baba (U1 y U2)	HIDROLITORAL EP	En pruebas experimentales	Público	Hidroeléctrico	42,0	161,0
5	ene-14	San José de Minas	SAN JOSE DE MINAS S.A.	En Construcción	Privado	Hidroeléctrico	6,4	37,0
6	ene-14	San José del Tambo	HIDROTAMBO S.A.	En Construcción	Privado	Hidroeléctrico	8,0	50,5
7	ene-14	Topo	PEMAF Cia. Ltda.	En Construcción	Privado	Hidroeléctrico	22,8	164,0
8	ene-14	Mazar - Dudas	HIDROAZOGUES S.A.	En Construcción	Público	Hidroeléctrico	21,0	125,3
9	mar-14	Isimanchi	EERSSA	En Construcción	Público	Hidroeléctrico	2,3	16,8
10	ago-14	Chorrillos	HIDROZAMORA EP	En Construcción	Público	Hidroeléctrico	4,0	21,0
11	sep-14	Machala Gas 3a unidad	CELEC EP - Termogas El Oro	Búsqueda de financiamiento	Público	Termoeléctrico	65,0	456,0
12	sep-14	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP- Termogas El Oro	Búsqueda de financiamiento	Público	Termoeléctrico	100,0	700,0
13	oct-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	En Construcción	Público	Termoeléctrico	96,0	631,0
14	feb-15	Toachi Pilatón	HIDROTOAPI EP	En Construcción	Público	Hidroeléctrico	253,0	1.100,0
15	abr-15	Paute-Sopladora	CELEC EP-HIDROPAUTE	En Construcción	Público	Hidroeléctrico	487,0	2.770,0
16	may-15	Manduriacu	CELEC EP-ENERNORTE	En Construcción	Público	Hidroeléctrico	62,0	356,0
17	jul-15	Coca Codo Sinclair (U1,U2 y U3)	COCASINCLAIR EP	En Construcción	Público	Hidroeléctrico	1.500,0	8.991,0
18	nov-15	Delsi Tanisagua	CELEC EP-GENSUR	En Construcción	Público	Hidroeléctrico	116,0	904,0
19	dic-15	Quijos	CELEC EP-ENERNORTE	En Construcción	Público	Hidroeléctrico	50,0	355,0
20	ene-16	Minas- San Francisco	CELEC EP-ENERJUBONES	En Construcción	Público	Hidroeléctrico	276,0	1.321,4
21	ene-17	Eólico I	CELEC EP-RENOVABLES	En estudios	Público	Eólico	15,0	64,0
22	jul-17	Eólico II	CELEC EP-RENOVABLES	En estudios	Público	Eólico	15,0	64,0
23	ene-19	Geotérmico I	CELEC EP-RENOVABLES	En estudios	Público	Geotérmico	30,0	236,5
						TOTAL	3.197,9	18.982,3

Elaboración: CONELEC

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021, CONELEC, 2012, pág. 193

Es importante indicar que, producto de la aplicación de la Regulación No. 004/11 “Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales” a la fecha se han suscrito 15 Contratos de Permiso relacionados con proyectos de generación fotovoltaica, que ascienden a un valor de 282 MW, con una inversión netamente privada de aproximadamente 897 millones de dólares, tal como se muestra en la Tabla 17.

Tabla 17 - Plan de expansión de generación 2012 – 2021 por tecnología

No.	Empresa	Proyecto	Fecha de suscripción del Contrato	Inversión	Capacidad (MW)	Provincia	Tipo Generación	Costo referencial del Proyecto (USD)
1	ATLANTIC ENERGY ECUADOR AENERDOR S.A.	LAGARTO	01-feb-13	Privada	20,0	ESMERALDAS	Fotovoltaica	\$ 63.660.768,00
2	CONDOR SOLAR S.A.	CONDORSOLAR	28-nov-12	Privada	30,0	PICHINCHA	Fotovoltaica	\$ 132.000.000,00
3	DESARROLLO FOTOVOLTAICOS ECUADOR S.A.	SHYRI-I	08-nov-12	Privada	50,0	PICHINCHA	Fotovoltaica	\$ 89.670.259,00
4	ECUADOR ENERGETICO S.A.	SANTA ELENA	12-nov-12	Privada	25,0	SANTA ELENA	Fotovoltaica	\$ 76.732.416,00
5	ECUADOR ENERGETICO S.A.	IMBABURA - PIMAN	05-nov-12	Privada	25,0	IMBABURA	Fotovoltaica	\$ 80.242.012,00
6	ENERCAY C.A.	PARQUE FOTOVOLTAICO MITAD DEL MUNDO	30-ene-13	Privada	10,0	PICHINCHA	Fotovoltaica	\$ 17.996.121,00
7	ENERGIA SOLAR S.A.	MANABI	12-dic-12	Privada	30,0	MANABI	Fotovoltaica	\$ 74.187.031,00
8	ENERGIAS MANABITAS S.A.	LOS BAJOS / MONTECRISTI	24-ene-13	Privada	12,0	MANABÍ	Fotovoltaica	\$ 72.317.079,00
9	GALAPAGOSPOWER S.A.	PROTECTO FOTOVOLTAICO ZAPOTILLO	29-ene-13	Privada	8,0	LOJA	Fotovoltaica	\$ 55.123.732,00
10	GRANSOLAR S.A.	SALINAS	25-ene-13	Privada	2,0	IMBABURA	Fotovoltaica	\$ 5.718.034,00
11	GUITARSA S.A.	VAIANA	14-dic-12	Privada	20,0	GUAYAS	Fotovoltaica	\$ 42.000.000,00
12	RACALSER Y ASOCIADOS S.A.	CHOTA - PIMAN	30-ene-13	Privada	8,0	IMBABURA	Fotovoltaica	\$ 24.000.000,00
13	SOLARCONNECTION S.A.	SOLARCONNECTION	28-nov-12	Privada	20,0	PICHINCHA	Fotovoltaica	\$ 88.000.000,00
14	SUN ENERGY ECUADOR S.A.	RANCHO SOLAR I ETAPA VILLA CAYAMBE	29-ene-13	Privada	16,0	AZUAY	Fotovoltaica	\$ 57.620.000,00
15	SUPERGALEON S.A	SAN ALFONSO	21-ene-13	Privada	6,0	IMBABURA	Fotovoltaica	\$ 18.018.009,18
					282,0			\$ 897.285.461,18

Elaboración: CONELEC

Fuente: Informes de Supervisión y Control, año 2013

Adicionalmente, en la Tabla 18, se muestra en etapas anuales los requerimientos de capacidad instalada por tipo de tecnología:

Tabla 18 - Plan de expansión de generación 2012 – 2021 por tecnología

Año	Hidroeléctrica (MW)	Térmica (MW)	Eólica (MW)	Geotérmica (MW)
2012	69,0	296,0	16,5	
2013	14,0	215,0		
2014	58,2	96,0		
2015	968,0			
2016	1.776,0			
2017			30,0	
2018				
2019				30,0
2020				
2021				
Total	2.885,2	607,0	46,5	30,0

Elaboración: CONELEC

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021, CONELEC, 2012, pág. 194

4.6 LA REALIDAD DE LA TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La transmisión de energía eléctrica es la etapa que vincula la generación con la distribución, que se caracteriza por manejar niveles de voltaje de 230, 138 y 69 kV a nivel de transformadores de potencia y de 230 y 138 kV en líneas de transmisión.

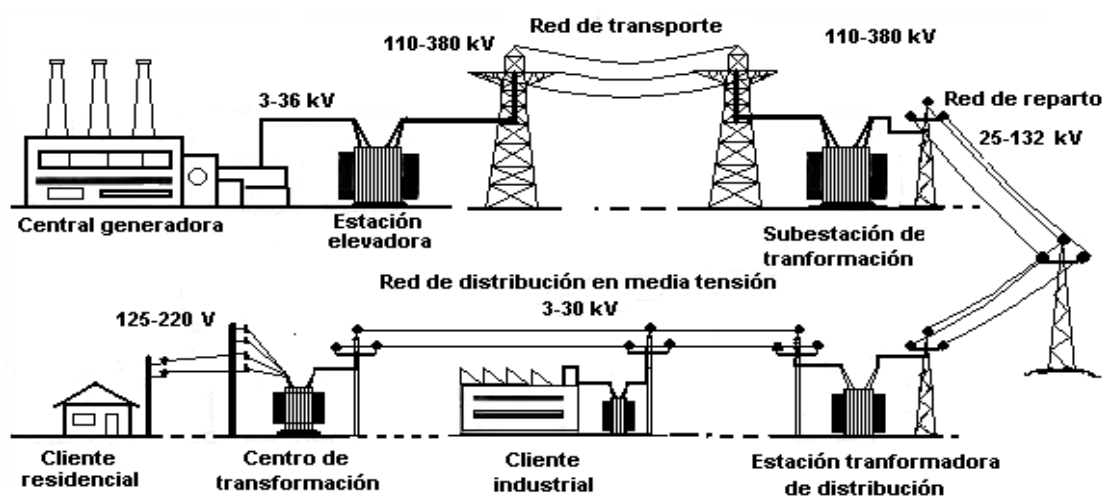


Figura 11 - Esquema del sistema de producción, transporte y distribución de energía eléctrica

(Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos82/uso-energia/uso-energia.shtml>)

El Sistema Nacional de Transmisión - SNT, cuya expansión, operación y mantenimiento, en la actualidad está a cargo de CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric, ha registrado varios inconvenientes en cada una de las actividades antes indicadas, lo cual conlleva a la falta de oportunidad para que las instalaciones garanticen la continuidad del suministro de energía eléctrica.

En la Figura 9 se muestra el avance de la expansión del SNT cuyos recursos que dispone CELEC EP – TRANSELECTRIC provienen básicamente de tres fuentes de financiamiento tales como: Aplicación del Mandato Constituyente No. 9, Presupuesto General del Estado (Aplicación del Mandato Constituyente No. 15), y Préstamo otorgado por el Banco Interamericano de Desarrollo – BID, de lo cual se

destaca que las obras inicialmente programadas en un año son muy pocas las que entran en operación en ese año, llegando a cifras que solamente alcanzan un solo dígito.

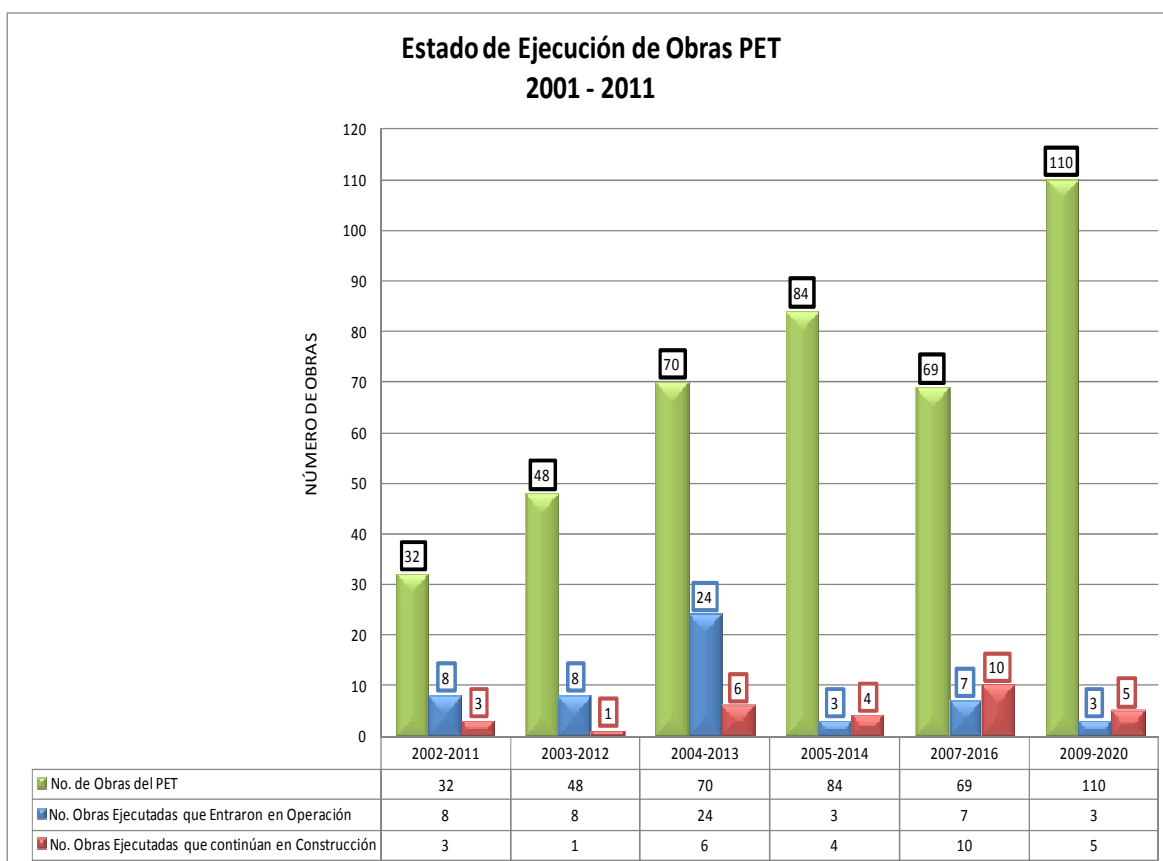


Figura 12 - Estado Ejecución de Obras del SNT, periodo 2001- 2011
(Fuente: CONELEC – Dirección de Supervisión y Control – Informe de Estado de Situación de la Obras de Expansión de Transmisión)

En la Figura 10 se muestra la relación Presupuesto vs. Egresos en la ejecución de las obras de los planes de expansión del SNT, lo cual demuestra que la ejecución de obras depende de dos características esenciales que son: la asignación oportuna de recursos y la capacidad productiva del transmisor.

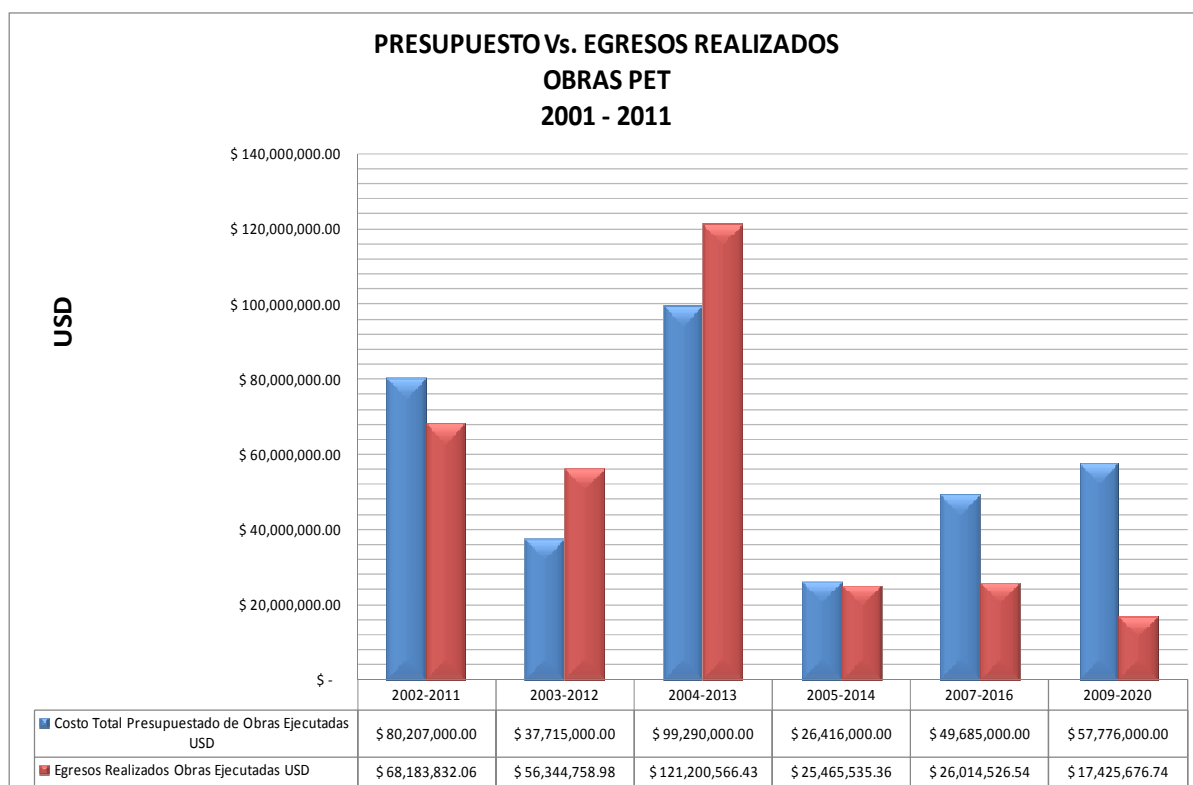


Figura 13 - Presupuesto vs. Egresos de los planes de expansión del SNT, periodo 2001-2011

(Fuente: CONELEC – Dirección de Supervisión y Control – Informe de Estado de Situación de la Obras de Expansión de Transmisión)

En relación a la operación del SNT, el Anexo E muestra la indisponibilidad de los transformadores de potencia de 230/ 138 kV y 138/69 kV, de la cual se observa que el autotransformador ATQ de la subestación Babahoyo, es el que peor desempeño registra en cuanto a indisponibilidades en el transcurso del período en análisis, lo cual provoca las frecuentes suspensiones de energía eléctrica a la provincia de Los Ríos, cuyo único punto de interconexión al SNT, es la citada subestación.

Existen adicionalmente cuatro transformadores que han sobrepasado el límite máximo de horas de indisponibilidad admisibles y son: el transformador ATQ de la S/E Machala (en el primer semestre del 2005), el transformador ATR de la S/E Quevedo (en el segundo semestre del 2004), el transformador ATR de la S/E Francisco de Orellana (en el segundo semestre del 2007) y el transformador TRN de la S/E Santa Rosa (en el primer semestre del 2010).

En relación a las indisponibilidades de las líneas de transmisión a nivel de 230 y 138 kV del SNT, el Anexo F muestra que el circuito 1 de la L/T Tena - Francisco de Orellana y el circuito 1 de la L/T Milagro - Babahoyo, en ese orden, son las líneas que registran mayor número de indisponibilidades.

En el caso de la L/T Tena - Francisco de Orellana, de las estadísticas de fallas se observa que la mayoría de las desconexiones son provocadas por descargas atmosféricas, aspecto que se ve agravado por la extensa longitud de la línea, mientras que en la L/T Milagro - Babahoyo existe incidencia de las plantaciones de banano en el desbroce la faja de servidumbre.

También se observa alta indisponibilidad de los circuitos 3 y 4 de la L/T Pomasqui - Jamondino 230 kV y de los circuitos 1 y 2 de la L/T Milagro - San Idelfonso 138 kV, sin embargo, en el caso de estas líneas, se evidencia una mejora paulatina en el transcurso del período en análisis.

Respecto al mantenimiento de las instalaciones del SNT, para el período 2002 - 2010, el número de Mantenimientos No Programados - MNP (53,4%) superó al número de Mantenimientos Programados - MP (46,6%).

No obstante lo señalado en el punto anterior, se observa una evidente tendencia decreciente del porcentaje que representa el número de Mantenimientos No Programados respecto al total de mantenimientos ejecutados por el transmisor, de tal forma que, para el año 2010, los MNP representan el 25,3% del total de mantenimientos, respecto al 79,1% que significaron en el año 2002.

No se puede asegurar que la tendencia decreciente del porcentaje de Mantenimientos Programados, y por lo tanto, la tendencia creciente del porcentaje de Mantenimientos Programados, pudiera ser efecto de los cambios normativos originados a partir del Mandato No. 15, pues estas tendencias se observan a partir del año 2002.

Tabla 19 - Mantenimiento de las instalaciones SNT, periodo 2002 – 2010

AÑO	PROGRAMADOS		NO PROGRAMADOS		Total general
	Número	(%)	Número	(%)	
2002	380	20.9%	1,440	79.1%	1,820
2003	681	35.0%	1,267	65.0%	1,948
2004	666	32.2%	1,400	67.8%	2,066
2005	938	55.1%	763	44.9%	1,701
2006	1,179	49.3%	1,211	50.7%	2,390
2007	1,212	43.1%	1,603	56.9%	2,815
2008	852	43.3%	1,116	56.7%	1,968
2009	1,512	68.0%	710	32.0%	2,222
2010	1,252	74.7%	425	25.3%	1,677
Total	8,672	46.6%	9,935	53.4%	18,607

Elaboración: CONELEC – Dirección de Supervisión y Control

Fuente: Informes de mantenimiento de las instalaciones del SNT, 2012

Respecto al cumplimiento de inicio de ejecución de mantenimientos respecto a la programación aprobada por el CENACE, se observa en la Tabla 19 que tan sólo el 10% de los mantenimientos programados iniciaron a la fecha y hora planificadas.

- El 46% de los mantenimientos programados iniciaron con retraso su ejecución.
- El 28% de los mantenimientos programados iniciaron antes de la fecha u hora planificadas.

Tabla 20 - Inicio de mantenimientos programados del SNT, periodo 2002 – 2010

Situación											Total general		Efecto Mandato 15			
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Número	%	Promedio número		Promedio (%)		
												Antes M15	Después M15	Antes M15	Después M15	
Según lo planificado	61	159	64	111	185	93	55	51	80	859	10%	99	55	11.8%	7.0%	
Retrasado	145	267	323	383	421	532	480	787	679	4017	46%	333	562	45.3%	53.6%	
Adelantado	105	198	231	315	309	409	317	308	230	2422	28%	246	234	33.4%	27.1%	
Fecha Inicio Ejec. Inconsistente	69	57	48	118	264	178	0	366	263	1363	16%	105	210	9.3%	12.2%	
Fecha Inicio Prog. Inconsistente				11			0			11	0%	2	0	0.2%	0.0%	
TOTAL GENERAL	380	681	666	938	1179	1212	852	1512	1252	8672	100%	784	1061	100.0%	100.0%	

Elaboración: CONELEC – Dirección de Supervisión y Control

Fuente: Informes de mantenimiento de las instalaciones del SNT, 2012

4.7 LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y SUS PRINCIPALES INCONVENIENTES

La distribución de energía eléctrica, en los últimos años ha sido la etapa funcional del sistema eléctrico que ha presentado los más graves inconvenientes tanto administrativos, técnicos, operativos, de mantenimiento, etc., que repercuten en un mal servicio al usuario de energía eléctrica y por supuesto en una mala imagen de la empresa distribuidora, ya que sus requerimientos y necesidades de suministro de energía no son atendidas oportunamente. A este respecto, para el periodo 2001 – 2011, se ha identificado que los inconvenientes de la distribución provienen de aspectos mayormente de orden administrativo, que derivan otros inconvenientes de orden técnico y de infraestructura, por lo tanto a continuación este trabajo da énfasis a los asuntos administrativos.

4.7.1 RECAUDACIÓN VS. FACTURACIÓN

El segmento de distribuidoras con menor nivel de recaudación se encuentra formado por las regionales de CNEL, en especial CNEL Esmeraldas como la de más bajo del nivel, y la EE Galápagos. Se debe destacar la CNEL Manabí, ya que ha mejorado su recaudación pasando de un segmento bajo a uno intermedio. La Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil sale del segmento de mayor nivel de recaudación y pasa al nivel intermedio de 10 distribuidoras; mientras que EE Norte, EE Quito, EE Azogues y EE Centro Sur, se mantienen como las distribuidoras de mejor nivel de recaudación.

La EE Riobamba pasa de un nivel intermedio al segmento de mayor nivel de recaudación. Adicionalmente la CNEL Los Ríos y CNEL Santa Elena muestran su mejora dentro del segmento intermedio de 10 distribuidoras, pasando al segmento de mejor nivel de recaudación en el corto plazo (2 años).

4.7.2 NIVEL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA (TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS)

La presencia de pérdidas de potencia y energía por causas de efectos físicos sobre los componentes de una red de distribución, es un índice normal el cual no puede desaparecer, debido a diferentes efectos físicos de transformación que ocurren en el transporte de la energía por las redes primarias y secundarias de distribución, la transformación de niveles de voltaje en los centros de transformación, etc.; sin embargo cuando el nivel de pérdidas existentes dentro de un sistema es muy elevado, significa que es necesario el cambio de algunos componentes dentro del sistema de distribución. En la Tabla 20 se presenta la evolución de las pérdidas técnicas y no técnicas que se han registrado en la distribución de energía:

Tabla 21 - Pérdidas de Energía en Sistemas de Distribución

Pérdidas anuales de energía eléctrica en los sistemas de distribución (GWh)								
Año	Energía Disponible Sistema	Pérdidas Sistema	Pérdidas Sistema (%)	Variación (%)	Pérdidas Técnicas	Pérdidas Técnicas (%)	Pérdidas No Técnicas	Pérdidas No Técnicas (%)
1999	9.751,79	2.031,75	20,83%		894,05	9,17%	1.137,70	11,67%
2000	10.082,81	2.206,92	21,89%	1,05%	930,54	9,23%	1.276,38	12,66%
2001	10.463,11	2.334,09	22,31%	0,42%	1.092,77	10,44%	1.241,32	11,86%
2002	10.899,09	2.453,62	22,51%	0,20%	1.042,70	9,57%	1.410,92	12,95%
2003	11.505,78	2.633,41	22,89%	0,38%	1.140,91	9,92%	1.492,50	12,97%
2004	12.305,57	2.831,31	23,01%	0,12%	1.282,43	10,42%	1.548,88	12,59%
2005	13.057,02	2.971,72	22,76%	-0,25%	1.321,50	10,12%	1.650,22	12,64%
2006	13.791,48	3.068,91	22,25%	-0,51%	1.292,72	9,37%	1.776,18	12,88%
2007	14.427,72	3.089,83	21,42%	-0,84%	1.335,65	9,26%	1.754,18	12,16%
2008	15.259,58	2.993,08	19,61%	-1,80%	1.421,21	9,31%	1.571,87	10,30%
2009	15.978,70	2.765,27	17,31%	-2,31%	1.499,10	9,38%	1.266,17	7,92%
2010	16.824,04	2.747,43	16,33%	-0,98%	1.499,79	8,91%	1.247,64	7,42%
2011	17.882,95	2.634,08	14,73%	-1,60%	1.560,95	8,73%	1.073,13	6,00%
2012*	17.969,75	2.567,41	14,29%	-0,14%	1.560,25	8,68%	1.007,17	5,60%
Totales (2001-2011)		30.522,73			14.489,73		16.033,00	

*Año Móvil a febrero de 2012

Elaborado: CONELEC

Fuente: Informes de indicadores del Sector Eléctrico, CONELEC, 2011, 13 p.

De los resultados presentados en la Tabla 20, se puede notar que las empresas distribuidoras han tomado medidas correctivas para reducir las pérdidas de energía; es evidente que para el año 2012 ya se tiene porcentajes permisivos en comparación con los del año 1999. A nivel nacional las empresas distribuidoras al mes de diciembre del 2011 presentaron un valor de 8,68% en pérdidas técnicas, destacándose empresas como EE Norte, EE Centro Sur, EE Cotopaxi y EE Azogues por mantener un valor por bajo el 5%.

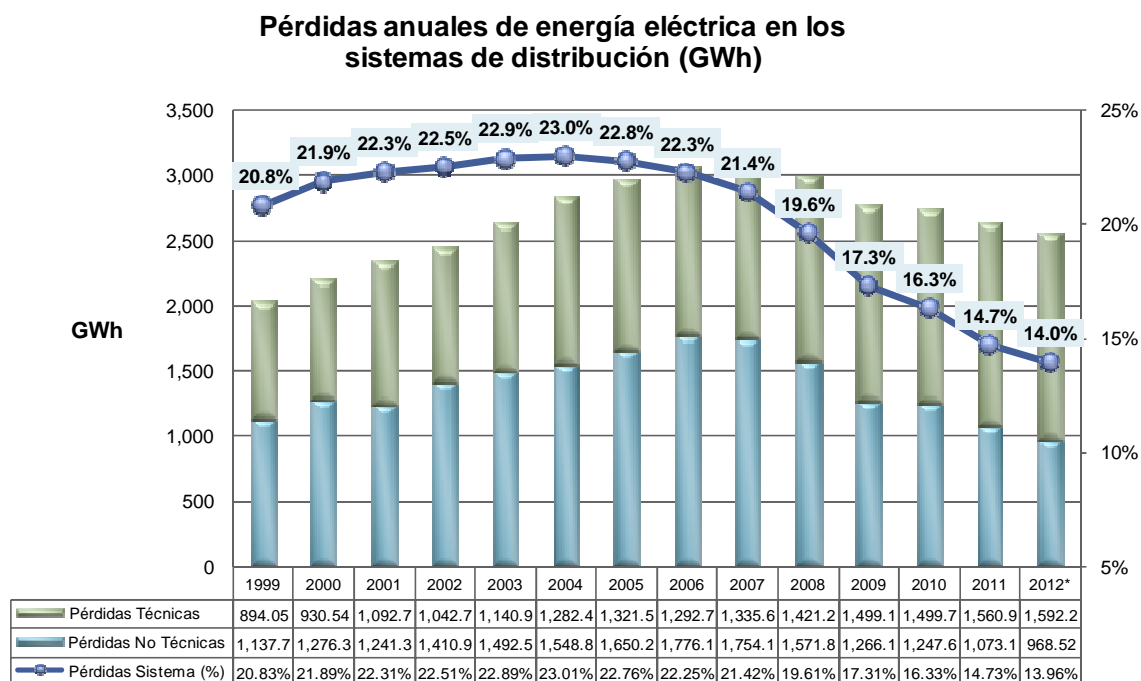


Figura 14 - Pérdidas de Energía Técnicas y No Técnicas 2011
(Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021, CONELEC, 2012)

4.7.3 ÍNDICE DE LIQUIDEZ

A partir de 2008 existe un repunte de la situación de liquidez de las distribuidoras, esto significa que con la emisión del Mandato Constituyente No. 15 se mejoró su liquidez, especialmente de aquellas del segmento de menor desempeño.

Adicionalmente, la implementación del Mandato No. 9 tiene efecto sobre la estructura principalmente del pasivo corriente, debido a que el proceso de ejecución de los proyectos de inversión se realiza con la entrega de recursos económicos, lo que implica la disminución de dicho pasivo.

4.7.4 ÍNDICE DE RENTABILIDAD

4.7.4.1 Gastos administrativos vs. Ventas

Existe un incremento del nivel de este indicador a partir del 2008, esto implica que de manera global las distribuidoras incrementaron sus gastos administrativos relativos a sus ingresos por ventas, tal es así que la Eléctrica de Guayaquil pasa a formar parte de este grupo y CNEL Santa Elena sale de este grupo e incrementa considerablemente el nivel de su indicador para pasar al segmento mayor.

En el segmento de baja rentabilidad se encuentran, a lo largo de los 10 años, la EE Ambato, EE Cotopaxi, EE Riobamba y CNEL Milagro. Hay que indicar que tanto CNEL Guayas Los Ríos como CNEL Los Ríos denotan tendencia a la baja a partir del año 2008.

En el segmento intermedio de distribuidoras, se observa que a partir del año 2008, las distribuidoras como EE Norte, EE Sur y EE Azogues, muestran mantenerse año a año, mientras que la EE Quito muestra variabilidad en lo referente a este indicador.

4.7.4.2 Gastos de operación y mantenimiento vs. Ventas

En el segmento con nivel más bajo de este indicador se encuentra, a lo largo de los 10 años, la EEQ, EE Ambato, Eléctrica de Guayaquil, EE Norte, EE Azogues y CNEL Milagro, encontrándose que EE Riobamba únicamente en el periodo posterior a 2008 ha salido de este segmento.

El segmento intermedio puede analizarse considerando tres grupos:

- ❖ El primero formado por distribuidoras como EE Sur y EE Cotopaxi, las cuales a lo largo del tiempo mantienen un nivel constante de este indicador, inclusive posterior al 2008.
- ❖ Un segundo grupo que principalmente está formado por regionales de CNEL como Guayas Los Ríos, Santo Domingo, Bolívar y El Oro, los que a partir del 2008 decrecen el valor de este indicador, pero lo hacen de tal manera que llegan a ubicarse siempre bajo el 100% y por debajo de distribuidoras como EE Sur y EE Cotopaxi. Es de especial relevancia las

disminuciones de las regionales Guayas Los Ríos y Bolívar, que las ubican en el 63% el año 2010 y el 56% en el año 2011, respectivamente.

- ❖ El tercer grupo de este segmento por las regionales de CNEL, que si bien disminuyen su indicador después del 2008, no lo hacen constantemente. Es necesario resaltar las situaciones de CNEL Manabí y EE Galápagos las cuales mantiene un indicador superior o cercano al 100%; sin embargo para el caso de EE Galápagos se podría argumentar economías de escala y situaciones operativas particulares de la región, pero para el caso de CNEL Manabí más bien se podría inferir que las economías de escala deberían favorecerle.

En el tercer grupo de este segmento es particularmente relevante la presencia de la EE Centro Sur, siempre teniendo en consideración que para su caso se reporta el gasto de administración, operación y mantenimiento, de manera conjunta, y luego de extraer un porcentaje del 15% de potenciales gastos administrativos, se podría establecer que a partir del 2008, esta distribuidora de manera contraria a los demás, presenta una tendencia al alza de este indicador que estaría alrededor del 90%.

Finalmente y de manera particular el segmento con nivel más alto está formado por CNEL Sucumbíos con valores muy por encima de las demás distribuidoras.

4.7.4.3 Gastos administrativos, operación y mantenimiento vs Ventas

El segmento con nivel bajo de este indicador y caracterizado de mejor rentabilidad en el sector de distribuidoras, se encuentra conformado por: EE Quito, EE Ambato, EE Azogues, EE Norte, Eléctrica de Guayaquil, CNEL Milagro y EE Riobamba, sin embargo en el desempeño de esta última a partir del 2008 se observa un incremento mayor que las demás distribuidoras de este segmento.

El segmento intermedio caracterizado por no superar de manera general el 100% de este indicador, muestra que para el período previo a 2008, se encuentra conformado en su mayoría por las distribuidoras: EE Cotopaxi, EE Sur y EE

Centro Sur, sin embargo esta última distribuidora para el período posterior al 2008 decreta el nivel de su indicador y pasa al segmento de menor rentabilidad.

Para el período posterior al 2008 CNEC Guayas Los Ríos pasa a formar parte de este segmento en conjunto con EE Sur y EE Cotopaxi. Es necesario resaltar que en el corto plazo 2010 y 2011, se encuentra que CNEC El Oro muestra tendencia a formar parte de este segmento.

El segmento alto caracterizado por una rentabilidad menor dentro del sector, está fundamentalmente conformado por EE Galápagos y todas las regionales de CNEC excepto Milagro y Guayas Los Ríos, es necesario evidenciar la mejora de esta última distribuidora para salir de este segmento para el período posterior al 2008.

Dentro de este segmento es necesario reiterar que existe tendencia global a la baja, sin embargo se debe indicar que existen distribuidoras como EE Galápagos y CNEC Manabí que mantienen el nivel más alto de este segmento y por ende la menor rentabilidad del sector, mientras que las restantes regionales de CNEC muestran más tendencia a llegar al valor del 100% de este indicador.

4.8 TARIFAS REALES VS. TARIFAS SUBSIDIADAS

El CONELEC es el responsable de la aprobación de las tarifas eléctricas, sin embargo su real aplicación, con valores que cubren los costos de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica hasta llegar al usuario final, por su impacto social, han sido subsidiadas por decisión gubernamental, creando por lo tanto un déficit tarifario, que en años anteriores no se logró que se honre oportunamente, lo cual llevó a un estado de incertidumbre financiera del sector eléctrico.

4.8.1 TARIFAS REALES

La tarifa eléctrica es el precio que debe pagar el usuario final regulado del servicio de electricidad, por la energía eléctrica que consume para satisfacer sus

diferentes y variadas necesidades según sus modalidades de consumo y nivel de voltaje al que se proporciona el servicio. En la Figura 12 se presenta la evolución de la tarifa eléctrica en el periodo abril 1999 - diciembre 2011.

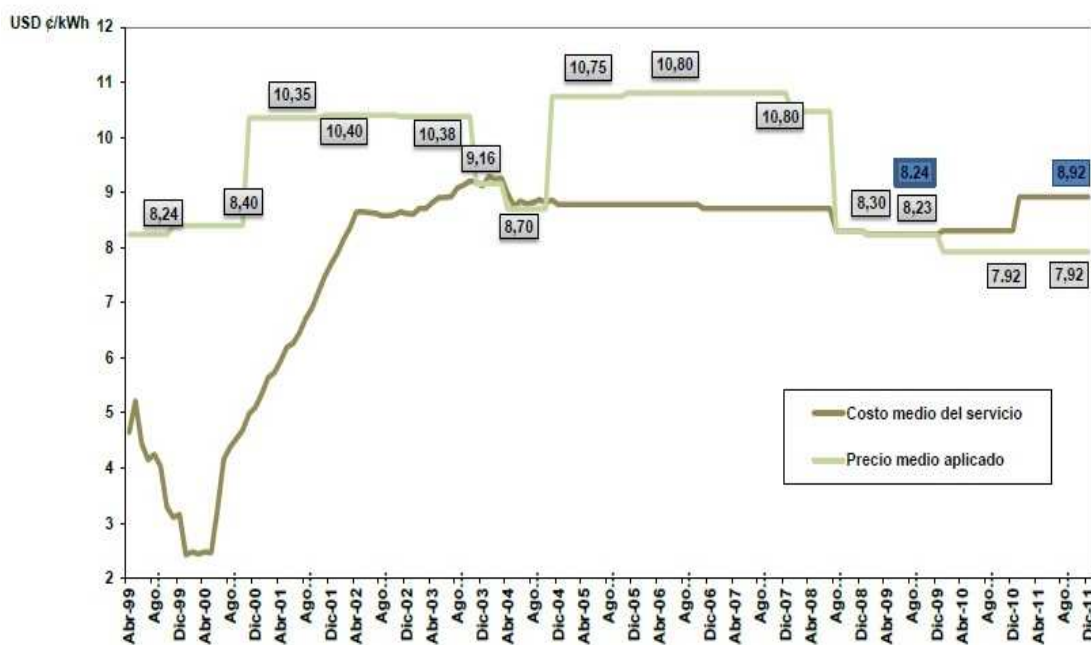


Figura 15 - Evolución de la Tarifa Eléctrica (Abril 1999 – Diciembre 2011)
(Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021, CONELEC, 2012)

Una cronología de los sucesos ocurridos a partir del año de 1998 y que han incidido en la evolución de la tarifa aplicada al servicio de energía eléctrica, se resume a continuación en las tablas 21 y 22.

Tabla 22 - Resumen Periódico Octubre 1988 – Diciembre 2007

Año	Mes	Situación	Costo del Servicio USD ¢/kWh	Medio Aplicado USD ¢/kWh	Descripción
1998-1999	Octubre	Primer Estudio de Costos y Análisis Tarifario	8,5	4,76	Implementación de esquemas de ajustes mensuales a partir de enero 1999, alcanzando a octubre el valor de 6,5 USD ¢/kWh
1999-2000	Octubre-Mayo	Crisis de la Economía del país y dolarización	8,24	2,5	Esta tarifa se mantuvo hasta el mes de mayo del 2000
2000	Junio-Octubre	Costo Real de Energía	8,24	4,76	Se estableció un nuevo mecanismo de ajuste tarifario con un incremento inicial puntual del 70% y un sistema de ajustes mensuales
2000	Octubre-Diciembre	Estudios Realizados y Aprobados	10,35	5,23	Se mantiene el mecanismo de ajustes mensuales aprobado y puesto en vigencia desde junio 2000.
2001	Enero-Octubre	Estudios Realizados y Aprobados	10,4	7,11	Se mantiene el mecanismo de ajustes, con el propósito de alcanzar la tarifa real hasta mayo 2003
2001+2002	Septiembre-Abril	Resolución de Directorio	10,4	8,75	Se suspende el mecanismo de incrementos mensuales a partir del consumo del mes de mayo 2002 hasta diciembre de 2002, en concordancia con las políticas y lineamientos del Gobierno Nacional a la fecha.
2003	Enero-Octubre	Estudio Técnico	10,38	9,2	Se implementó un mecanismo de incrementos mensuales en los valores de tarifas a usuario final equivalente a 164%.
2003-2004	Noviembre- Octubre		10,38	9,16	Sobre la base de lo dispuesto por la Ley y tomando en cuenta la variación en el cálculo del precio de la generación, en marzo de 2004, se realizó un ajuste, equivalente al 5%, con lo que el precio medio de la electricidad objetivo se ubicó en 8,7 USD ¢/kWh
2004-2005	Noviembre-Octubre	Estudio Técnico	10,75	8,78	En atención a la situación socio-económica del país, el CONELEC resolvió mantener vigentes los cargos tarifarios aprobados en abril 2004, a pesar de que el Estudio Técnico alcanzaba el valor de 10,75 USD ¢/kWh
2005-2006	Noviembre- Octubre	Estudio Técnico	10,8	8,71	Mantener vigentes las tarifas a usuario final, aprobados en abril 2004
2006- 2007	Noviembre- Diciembre	Estadísticas	10,8	8,83	De acuerdo con la información estadística se obtuvo el precio medio aplicado. Mediante Ley No. 2006-55, publicada en el Registro Oficial No. 364 de 26 de Septiembre de 2006, el Congreso Nacional expidió la Ley Reformativa de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. En esta Ley se modificó los plazos para la aprobación y vigencia de las tarifas a usuario final. El CONELEC debía aprobar, cada año hasta el mes de junio el estudio tarifario, cuyos resultados se aplicarían durante el periodo enero – diciembre del año siguiente al del estudio El estudio efectuado y que debía ser aprobado en octubre de este año, únicamente, fue puesto en conocimiento del Directorio del CONELEC, más no aprobado.

Elaborado: CONELEC – Dirección de Tarifas

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021, CONELEC, 2012, pág. 189

Tabla 23 - Resumen Periódico Enero 2008 – Diciembre 2010

Año	Mes	Situación	Costo del Servicio USD cts/kWh	Precio Medio Aplicado USD cts/kWh	Descripción
2008	Enero - Diciembre	Estudio Tarifario Aprobado el 30 de Junio 2007	10,47	8,71	Se mantienen los cargos tarifarios, de abril 2004, a los usuarios del servicio, debido a la situación socio económica. Esta tarifa considera un valor agregado de distribución (VAD) promedio nacional en aquellas empresas distribuidoras cuya VAD propio era superior a éste, consecuentemente el Estado Ecuatoriano debía efectuar el reconocimiento de un subsidio por VAD promedio. Este subsidio ascendía a un monto de 62,5 millones de dólares, tal como lo dispuso la Ley Reformativa antes citada.
2008	23 de Julio	Asamblea Nacional Constituyente Emitió el Mandato Constituyente No. 15			Entre otras cosas dispuso al CONELEC aprobar los nuevos pliegos tarifarios para establecer la tarifa única que deben aplicar las empresa eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica. Quedó facultado, sin limitación alguna, a establecer los nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran, incluyendo el ajuste automático de los contratos de compra venta de energía vigentes; eliminando el concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación; y, sin considerar la inversión para la expansión en los costos de distribución y transmisión
2008	Enero - Diciembre	Estudio Tarifario aprobado el 30 de Junio 2008	9,91		El déficit por VAD promedio nacional estimado fue de 64,6 millones de dólares.
2008	12 de Agosto	El Directorio de CONELEC aprobó los cargos tarifarios.		8,31	Estos cargos tarifarios eran únicos para todas las empresas distribuidoras excepto la Empresa Eléctrica Quito y Unidad Eléctrica de Guayaquil. A aplicarse a los usuarios a partir de esta fecha hasta el 31 de diciembre de 2008
2008	02 de Octubre	Análisis de costos de generación, transmisión y distribución	8,31	8,3	Esto se fijó para el periodo agosto – diciembre 2008. Como consecuencia de esta situación, el estudio tarifario aprobado en junio de 2007 tuvo una vigencia para el periodo de enero a julio de 2008.
2009	12 de Febrero	Análisis de costos de generación, transmisión y distribución	8,23	8,24	Esto se fijó para el periodo agosto – diciembre 2009. Consecuentemente, quedó sin vigencia el estudio tarifario aprobado en junio de 2008.
2010	18 de febrero	Análisis de costos de generación, transmisión y distribución	8,31	7,92	Esto se fijó para el periodo enero - diciembre 2010. Como consecuencia quedó sin vigencia el estudio tarifario aprobado en febrero 2009

Elaborado: CONELEC – Dirección de Tarifas

Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021, CONELEC, 2012, pág. 190

Para el año 2011 se elaboró el estudio de “Análisis de Costos para las Empresas Eléctricas sujetas a Regulación de Precios”; mismo que fue aprobado por el Directorio del CONELEC mediante Resolución No. 013/11 de 17 de marzo de 2011, del cual se desprende un costo medio del servicio eléctrico nacional de 8,92 USD cts/kWh y un precio medio aplicado de 7,92 USD cts/kWh.

4.8.2 TARIFAS SUBSIDIADAS

Los principios de solidaridad del Gobierno Nacional han sido plasmados en la determinación de subsidios tales como:

4.8.2.1 Subsidio Tercera Edad

Este subsidio está focalizado a usuarios con edades superiores a 65 años y a entidades gerontológicas sin fines de lucro. El subsidio cubre el 50% del valor facturado por concepto de energía eléctrica, para los usuarios que consumen hasta 120 kWh/mes, mientras que en lo que respecta a las entidades gerontológicas, el descuento se aplica para el total del consumo de energía eléctrica.

Aproximadamente 175.000 usuarios están siendo beneficiados por el subsidio Tercera Edad, que representa alrededor del 5% de los usuarios residenciales a nivel nacional.

4.8.2.2 Subsidio Tarifa Dignidad

El Estado Ecuatoriano, mediante Decreto Ejecutivo No. 451-A de 30 de junio de 2007, dispuso otorgar un subsidio en el pago por consumo del servicio eléctrico a los usuarios residenciales cuyo consumo mensual sea de hasta 110 kWh en las empresas eléctricas de distribución de la región Sierra y de hasta 130 kWh en las empresas eléctricas de distribución de la región Costa, Oriente e Insular, este subsidio se denomina "Tarifa Dignidad", y se esquematiza en la Figura 13.



Figura 16 - Subsidio Tarifa de la Dignidad
(Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021, CONELEC, 2012, pág. 195)

CAPITULO 5

PRINCIPALES ANTECEDENTES DEL CONELEC

5.1 ASPECTOS GENERALES

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico creó el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), como persona jurídica de derecho público con patrimonio propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, que comenzó a operar el 20 de noviembre de 1997, una vez promulgado el Reglamento General Sustitutivo de la LRSE, publicado en el Registro Oficial No. 182 de 28 de octubre de 2007.

De esta manera, el CONELEC se constituye como el ente regulador y controlador, a través del cual el Estado Ecuatoriano puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, a empresas concesionarias.

Con la expedición del Mandato Constituyente No. 15, publicado en el Registro Oficial No. 393 de 31 de julio de 2008, y con la actual Constitución de la República, las condiciones de competitividad que el mercado eléctrico establecía con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, han variado sustancialmente, por lo cual el CONELEC ha modificado algunos aspectos derivados de la citada Ley, a través de las atribuciones otorgadas por el Mandato No. 15, propiciando que el Estado Ecuatoriano retome el liderazgo de las inversiones del sector eléctrico, con lo cual el marco regulatorio y de control que el CONELEC ejecuta como sus principales funciones han dado un giro orientado principalmente a expedir normas de mercado, en el cual el Estado es el principal inversionista, y a verificar el uso adecuado de los recursos que el Estado invierte en el sector.

5.2 PRINCIPALES ACTIVIDADES QUE DESARROLLA EL CONELEC, COMO ENTE DE REGULACIÓN Y CONTROL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

El artículo 291 de la Constitución de la República del Ecuador, publicada en el Registro Oficial No. 449 de 20 de octubre de 2008, establece que los órganos competentes, que la Constitución y la ley determinen, realizarán el control y la auditoría financiera, social y ambiental en todas las fases del endeudamiento público interno y externo, tanto en la contratación como en el manejo y la renegociación.

El artículo 313 de la Constitución de la República del Ecuador estipula que, el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, entre ellos el sector eléctrico, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.

El segundo inciso del artículo 314 de la Constitución de la República del Ecuador y el numeral 4 del artículo 3 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas establecen que, el Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad.

Los incisos primero y segundo del artículo 315 de la Constitución de la República del Ecuador disponen que, el Estado constituirá empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos, la prestación de servicios públicos, el aprovechamiento sustentable de recursos naturales o de bienes públicos y el desarrollo de otras actividades económicas; y que, las empresas públicas estarán bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley.

El artículo 1 del Mandato Constituyente No. 15, establece que: El Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC, en un plazo máximo de treinta (30) días,

aprobará los nuevos pliegos tarifarios para establecer la tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica, para lo cual queda facultado, sin limitación alguna, a establecer los nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran, incluyendo el ajuste automático de los contratos de compra venta de energía vigentes.

Estos parámetros eliminarán el concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación; y, no se considerarán los componentes de inversión para la expansión en los costos de distribución y transmisión.

Los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado, constarán obligatoriamente en su Presupuesto General y deberán ser transferidos mensualmente al Fondo de Solidaridad y se considerarán aportes de capital de dicha Institución.

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico en el artículo 13 otorga al CONELEC las siguientes funciones y facultades:

- a) *“Regular el sector eléctrico y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas técnicas de electrificación del país de acuerdo con la política energética nacional;*
- b) *Elaborar el Plan Maestro de Electrificación, para que garantice la continuidad del suministro de energía eléctrica, y en particular la de generación basado en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, promoviendo su ejecución oportuna agotando para ello los mecanismos que la Ley le concede. Para tal efecto, mantendrá actualizado el inventario de los recursos energéticos del país con fines de producción eléctrica, para ser ejecutados directamente por el Estado, con recursos propios o asociándose con empresas especializadas de conformidad con la Ley de Inversiones del Sector Público; o, concesionados de acuerdo al Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica.*

- c) *Preparar y proponer para su aprobación y expedición por parte del Presidente de la República el Reglamento General y los reglamentos especiales que se requieran para la aplicación de esta Ley;*
- d) *Aprobar los pliegos tarifarios para los servicios regulados de transmisión y los consumidores finales de distribución, de conformidad con lo establecido en el Capítulo VIII de esta Ley;*
- e) *Dictar regulaciones a las cuales deberán ajustarse los generadores, transmisor, distribuidores, el CENACE y clientes del sector eléctrico. Tales regulaciones se darán en materia de seguridad, protección del medio ambiente, normas y procedimientos técnicos de medición y facturación de los consumos, de control y uso de medidores, de interrupción y reconexión de los suministros, de acceso a inmuebles de terceros, de riesgo de falla y de calidad de los servicios prestados; y las demás normas que determinen la Ley y los reglamentos. A estos efectos las sociedades y personas sujetas a su control, están obligadas a proporcionar al CONELEC, la información técnica y financiera que le sea requerida;*
- f) *Publicar las normas generales que deberán aplicar al transmisor y a los distribuidores en sus respectivos contratos, para asegurar el libre acceso a sus servicios asegurando el pago del correspondiente peaje;*
- g) *Dictar las regulaciones que impidan las prácticas que atenten contra la libre competencia en el sector eléctrico, y signifiquen concentración de mercado en desmedro de los intereses de los consumidores y de la colectividad, según el artículo 38 de esta Ley;*
- h) *Elaborar las bases para el otorgamiento de concesiones de generación, transmisión y distribución de electricidad mediante los procedimientos establecidos en la Ley;*
- i) *Convocar a participar en procedimientos de selección para el otorgamiento de concesiones y adjudicar los contratos correspondientes;*
- j) *Resolver la intervención, prórroga o caducidad y la autorización para la cesión o el reemplazo de las concesiones, en los casos previstos en la Ley;*

- k) *Regular el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando que las partes ejerzan debidamente su derecho a la defensa sin perjuicio del derecho de ellas de acudir a los órganos jurisdiccionales competentes;*
- l) *Presentar en el primer trimestre de cada año al Presidente de la República, un informe sobre las actividades del año anterior y sugerencias sobre medidas a adoptar en beneficio del interés público, incluyendo la protección de los clientes y el desarrollo del sector eléctrico;*
- m) *Sin perjuicio de lo señalado en el artículo 7 de esta Ley, precautelar la seguridad e intereses nacionales y asumir, a través de terceros, las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica cuando los obligados a ejecutar tales actividades y servicios rehúsen hacerlo, hubieren suspendido el servicio de forma no justificada o lo presten en condiciones que contravengan las normas de calidad establecidas por el CONELEC o que constituya incumplimiento de los términos del contrato de concesión, licencias, autorización o permiso, por cualquier causa o razón que fuere salvo caso fortuito o fuerza mayor. Para ello, el CONELEC autorizará la utilización por parte de terceros de los bienes propios de generadores, transmisor y distribuidores, debiendo si fuere el caso, reconocer en favor de los propietarios los pagos a que tuviesen derecho por el uso que se haga de sus propiedades.
*Esta delegación será solamente temporal hasta tanto se realice un nuevo proceso de concesión que permita delegar a otro concesionario la prestación del servicio dentro del marco de esta Ley y sus reglamentos;**
- n) *Otorgar permisos y licencias para la instalación de nuevas unidades de generación de energía y autorizar la firma de contratos de concesión para generación, transmisión o distribución al Director Ejecutivo del CONELEC de conformidad a lo que señale el Reglamento respectivo;*
- o) *Formular y aprobar el presupuesto anual de gastos y requerimiento de recursos del CONELEC, y remitirlo al Ministerio de Finanzas para su integración y consolidación, en cumplimiento a lo establecido en la Ley de Presupuestos del Sector Público;*

- p) *Constituir servidumbres necesarias para la construcción y operación de obras en el sector eléctrico;*
- q) *Declarar de utilidad pública o de interés social de acuerdo con la Ley y proceder a la expropiación de los inmuebles que se requiera para los fines del desarrollo del sector eléctrico, en los casos estrictamente necesarios y para la ejecución de obras directamente vinculadas con la prestación de servicios.*

En todos los casos, determinará para estos efectos las medidas necesarias para el reasentamiento de los propietarios de los predios afectados compensaciones, según lo determine el Código Civil Ecuatoriano; y,

- r) *Ejercer las demás atribuciones que establezca esta Ley y su reglamentación”¹³*

5.3 ORGANIZACIÓN INSTITUCIONAL

5.3.1 VISIÓN

Al 2016, ser reconocidos por ser el mejor organismo de regulación y control de servicios públicos en el Ecuador.

5.3.2 MISIÓN

Regular, planificar y controlar los servicios públicos de suministro de energía eléctrica y de alumbrado público general, en beneficio de la ciudadanía ecuatoriana, promoviendo su prestación con alta calidad, precios justos y responsabilidad socio – ambiental.

5.3.3 VALORES

¹³ Corporación de Estudios y Publicaciones; (junio de 2010); Ley de Régimen del Sector Eléctrico; Tomo I

- a) **Compromiso:** Brindamos el mayor esfuerzo tanto individual como en equipo, para ir más allá de lo esperado y cumplir la misión y visión de nuestra institución.
- b) **Honestidad:** Trabajamos con rectitud, cumplimos las normas, hacemos buen uso de los recursos y reconocemos nuestras debilidades.
- c) **Transparencia:** Toda la información de nuestra gestión está siempre a disposición de la ciudadanía y sin distorsionar la realidad.
- d) **Responsabilidad:** Analizamos nuestras decisiones, acciones y omisiones y, por supuesto, asumimos sus consecuencias.

A continuación se presenta la actual estructura organizacional del CONELEC:

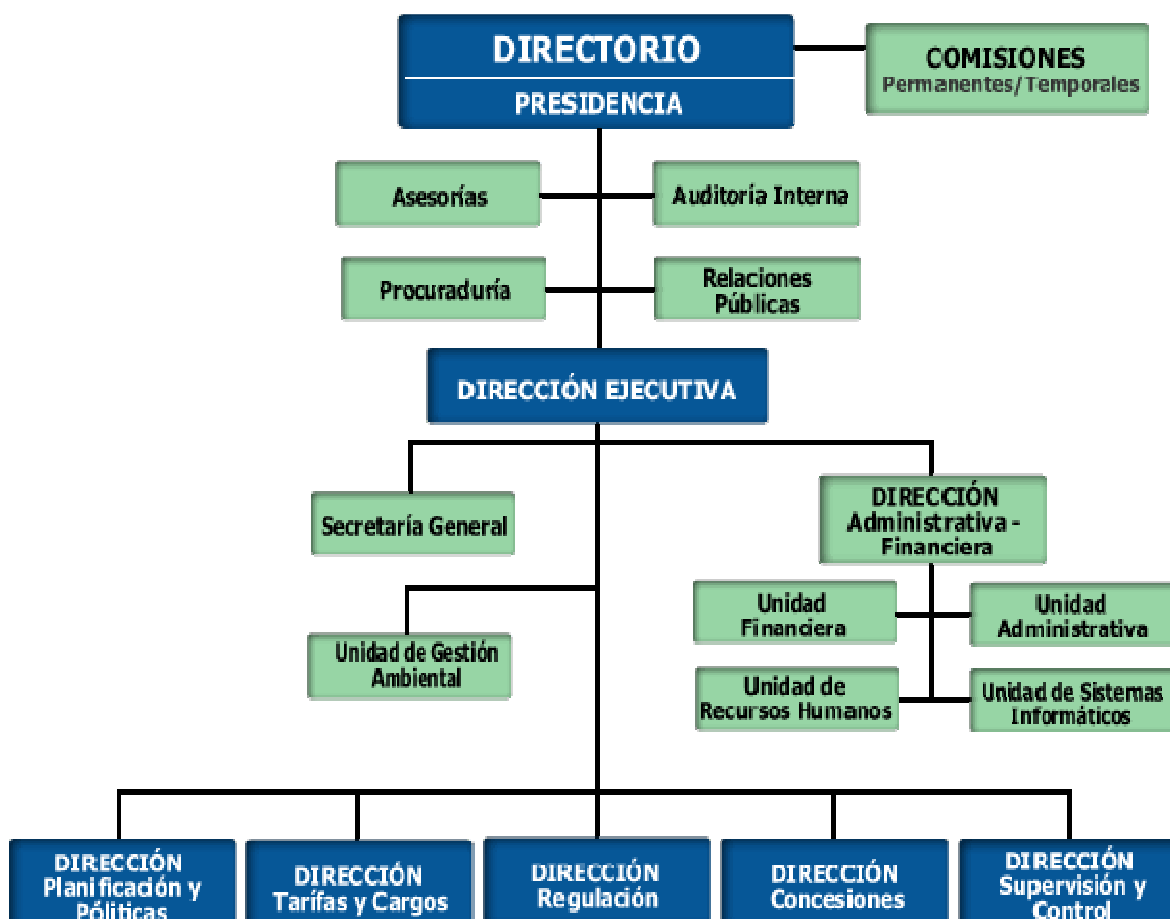


Figura 17 - Estructura Organizacional del CONELEC
(Fuente: Página web del CONELEC (www.conelec.gob.ec))

De acuerdo a esta estructura que actualmente presenta el CONELEC, se puede identificar que el organigrama fue elaborado en base a las funciones que se realizan en cada una de las direcciones y unidades.

Una institución que está organizada funcionalmente, separa el trabajo sobre la base de pasos, procesos o actividades que se llevan a cabo para obtener un determinado resultado final. Es por esto que en el organigrama del CONELEC, se ven sumamente definidas las funciones.

En primer plano se puede observar el nivel Directivo que está representado por el Directorio y Presidencia, que son el eje máximo de la Institución.

Tabla 24 - Miembros del Directorio del CONELEC

PRESIDENTE	1 Delegado del Sr. Presidente de la República y Ministro de Electricidad y Energía Renovable
MIEMBROS DEL DIRECTORIO	2 Representantes Permanentes del Sr. Presidente de la República Secretario Nacional de Planificación y Desarrollo 1 Representante de las Cámaras de la Producción 1 Representante de los Trabajadores del Sector Eléctrico 1 Representante de las Cámaras de la Producción (alterno)

Elaborado: CONELEC

Fuente: Página web del CONELEC (www.conelec.gob.ec)

En el nivel Asesor se pueden observar las Asesorías, Procuraduría Auditoría Interna y Relaciones Públicas, las cuales trabajan en coordinación del Directorio y la Presidencia. Luego está el nivel Ejecutivo en el que se encuentra la Dirección Ejecutiva, la cual trabaja directamente con las unidades de apoyo y con las direcciones técnicas.

El siguiente nivel es el de apoyo, en este están las unidades Administrativa, Financiera, Recursos Humanos y Sistemas informáticos, estas pertenecen a la Dirección Administrativa – Financiera. En este nivel también se encuentran la Unidad de Gestión Ambiental y la Secretaria General, que al igual que las otras unidades de este nivel generan apoyo para la Institución.

Por último el nivel operativo en él están las direcciones técnicas, éstas son la razón de ser la institución, representan el giro de negocio de la misma y trabajan directamente con las demás unidades de apoyo como con la Dirección Ejecutiva, Directorio y Asesorías.

Las direcciones generadoras de valor agregado tienen las siguientes funciones, responsabilidades y facultades:

5.3.4 DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN Y POLÍTICAS

La Dirección de Planificación depende de la Dirección Ejecutiva y tiene las siguientes funciones y facultades:

- a) *“Elaborar y actualizar el Plan Maestro de Electrificación y realizar los estudios necesarios para este propósito, considerando el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales y de la infraestructura del sector eléctrico, para lo cual mantendrá actualizado el inventario de estos recursos así como la información del sector eléctrico, con el objeto de ponerlo a consideración y aprobación del Directorio.*
- b) *Elaborar el proyecto de Plan Operativo Anual del CONELEC, para ser puesto a consideración del Director Ejecutivo y del Directorio de la Institución, en coordinación con la Dirección Administrativa – Financiera.*
- c) *Poner en conocimiento de la Dirección Ejecutiva la planificación a corto, mediano y largo plazo, de las actividades inherentes al sector eléctrico en las etapas de generación, de transmisión y de distribución y comercialización.*

- d) *Recomendar la adopción de medidas que permitan la ejecución del Plan Nacional de Electrificación, así como evaluar su cumplimiento, considerando que dicho Plan debe propender a la optimización de los recursos energéticos y asegurar el abastecimiento del servicio eléctrico.*
- e) *Mantener los sistemas de información del sector eléctrico y de los recursos naturales con fines de producción de energía eléctrica, que permitan actualizar, evaluar y controlar el avance del Plan Nacional de Electrificación y el desarrollo del sector eléctrico; y proponer productos, acciones o medidas correctivas si fuere necesario.*
- f) *Efectuar los estudios y análisis necesarios para establecer las condiciones de funcionamiento, requerimientos de expansión, políticas y estrategias de los sectores eléctricos e institucionales.*
- g) *Elaborar los informes necesarios que proporcionen los elementos de juicio para que el Directorio del CONELEC, pueda aprobar los proyectos de electrificación rural y urbano marginal de conformidad con el Art. 62 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico; y,*
- h) *Los demás deberes y atribuciones que establezcan el Directorio, la Presidencia y la Dirección Ejecutiva”¹⁴*

5.3.5 DIRECCIÓN DE TARIFAS Y CARGOS

La Dirección de Tarifas y Cargos depende de la Dirección Ejecutiva y tiene las siguientes funciones y facultades:

- a) *“Diseñar y elaborar los pliegos tarifarios que, de acuerdo con la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, deben ser aprobados por el CONELEC.*
- b) *Realizar los estudios que permitan establecer las bases que sustenten los pliegos tarifarios a los que se someterán el transmisor y los distribuidores, incorporando en los mismos los principios que sobre esta materia establece la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, el Mandato Constituyente 15 y las demás disposiciones.*

¹⁴ Consejo Nacional de Electricidad; (9 de junio de 2011); Resolución del Directorio del CONELEC No. 042/11; página 45

- c) *Preparar y recomendar las normas e instructivos para la aprobación de los pliegos tarifarios, para los servicios regulados de transmisión y consumidores finales de distribución y de los demás precios y/o cargos sujetos a regulación que deben pagar los actores del servicio eléctrico, de conformidad con la ley.*
- d) *Realizar una supervisión periódica respecto de la correcta aplicación de los pliegos tarifarios, precios regulados y demás cargos, e informar sobre sus resultados a la Dirección Ejecutiva.*
- e) *Preparar los reportes anuales sobre tarifas, precios regulados y cargos, para ser puestos en consideración del público; y,*
- f) *Los demás deberes y atribuciones que establezca el Directorio, la Presidencia o la Dirección Ejecutiva”¹⁵*

5.3.6 DIRECCIÓN DE REGULACIÓN

La Dirección de Regulación depende de la Dirección Ejecutiva y tiene las siguientes funciones y facultades:

- a) *“Preparar los proyectos de reglamentos, regulaciones y más normativa para regular el sector eléctrico, así como sus reformas, con sujeción a las disposiciones de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y del Reglamento General.*
- b) *Preparar los proyectos de reglamentos que regulen la operación técnica y económica del sistema y los proyectos de reformas a los mismos, para la aprobación del Directorio y presentación a la Presidencia de la República para su análisis y promulgación.*
- c) *Preparar, para la aprobación del Directorio, las regulaciones a las que deberán sujetarse los generadores, transmisor, distribuidores, el CENACE y clientes del sector eléctrico, en las materias señaladas por la ley y los reglamentos, considerando la correspondiente información técnica, financiera y de cualquier otro orden.*

¹⁵ Consejo Nacional de Electricidad; (9 de junio de 2011); Resolución del Directorio del CONELEC No. 042/11; página 46

- d) *Preparar los proyectos de normas e instructivos para regular aspectos tales como: seguridad, medición y facturación de consumos, control y uso de medidores, interrupciones y reconexiones de suministros, calidad, confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad.*
- e) *Absolver las consultas sobre temas relacionados con la normativa; y,*
- f) *Las demás que le fueren encomendadas por el Directorio, la Presidencia o la Dirección Ejecutiva”.*¹⁶

5.3.7 DIRECCIÓN DE CONCESIONES

La Dirección de Concesiones depende de la Dirección Ejecutiva y tiene las siguientes funciones y facultades:

- a) *“Coordinar, controlar y supervisar el desarrollo y ejecución de todas las actividades relativas al otorgamiento de títulos habilitantes, para la generación, transmisión o distribución de energía eléctrica.*
- b) *Elaborar y presentar ante la Dirección Ejecutiva, los proyectos de normas e instructivos que deben ser aplicados en los procesos de otorgamiento de títulos habilitantes; para la aprobación del Directorio.*
- c) *Preparar los documentos que constituyan las bases a ser utilizadas en los procesos que se convoquen para concesionar un proyecto de electrificación o que se requiera para la renovación de una concesión y asistir al Directorio, a la Presidencia o Dirección Ejecutiva, en todos los aspectos relativos con el proceso previo de contratación y formalización de los contratos para otorgar títulos habilitantes.*
- d) *Llevar el archivo de los documentos que se hayan elaborado, aprobado y tramitado, referentes a todos los procesos de concesión y otorgamiento de títulos habilitantes.*

¹⁶ Consejo Nacional de Electricidad; (9 de junio de 2011); Resolución del Directorio del CONELEC No. 042/11; página 47

- e) *Preparar los documentos que contengan los modelos matemáticos que permitan determinar el plazo de los títulos habilitantes, observando para el efecto lo ya determinado en la Ley o en su Reglamento General.*
- f) *Revisar y emitir el correspondiente informe, referente al análisis de solicitudes de contratos modificatorios, para conocimiento de la Dirección de Supervisión y Control.*
- g) *Solicitar y considerar los informes técnicos relacionados con la seguridad nacional emitidos por el Comando Conjunto de las Fuerzas Armadas, en relación con los títulos habilitantes; y,*
- h) *Los demás deberes y atribuciones que le sean encomendados por el Directorio, la Presidencia o la Dirección Ejecutiva”.*¹⁷

5.3.8 DIRECCIÓN DE SUPERVISIÓN Y CONTROL

La Dirección de Supervisión y Control depende de la Dirección Ejecutiva y tiene las siguientes funciones y facultades:

- a) *“Supervisar y controlar las actividades que desarrollen los generadores, transmisor, distribuidores, el CENACE y grandes consumidores del sector eléctrico, y velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias, regulatorias, contractuales, así como las regulaciones, normas e instructivos que emita el CONELEC, a las que deben sujetarse las personas participantes en el sector eléctrico.*
- b) *Adoptar las medidas tendientes a velar por el cumplimiento de las disposiciones legales, reglamentarias y demás normas e instructivos que sobre el sector eléctrico se hayan dictado y que deben sujetarse los participantes en el mismo.*
- c) *Preparar y presentar los reportes e informes inherentes a la supervisión y control efectuados, los mismos que contendrán las conclusiones y recomendaciones que correspondan.*

¹⁷ Consejo Nacional de Electricidad; (9 de junio de 2011); Resolución del Directorio del CONELEC No. 042/11; página 47

- d) *Conocer, analizar e informar respecto de los casos en los que proceda la intervención, prórroga o caducidad de los títulos habilitantes, con base en lo dispuesto en la ley o contratos respectivos.*
- e) *Las demás atribuciones y deberes que le señale el Directorio, la Presidencia o la Dirección Ejecutiva”.*¹⁸

5.3.9 ÁREAS DE APOYO

La Dirección Administrativa – Financiera tiene bajo su responsabilidad la planificación, organización, desarrollo, control y supervisión, de todas las actividades administrativas, económicas, financieras, informáticas y del talento humano del CONELEC. Esta Dirección se integra por las siguientes unidades:

- Unidad Financiera
- Unidad Administrativa
- Unidad de Administración de Talento Humano
- Unidad de Sistemas Informáticos

5.3.9.1 Unidad Financiera

Esta Unidad tiene las siguientes funciones y facultades:

- a) *“Ejecutar las actividades económicas, financieras, presupuestarias y contables, de conformidad con la normativa del sector público.*
- b) *Cumplir y hacer cumplir las disposiciones y normas relacionadas con el control de los recursos públicos.*
- c) *Preparar y presentar los estados e informes financieros de la Entidad.*
- d) *Velar por el cabal cumplimiento de los sistemas de contabilidad y presupuesto de conformidad con la legislación correspondiente.*

¹⁸ Consejo Nacional de Electricidad; (9 de junio de 2011); Resolución del Directorio del CONELEC No. 042/11; página 48

- e) *Realizar el control contable de los bienes que ingresen al patrimonio de la Institución.*
- f) *Los demás deberes y atribuciones que establezcan la Dirección Ejecutiva y la Dirección Administrativa – Financiera*.¹⁹

5.3.9.2 Unidad Administrativa

Esta unidad tiene las siguientes funciones y facultades:

- a) *“Planificar, organizar, dirigir, ejecutar y controlar las actividades que tienen relación con los servicios de apoyo administrativo del CONELEC.*
- b) *Desarrollar los estudios necesarios que permitan el mejoramiento estructural y funcional del CONELEC, e implementarlos previo la correspondiente autorización.*
- c) *Coordinar y supervisar el eficiente abastecimiento de suministros, materiales y bienes en general, para el adecuado funcionamiento del CONELEC, en coordinación con las Direcciones o Unidades que corresponda.*
- d) *Coordinar con todas las Dependencias de la Entidad, las necesidades para el eficiente mantenimiento de sus bienes.*
- e) *Coordinar con las distintas Direcciones y Unidades los procesos precontractuales, contractuales y de ejecución, de acuerdo con la Ley Orgánica del Sistema de Contratación Pública y su Reglamento.*
- f) *Los demás deberes y atribuciones que establezcan la Dirección Ejecutiva y la Dirección Administrativa – Financiera*”.²⁰

5.3.9.3 Unidad de Talento Humano

¹⁹ Consejo Nacional de Electricidad; (9 de junio de 2011); Resolución del Directorio del CONELEC No. 042/11; página 49

²⁰ Consejo Nacional de Electricidad; (9 de junio de 2011); Resolución del Directorio del CONELEC No. 042/11; página 50

Esta Unidad depende de la Dirección Administrativa – Financiera y técnicamente del Ministerio de Relaciones Laborales y tendrá las siguientes funciones y facultades:

- a) *“Cumplir y hacer cumplir la legislación relacionada con la administración del talento humano.*
- b) *Diseñar e implementar, el sistema integrado de desarrollo de recursos humanos, compuesto por los subsistemas de: planificación; clasificación; reclutamiento y selección; capacitación y desarrollo profesional; y, evaluación del desempeño, según lo dispuesto en el artículo 52 de la Ley Orgánica del Servicio Público y artículo 118 de su Reglamento General.*
- c) *Preparar los proyectos de reglamentos internos que fueren necesarios.*
- d) *Administrar el sistema de remuneraciones del CONELEC.*
- e) *Coordinar y ejecutar el proceso de las comisiones de servicio, tanto dentro como fuera del país.*
- f) *Las demás establecidas en la Ley Orgánica de Servicio Público; y*
- g) *Los demás deberes y atribuciones que establezcan, la Dirección Ejecutiva y la Dirección Administrativa – Financiera”²¹*

5.3.9.4 Unidad de Sistemas Informáticos

Tiene las siguientes funciones y facultades:

- a) *“Estudiar, analizar, desarrollar, implantar y mantener los sistemas de información, de la Intranet del CONELEC; y, la evaluación y mantenimiento preventivo de los equipos informáticos.*
- b) *Elaborar el Plan Informático del CONELEC.*
- c) *Administrar los Servidores y Equipos de conectividad en la plataforma de Internetworking del CONELEC.*
- d) *Administrar y custodiar el software y licencias.*
- e) *Estandarizar las herramientas y software de aplicación.*

²¹ Consejo Nacional de Electricidad; (9 de junio de 2011); Resolución del Directorio del CONELEC No. 042/11; página 50

- f) *Participar en los proyectos tecnología de la información.*
- g) *Realizar el mantenimiento preventivo de la red de voz.*
- h) *Asesorar en la adquisición de equipos de hardware y software, y*
- i) *Los demás deberes y atribuciones que establezcan, la Dirección Ejecutiva y la Dirección Administrativa – Financiera*.²²

Adicionalmente, con el propósito de fortalecer las actividades que se desarrollan en el CONELEC, la Dirección Ejecutiva dispuso la conformación de las siguientes unidades de trabajo:

- Comité Operativo de Apoyo – COA.
- Comité Ejecutivo para la elaboración del Plan Maestro de Electrificación 2013-2022.

5.3.10 COMITÉ OPERATIVO DE APOYO – COA

Este Comité fue creado por medio de Resolución de la Dirección Ejecutiva No. DE/11/107 de 3 de octubre de 2011, el cual tiene las siguientes funciones:

- a) *“Programar los recursos que sean necesarios para el cabal cumplimiento de los objetivos establecidos por parte de los Comités Ejecutivos.*
- b) *Coordinar con las distintas Direcciones y Unidades los procesos precontractuales, contractuales y de ejecución, de acuerdo con la Ley Orgánica del Sistema de Contratación Pública y su Reglamento.*
- c) *Proponer a la Dirección Ejecutiva modificaciones en la Planificación Operativa de cada Dirección o Unidad, tendientes a obtener recursos operativos, humanos o financieros para el cumplimiento de los objetivos propuestos por los Comités Ejecutivos.*
- d) *Disponer, con el aval de la Dirección Ejecutiva Interina, la priorización de recursos financieros del Presupuesto de la Entidad, para la ejecución de actividades requeridas por los Comités Ejecutivos.*

²² Consejo Nacional de Electricidad; (9 de junio de 2011); Resolución del Directorio del CONELEC No. 042/11; página 51

- e) *Impulsar las actividades necesarias dentro de la operatividad del Comité de Desarrollo y crecimiento del Talento Humano en cuanto a las actividades que permitan fortalecer las competencias profesionales y humanas de los funcionarios del CONELEC.*
- f) *Coordinar con la Unidad de talento Humano los procesos de contratación de personal, de formación y de capacitación que se requieran para el cumplimiento de los objetivos establecidos.*
- g) *Coordinar con la Dirección Administrativa Financiera la entrega oportuna de los suministros, paquetes informáticos y equipos, así como la logística y movilización que sean requeridos.*
- h) *Proponer la contratación de personal y consultorías necesarias para el cumplimiento de los objetivos propuestos para el Comité Operativo de apoyo de la planificación estratégica, soporte, monitoreo y evaluación del Plan Maestro de Electrificación.*
- i) *Participar en la elaboración, puesta en práctica y evaluación de los planes y programas para el cumplimiento de los objetivos estratégicos.*
- j) *Elaborar informes de monitoreo y cumplimiento de la gestión de los Comités constituidos.*
- k) *Promover métodos y procedimientos de mejoramiento de la gestión y generar requerimientos de productos para el cumplimiento del objetivo.*
- l) *Ejecutar las actividades y elaborar productos adicionales requeridos por el señor Director Ejecutivo Interino, para el mejoramiento de la gestión operativa y administrativa de la Institución.*
- m) *Sistematizar los procesos necesarios para el cumplimiento del objetivo establecido”.*²³

5.3.11 COMITÉ EJECUTIVO PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022

El Director Ejecutivo del CONELEC, mediante Resolución No. DE/12/004 de 18 de enero de 2012, emitió el instructivo de funciones y responsabilidades de este

²³ Consejo Nacional de Electricidad; (3 de octubre de 2011); Resolución del Director Ejecutivo Interino del CONELEC No. DE/11/107; artículo 3

Comité para realizar el seguimiento macro a la estructuración, desarrollo, ejecución y cumplimiento efectivo del Plan Maestro de Electrificación – PME, 2013 - 2022.

El Comité Ejecutivo para la elaboración del PME 2013 – 2022 tiene las siguientes facultades:

- a) *“Realizar el seguimiento macro a la estructuración y desarrollo de la ejecución del Plan Maestro de Electrificación – PME, 2013:2022, a fin de asegurar su desarrollo, ejecución u cumplimiento efectivo;*
- b) *Adoptar las decisiones correspondientes en caso de no cumplimiento de las actividades o responsabilidades de los miembros integrantes del Comité Ejecutivo del PME y del Comité Operativo de Apoyo; cuando genere una afectación significativa al cronograma de desarrollo del proyecto, de conformidad con lo reportado por el Gerente Coordinador de Ejecución del PME;*
- c) *Emitir las resoluciones que sean del caso para la ejecución oportuna de las actividades planificadas para la elaboración del Plan Maestro de Electrificación – PME, 2013-2022;*
- d) *Aprobar el Plan de Trabajo del Proyecto que debe contemplar los objetivos, alcance, detalle de actividades, responsables y presupuesto;*
- e) *Analizar y aprobar los informes de avance del proyecto presentados por la Gerencia y el Comité Operativo de Apoyo – COA; y,*
- f) *Previo al inicio del proceso de impresión, aprobar el documento final”.*²⁴

5.4 EXPECTATIVAS DE FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL

En la actualidad el Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC no cuenta oficialmente con un Modelo de Gestión Institucional actualizado y aprobado, las políticas y lineamientos generales para el Sector Eléctrico emitidas por el

²⁴ Consejo Nacional de Electricidad; (18 de enero de 2012); Resolución del Director Ejecutivo Interino del CONELEC No. DE/12/004; páginas 1 y 2

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable – MEER y el Gobierno Central, se han ido actualizando.

A su vez, el MEER ha solicitado la formulación del Plan Estratégico Institucional 2012 – 2015 de acuerdo a la “Guía Metodológica Institucional” emitida por Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo - SENPLADES y a los lineamientos de la Agenda Estratégica del Sector. Este Plan debe ser aprobado por el Directorio de la Institución.

Es de interés institucional, mejorar la calidad de los servicios que brinda este Consejo en busca de un trabajo eficaz que se compare con niveles de trabajo a nivel de Clase Mundial.

El Marco Referencial para la reestructuración organizacional del CONELEC es:

- Constitución de la República.
- Plan Nacional del Buen Vivir 2009 – 2013.
- Ley Orgánica del Servicio Público - LOSEP publicada según R.O. 294 de 06 de Octubre del 2010 y su respectivo reglamento.
- Reforma Democrática del Estado, emitida por SENPLADES 2007, que establece las funciones de las Agencias de Regulación y Control, hacia la Regulación del Sector, el Control Técnico y la Investigación en base a la preparación de normas.
- Norma Técnica de Reestructuración de Gestión Pública Institucional R.O. 599 de 19 de Diciembre de 2011 emitido por Secretaría Nacional de la Administración Pública (SNAP), SENPLADES, Ministerio de Relaciones Laborales (MRL), Ministerio de Finanzas (MF).
- Guía Metodológica de Planificación Institucional, emitida por SENPLADES, 1 era. Edición – Quito 2011.
- Procedimiento a aplicarse en los procesos de diseño, rediseño e implementación de Estructuras Organizacionales, Resolución MRL, MRL-F-2010-0033 de 10 de Marzo 2010.

- Disposiciones para la Organización de la Función Ejecutiva, Decreto Ejecutivo Nro. 726 según R.O. 433 del 25 abril de 2011 – que determina la creación de una Coordinación de Gestión Estratégica.
- Norma Técnica de Diseño de Reglamentos o Estatutos orgánicos de Gestión Organizacional por Procesos, según R.O. 251 del 17 de Abril 2006, emitido por la ex Secretaría Nacional de Remuneraciones (SENRES) hoy MRL.
- Reforma al Estatuto de Régimen Jurídico Administrativo de la Función Ejecutiva de la PR N°- 109 de 23 de Octubre de 2009; que determina las funciones de las Agencias de Regulación.
- Norma Técnica de Implementación y operación de la Metodología y herramienta de Gobierno por Resultados GPR, de la PR, N°- 1002 de 20 de diciembre de 2011.
- Norma Técnica de Gestión de Procesos, emitida por PR, N°- 784 de 13 de Julio de 2011.

5.4.1 MODELO DE REESTRUCTURACIÓN PROPUESTO PARA EL CONELEC

A continuación se presenta el modelo de reestructuración, que en la actualidad está siendo estudiado por el Directorio del CONELEC.

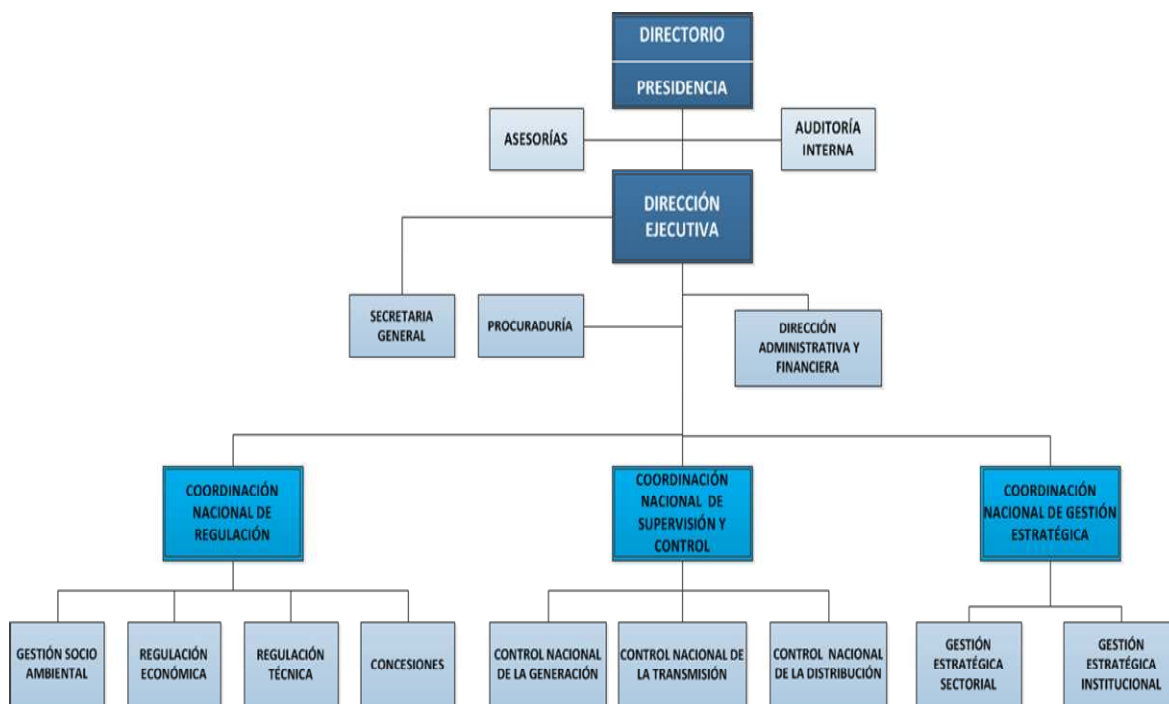


Figura 18 - Modelo de Reestructura Organizacional del CONELEC
(Fuente: CONELEC)

Es necesario tener presente las siguientes observaciones al modelo de reestructuración:

- ❖ Como parte inicial del proceso de Modelo de Reestructuración del CONELEC; se debe realizar y aprobar la Matriz de Competencias y el Modelo de Gestión Institucional.
- ❖ Es importante indicar que el Decreto Ejecutivo 726, publicado en el Registro Oficial No. 433 del 25 de abril del 2011 establece que el nivel de la Unidad de Gestión Estratégica es de Coordinación.
- ❖ Las unidades de TICs y la Administración Financiera son unidades habilitantes de apoyo, no pueden considerarse como procesos agregadores de valor pues no son la razón de ser institucional.
- ❖ Se debe mantener como procesos separados las funciones de regulación y las de control, no siendo recomendable que estén en la misma subdirección.

- ❖ La propuesta en lo que se refiere al ámbito de acción territorial, debe cubrir todo el territorio nacional en todas las competencias, funciones, atribuciones y facultades de la ley le delegue a la institución.
- ❖ La Dirección Administrativa Financiera debe mantener una conexión directa con la Dirección Ejecutiva; y para una mejor organización de las actividades administrativas, la Dirección Ejecutiva puede trasladar algunas responsabilidades vía delegación de funciones y facultades a la Dirección Administrativa Financiera - DAF.
- ❖ Los procesos de Regulación y especialmente Supervisión y Control deben maximizarse en niveles de responsabilidad a nivel nacional, pensando siempre en la descentralización y desconcentración institucional, para un mejor accionar en el sector.

Para el proceso de reestructuración del CONELEC se recomienda ejecutar varias actividades, tales como:

- No generar funciones Incompatibles *“Quien regula no controla”*.
- Mantener el principio de independencia *“No ser juez y parte”*.
- Actualizar la Planificación Estratégica de la Organización Institucional.
- Actualizar el sistema de Gobierno por Resultados – GPR.
- Actualizar la Gestión de planes, programas y proyectos.
- Ejecutar el Sistema de Gestión de Procesos.
- Actualizar la gestión y optimización del Talento Humano por la reestructuración.
- Aplicar de herramientas complementarias para el Modelo de Reestructuración.
- Mejorar continua el Sistema de Gestión.

CAPITULO 6

ANÁLISIS SITUACIONAL DE LA DIRECCIÓN DE SUPERVISIÓN Y CONTROL

6.1 LA SUPERVISIÓN Y CONTROL DEL SECTOR ELÉCTRICO

Las actividades de supervisión y control del sector eléctrico son variadas, sin embargo en este capítulo presentaremos las principales, que sin ser las únicas, son prioritarias para el desenvolvimiento del sector eléctrico en su conjunto, sin perder la perspectiva que el objetivo es garantizar la continuidad del servicio eléctrico al usuario final.

6.1.1 CONTROL DE LA GENERACIÓN

6.1.1.1 Proyectos de generación

Como se indicó en el Capítulo 3 de este trabajo, el CONELEC, a través de la Dirección de Supervisión y Control tiene la facultar de ejercer todas las actividades orientadas a vigilar el cumplimiento de la normativa vigente por parte de los participantes del sector eléctrico.

La Dirección de Supervisión y Control realiza el seguimiento del avance en la ejecución de los proyectos de generación, para lo cual se ejecutan inspecciones, con la finalidad de verificar en campo la realidad de dichos proyectos, producto de lo cual genera informes mensuales, los cuales son reportados a través del sistema de Gobierno por Resultados - GPR, con el objetivo de garantizar el cumplimiento de hitos de todos los proyectos de generación de energía eléctrica que se construyen en el Ecuador.

Por la connotación que conlleva el trabajo que realiza la Dirección de Supervisión y Control, muchos de los informes que se elaboran en la misma, son considerados como referente tanto técnico como de cumplimiento normativo y contractual, ya que de ellos se derivan posteriormente acciones de control para con la finalidad de superar los diferentes inconvenientes registrados en la ejecución de los proyectos.

En el proceso de vigilancia del cumplimiento normativo y contractual existen importantes actividades como la revisión y aprobación de los estudios y diseños definitivos, que actualmente los realiza la Dirección de Supervisión y Control, en el ámbito electromecánico, civil, estructural, hidráulico, eléctrico, geológico, etc., que conlleva un alto grado de responsabilidad en el análisis de dicha información.

Por otra parte, la DSC ha emprendido desde el año 2010 las actividades de seguimiento y control de los recursos destinados al financiamiento de los proyectos de generación, que busca identificar el buen uso de los mismos, en

virtud de que un gran número de proyectos de generación son financiados a través del Presupuesto General del Estado, y en consecuencia administrados por el MEER, como ente rector del sector eléctrico.

La relación bilateral que mantienen las empresas tanto públicas como privadas con el CONELEC, a través de los registros, contratos de concesión, permiso o licencia, son administrados por los funcionarios de la DSC. Esto involucra el seguimiento para el cumplimiento de los derechos y obligaciones contenidos en los citados instrumentos legales por parte de sus titulares, y el adoptar las medidas pertinentes para ejercer el control en caso de incumplimiento.

La Tabla 24 muestra los proyectos de generación eléctrica que mantienen contratos suscritos con el CONELEC, y que al momento alcanzan 3038 MW que en los próximos años entrarán en operación para abastecer la demanda de energía eléctrica.

Tabla 25 - Proyectos de generación que tienen contratos suscritos con el CONELEC

No.	EMPRESA	UNIDAD DE NEGOCIO	PROYECTO	TIPO DE TECNOLOGÍA	TIPO DE CONTRATO	CAPACIDAD (MW)
1	CELEC E.P.	HIDROPAUTE	SOPLADORA	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN	487.0
		ENERNORTE	MANDURIACU	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN	70.0
		HIDROAZOGUES	MAZAR - DUDAS	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN	22.3
		HIDROTOAPI	TOACHI PILATON	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN	253.0
		GENSUR	DELSITANISUAGUA	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN	115.0
		GENSUR	VILLONACO	EÓLICA	GENERACIÓN	16.5
		ENERJUBONES	MINAS - SAN FRANCISCO	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN	275.0
2	COMPANÍA CURRENT ENERGY OF ECUADOR S.A.	NO APLICA	APAQUÍ	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES	45.0
3	ELECAUSTRO S.A.		SAYMIRÍN V	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN	7.0
4	EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.		ISIMANCHI	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN	2.3
5	HIDRELGEN S.A.		SABANILLA	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN	30.0
6	HIDROCOCA E.P.		COCA CODO	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN	1,500.0
7	HIDROLITORAL S.A.		BABA	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN	42.0
8	HIDROTAMBO S.A.		SAN JOSÉ DE TAMBO	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES	8.0
9	HIDROTECH S.A.		SAN BARTOLO	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN CON VENTA DE EXCEDENTES	53.0
10	HIDROVICTORIA S.A.		VICTORIA	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN	10.0
11	HIDROZAMORA E.P.		CHORRILLOS	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN	4.0
12	PEMAF PROYECTOS DE ENERGIA MEDIO AMBIENTE CIA. LTDA.		TOPO	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN	22.7
13	PRODUUAUSTRO S.A.		ANGAMARCA	HIDROELÉCTRICA	AUTOGENERACIÓN	75.0
14	QUALITEC COMERCIO E INDUSTRIA CIA. LTDA.		PILALÓ 3	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN	9.3
15	TRIOLO ITALIA S.R.L		SIGCHOS	HIDROELÉCTRICA	GENERACIÓN	17.4

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: CONELEC – Dirección de Supervisión y Control

Es evidente que en los últimos años ha incrementado ostensiblemente la construcción de proyectos de generación eléctrica, propiciada fundamentalmente por el Gobierno Nacional con los mega y grandes proyectos como Coca Codo Sinclair, Sopladora, Toachi Pilatón y Minas San Francisco, que indudablemente incrementa la responsabilidad en el seguimiento y control de sus obligaciones con el CONELEC.

La Figura 16 muestra el nivel de cumplimiento de las obligaciones contractuales de las empresas detalladas en la Tabla 24.

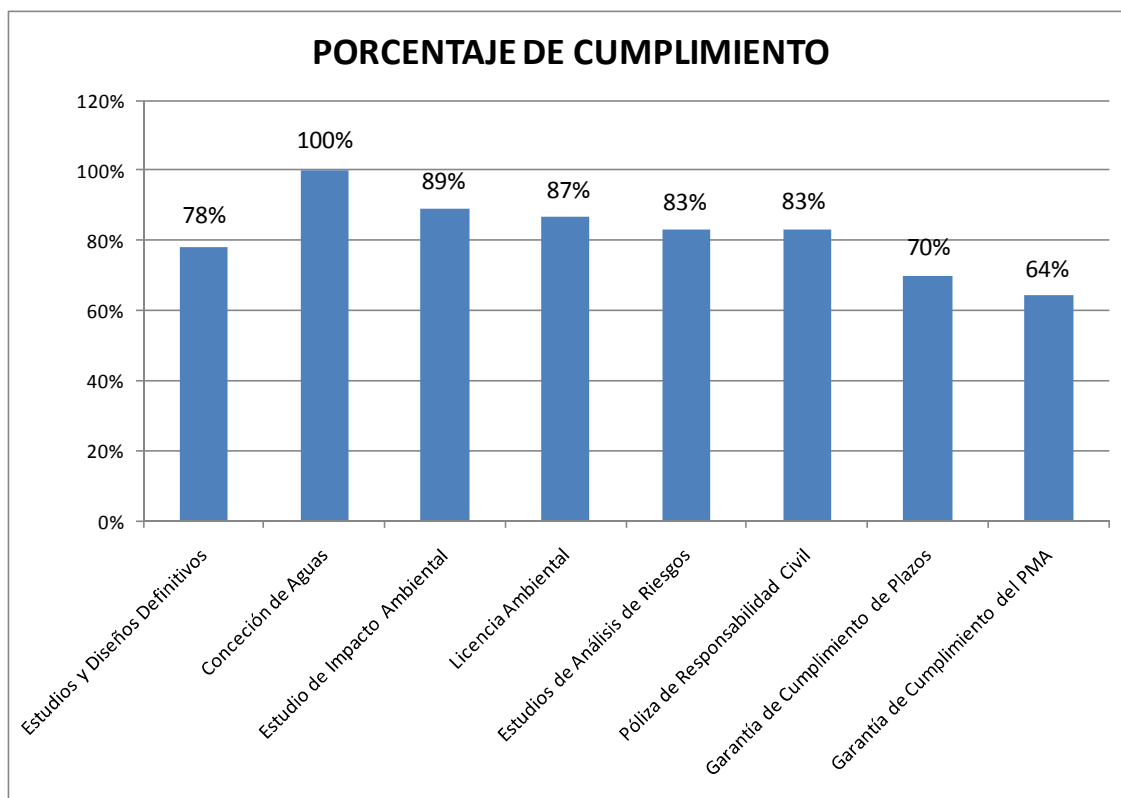


Figura 19 - Nivel de cumplimiento de las obligaciones contractuales de las empresas que construyen proyectos de generación
(Fuente: Informe de proyectos de generación, CONELEC, <http://www.conelec.gob.ec/supervisión>)

Como aspectos positivos del control de los proyectos de generación es preciso señalar que existe un fuerte apoyo por parte de la Dirección Ejecutiva para que esta área se constituya una de las más importantes del CONELEC, con su sede de trabajo en la ciudad de Cuenca, por las implicaciones de orden técnico, social, económico y político que constituyen la construcción de proyectos de generación; así como la fuerte inversión que realiza el Estado Ecuatoriano para su ejecución, lo cual permitirá mejorar la calidad del suministro de energía eléctrica y ampliar su cobertura.

Asimismo como aspectos negativos debe indicarse que como se deduce de la Figura 16, existen algunas empresas públicas que aún deben mejorar su gestión, así como es importante que los recursos económicos destinados al financiamiento de dichos proyectos lleguen oportunamente y así no se registren retrasos en su ejecución.

6.1.1.2 Centrales de generación

En la actualidad existen 5090 MW de potencia instalada en el territorio ecuatoriano, entre generación hidroeléctrica, térmica, solar y eólica, cuya disponibilidad, en especial en la época de estiaje identificada entre los meses de octubre y febrero, es de sustancial importancia para garantizar el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

La Tabla 25 muestra la distribución de la capacidad instalada en el país:

Tabla 26 - Capacidad instalada a julio de 2012

		MW	%
Energía Renovable	Hidráulica	2,245.62	44.12%
	Solar	0.08	0.00%
	Eólica	2.40	0.05%
	Turbovapor	93.40	1.83%
Total Energía Renovable		2,341.50	46.00%
No Renovable	MCI	1,320.93	25.95%
	Turbogas	973.90	19.13%
	Turbovapor	454.00	8.92%
Total Energía No Renovable		2,748.83	54.00%
Total Capacidad Instalada		5,090.33	100.00%

Elaborado: CONELEC – Dirección de Planificación

Fuente: <http://portalinterno.conelec.gob.ec/estadistica/Estadsticas%202010/>

Fundamentado en lo anterior, es relevante el hecho de que la Dirección de Supervisión y Control ejecute el control de los mantenimientos de las centrales de generación, tal es así que en la Figura 17 se muestra la relación que existe entre el número de mantenimientos programados ejecutados y el número de mantenimientos no programados que se han realizado entre el año 2007 y el año 2011. En todos los años analizados, el promedio de mantenimientos no programados ejecutados excede ampliamente al promedio de mantenimientos programados; así:

- En el año 2007: en promedio, el porcentaje de mantenimientos no programados fue un 20% mayor que el porcentaje de mantenimientos programados.
- En el año 2008: en promedio, el porcentaje de mantenimientos no programados fue un 12% mayor que el porcentaje de mantenimientos programados.
- En el año 2009: en promedio, el porcentaje de mantenimientos no programados fue un 17% mayor que el porcentaje de mantenimientos programados.
- En el año 2010: en promedio, el porcentaje de mantenimientos no programados fue un 33% mayor que el porcentaje de mantenimientos programados.
- En el año 2011: en promedio, el porcentaje de mantenimientos no programados fue un 8% mayor que el porcentaje de mantenimientos programados.

Como consecuencia de lo anterior, se observa que para el periodo de análisis 2007 - 2011, el promedio de los porcentajes de mantenimientos no programados supera en un 19% al promedio de los porcentajes de mantenimientos programados. En cuanto al porcentaje de los mantenimientos suspendidos, éste alcanza al 4% durante el periodo de análisis.

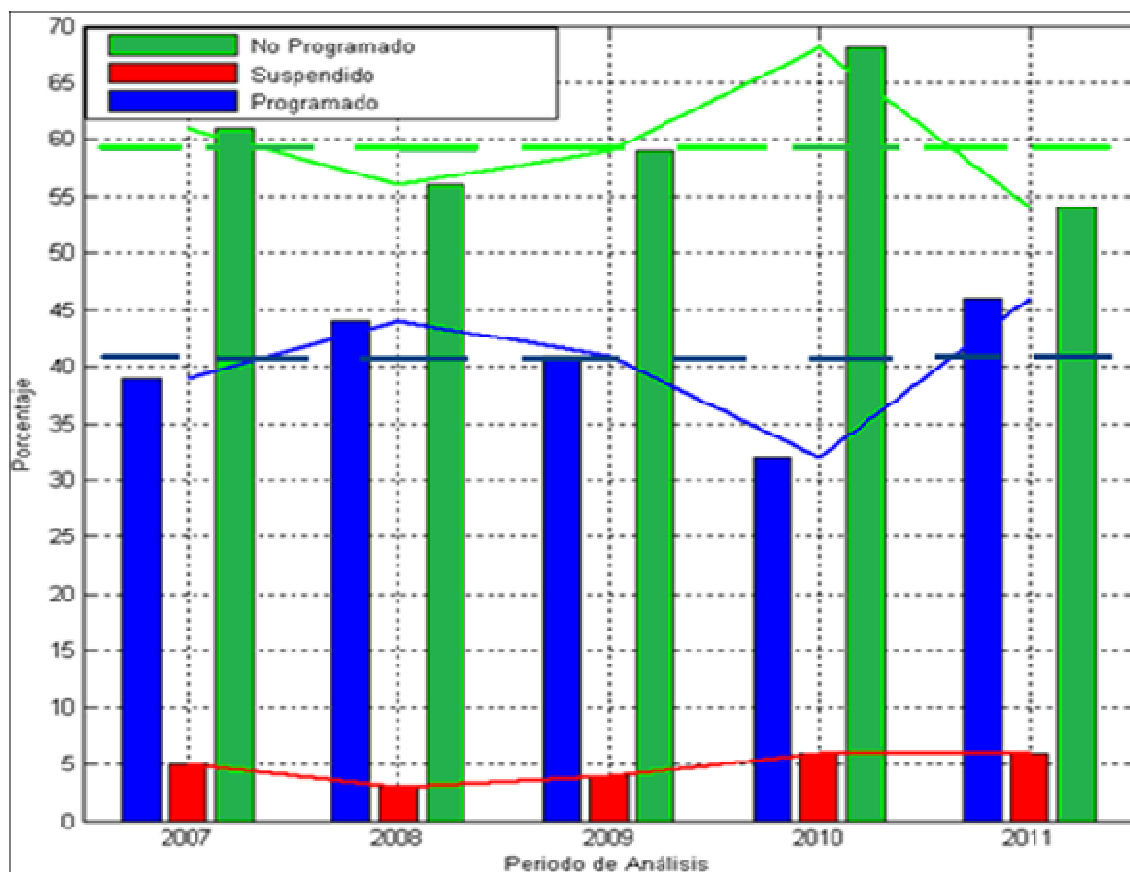


Figura 20 - Relación entre mantenimientos programados ejecutados y mantenimientos no programados, 2007 – 2011

(Fuente: Informe de mantenimientos de centrales de generación, CONELEC, <http://www.conelec.gob.ec/supervisión>)

En la Figura 18 se muestra la relación que existe entre el porcentaje de mantenimientos programados y el porcentaje de mantenimientos no programados. Nótese que para las centrales térmicas de mayor potencia nominal, el número de mantenimientos no programados excede al número de mantenimientos programados.

Lo anterior es relevante si se tiene en cuenta que la disponibilidad de Trinitaria y Esmeraldas, debe cubrir las salidas forzadas de las centrales hidroeléctricas en los periodos de estiaje.

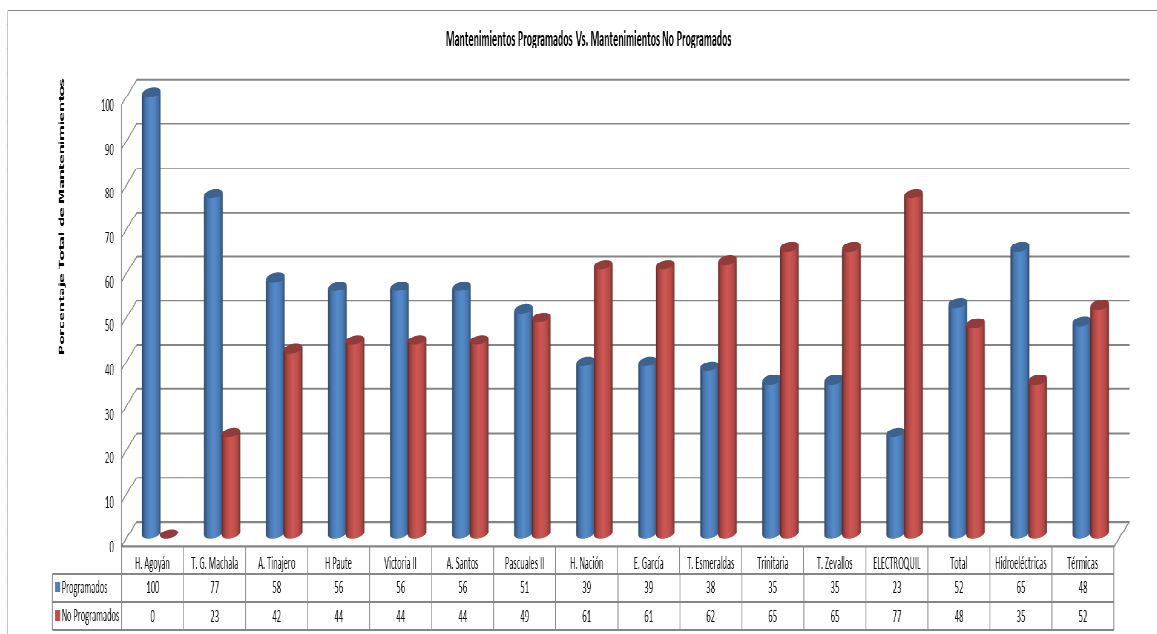


Figura 21 - Relación entre el porcentaje de mantenimientos programados y el porcentaje de mantenimientos no programados
(Fuente: Informe de mantenimientos de centrales de generación, CONELEC, <http://www.conelec.gob.ec/supervisión>)

Sobre la base de lo indicado en este numeral, se puede configurar un ranking de las centrales de generación:

- Buena ejecución de mantenimientos: a este grupo pertenecen las centrales Paute y Termogas Machala, cuya gestión de mantenimientos refleja las mejores estadísticas entre las centrales visitadas.
- Ejecución de mantenimientos aceptable: a este grupo pertenecen las centrales Trinitaria, Agoyán, Marcel Laniado, Esmeraldas, Gonzalo Zevallos y Pascuales II. Las estadísticas de estas centrales, en general, son buenas (alta productividad, correcto factor de planta, buena calidad de ejecución); debiendo mejorar en el aspecto del número de mantenimientos no programados.
- Ejecución de mantenimientos con señales de alerta: a este grupo pertenecen las centrales Enrique García, Electroquil, Victoria II, Álvaro Tinajero y Aníbal Santos. En el caso de la central Enrique García, sus estadísticas se vieron afectadas por una falla inesperada en los álabes de la turbina, hecho que dejó a esta planta fuera de línea durante todo el año

2008. Por otra parte, en la central Aníbal Santos, se registraron faltas en la gestión administrativa, como se verá en el siguiente numeral.

Como aspecto positivo de este trabajo cabe señalar que la aplicación del rol de supervisión y control se realiza en base a indicadores y niveles de cumplimiento de las entidades reguladas, y no solamente enfocado al detalle de las actividades operativas.

6.1.2 CONTROL DE LA TRANSMISIÓN

6.1.2.1 Plan de expansión de la transmisión - PET

Las instalaciones que conforman el sistema eléctrico ecuatoriano atraviesan una delicada situación a nivel de transmisión y subtransmisión en distribución, identificándose restricciones operativas asociadas con la operación en condiciones de demanda máxima, con consecuencias tales como: bajos perfiles de voltaje a nivel de 230 kV, 138 kV y 69 kV y cargabilidad superior al 80% en varios transformadores, situación que refleja que el sistema eléctrico se encuentra operando al límite de los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad, debido principalmente a la falta de asignación de recursos económicos, suficientes y oportunos por parte del Ministerio de Finanzas, para la ejecución de las obras de expansión, tal como lo establece el Mandato Constituyente No. 15.

Cabe indicar que para el periodo de análisis 2001 – 2011, se consideran los planes decenales que durante ese periodo estuvieron vigentes, es decir los planes 2002 – 2011 al 2009 – 2020, respectivamente.

La Figura 19 muestra el presupuesto de los diferentes planes decenales de expansión presentados por el Transmisor y que fueron aprobados por el CONELEC, en el periodo 2001 – 2011, que evidencia que dichos planes tienen una tendencia creciente, que va desde los USD 181 millones a los USD 892 millones, para los años 2002 y 2009, respectivamente, lo cual se justifica ya que

para evacuar la generación eléctrica que se construye en todo el país se requiere de infraestructura eléctrica.

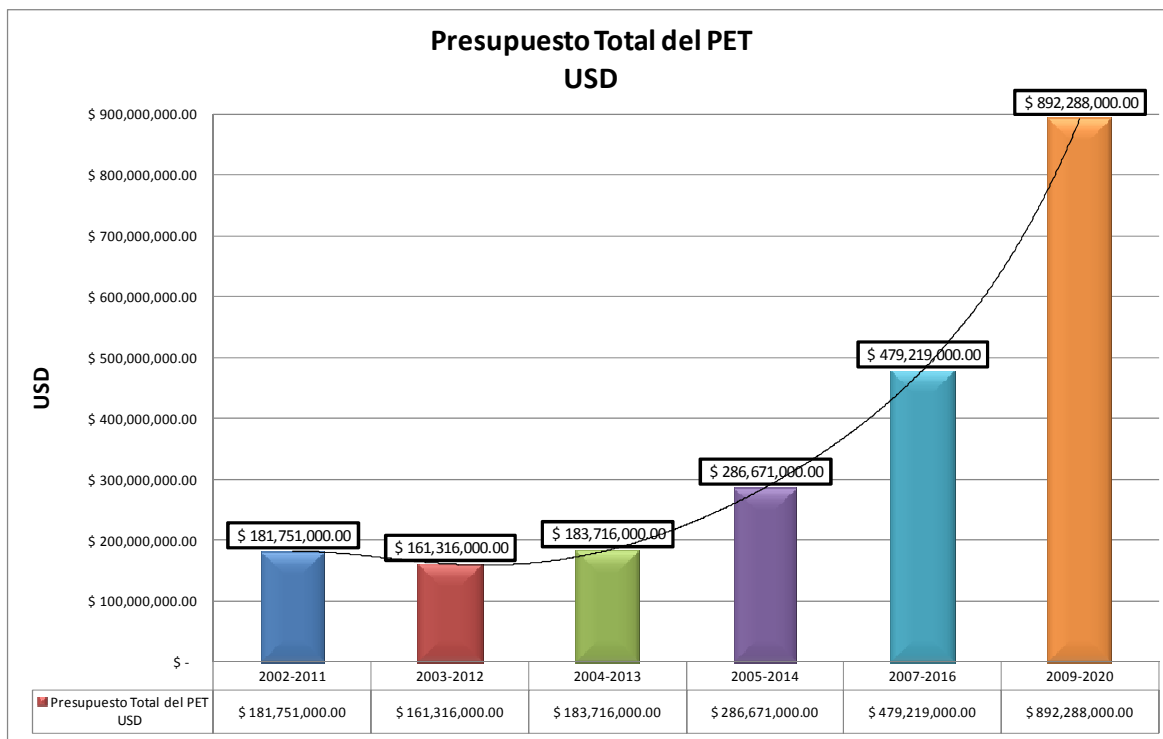


Figura 22 - Presupuesto del PET periodo 2002 – 2009
(Fuente: Informe de ejecución del PET, CONELEC,
<http://www.conelec.gob.ec/supervisión>)

Dado que la ejecución de los proyectos depende de la asignación de recursos económicos, es también importante que la gestión empresarial del Transmisor esté enfocada a mejorar su capacidad productiva, lo cual se evidencia que en los últimos años existe una tendencia decreciente en el nivel de ejecución presupuestaria, llegando a su valor más bajo de 30,16% en el año 2009, lo cual se evidencia en la Figura 20.

Lo anterior se confirma con el número de obras que entraron en operación durante la vigencia de los diferentes planes, destacando que en el último plan de análisis 2009 – 2020, se estimaron una total de 110 obras en el Plan de Expansión, solamente se ejecutaron 8 obras de las cuales 3 entraron en operación y 5 continúan en construcción, aspecto que se evidencia en la Figura 24.

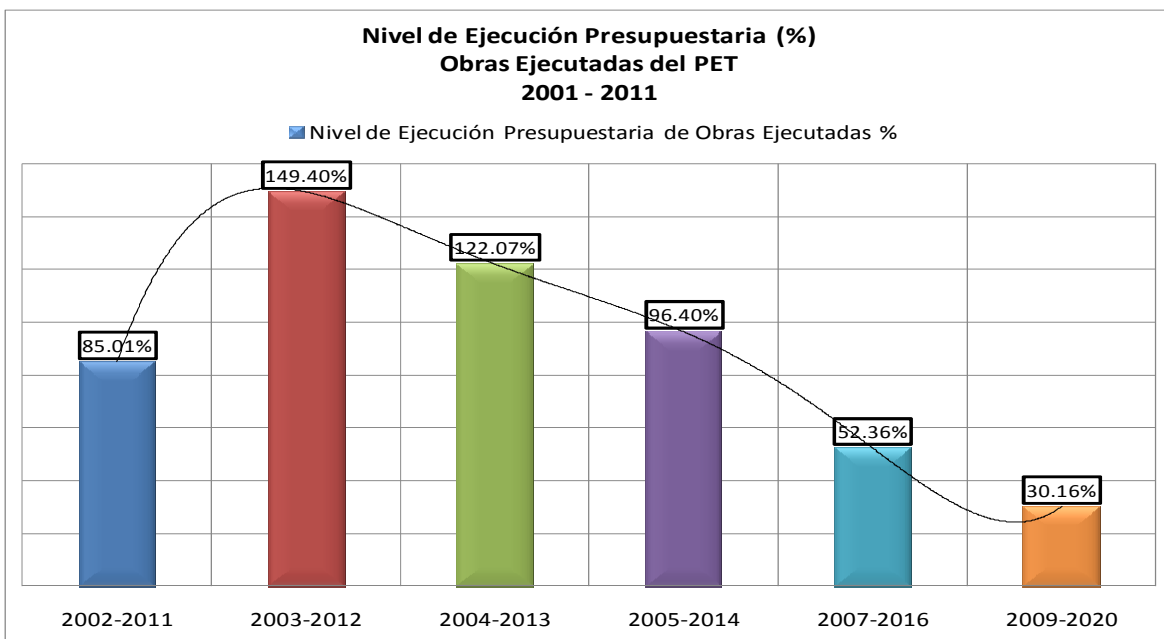


Figura 23 - Nivel de ejecución presupuestaria del PET periodo 2002 – 2009
(Fuente: Informe de ejecución del PET, CONELEC, <http://www.conelec.gob.ec/supervisión>)

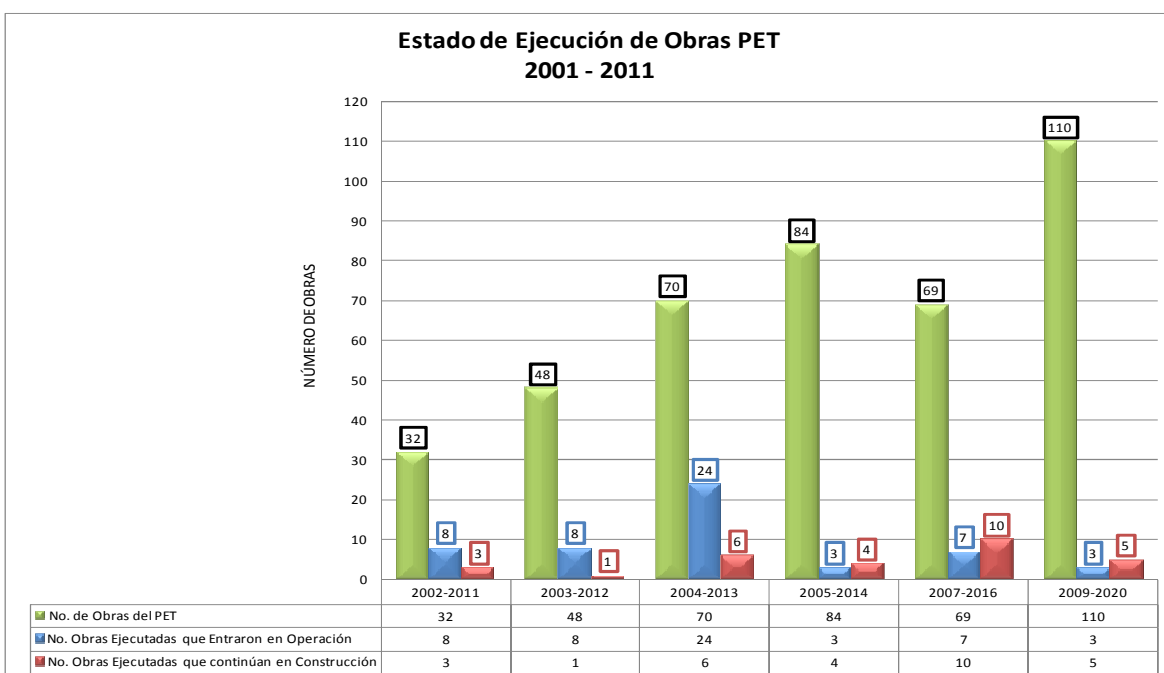


Figura 24 - Estado de ejecución de las obras del PET periodo 2002 – 2009
(Fuente: Informe de ejecución del PET, CONELEC, <http://www.conelec.gob.ec/supervisión>)

Como aspecto positivo del control de la ejecución de las obras definidas en el PET se destaca que el CONELEC, a través de la DSC ha brindado su apoyo para

facilitar y potenciar la gestión de CELEC E.P. Transelectric, sin embargo la reciprocidad de estandarizar la información requerida para cumplir esas actividades no se ha visto reflejada por parte de la empresa de transmisión.

6.1.2.2 Calidad de servicio de la transmisión

Luego de varias gestiones realizadas por la DSC con el Transmisor y el Centro Nacional de Control de Energía – CENACE, a partir del mes de octubre del 2011 se están realizando las mediciones de calidad de producto en 16 puntos de entrega del Sistema Nacional de Transmisión, descritos en la Tabla 28, usando para tal efecto los medidores del Sistema de Medición Comercial SIMEC, que son de propiedad de los agentes y que están administrados por el CENACE.

Luego de efectuar las configuraciones y pruebas correspondientes tanto de los medidores como del servidor para adquisición de datos conjuntamente con CENACE, se definió y documentó un procedimiento el cual será usado para futuros puntos de entrega.

Tabla 27 - Descripción general de puntos de medición de calidad de servicio del SNT

Punto de Entrega	Subestación	Nivel (kV)	Empresa	Observaciones
Ambato 1	Ambato	69	E. E Ambato	Mediciones cada 15 minutos medidor con grabador único
Baños	Totoras	69	E. E Ambato	
Montalvo	Totoras	69	E. E Ambato	
Ambato	Totoras	69	E. E Ambato	
Elepco	Ambato	69	E E Cotopaxi	
Elepco	Mulaló	69	E E Cotopaxi	
San Francisco 1	Totoras	230	Hidropastaza	Medida en punta de línea de los circuitos 1 y 2 de la línea Totoras San Francisco
San Francisco 2	Totoras	230	Hidropastaza	
Novacero	Mulaló	138	Novacero	Presencia de un horno de arco en las instalaciones que alimenta este punto.
Eugenio Espejo	Santa Rosa	138	E. E. Quito (medidor propiedad Transelectric)	Presencia de un horno de arco en una derivación del alimentador
Pradera	Trinitaria	69	EEPG	Sin Carga significativa desde el 15 de noviembre de 2011
La Universal	Trinitaria	69	EEPG	Presencia de un horno de arco en una derivación del alimentador desde el 15 de noviembre de 2011 hasta la actualidad
Padre Canals	Trinitaria	69	EEPG	
Guasmo	Trinitaria	69	EEPG	Presencia de un horno de arco en una derivación del alimentador hasta el 15 de noviembre de 2011
Nueva Prosperina 2	Trinitaria	69	EEPG	
Nueva Prosperina 3	Trinitaria	69	EEPG	

Elaborado: CONELEC – Dirección de Supervisión y Control

Fuente: Informe de calidad de servicio, CONELEC, <http://www.conelec.gob.ec/supervisión>

6.1.2.3 Mantenimiento de las instalaciones del SNT

Los mantenimientos de las instalaciones del SNT, tienen una particular importancia ya que si no realizan los mantenimientos oportunamente y de acuerdo a la programación definida por el transmisor y aprobada por el CENACE, puede afectar la calidad del servicio de energía eléctrica a los consumidores.

La Tabla 27, muestra para el período 2003 - 2011, el número de Mantenimientos No Programados – MNP alcanza un valor de 52,7% que supera al número de Mantenimientos Programados - MP que registró un valor de 47,3%.

Tabla 28 - Mantenimientos del SNT, periodo 2003 – 2011

AÑO	PROGRAMADOS		NO PROGRAMADOS		Total general
	Número	(%)	Número	(%)	
2003	380	20,9%	1440	79,1%	1820
2004	681	35,0%	1267	65,0%	1948
2005	666	32,2%	1400	67,8%	2066
2006	938	55,1%	763	44,9%	1701
2007	1179	49,3%	1211	50,7%	2390
2008	1212	43,1%	1603	56,9%	2815
2009	852	43,3%	1116	56,7%	1968
2010	1512	68,0%	710	32,0%	2222
2011	1252	74,7%	425	25,3%	1677
Total	8672	46,6%	9935	53,4%	18607

Elaborado: CONELEC – Dirección de Supervisión y Control

Fuente: Informe de mantenimientos del SNT, CONELEC, <http://www.conelec.gob.ec/supervisión>

No obstante lo señalado en el párrafo anterior, se observa una tendencia decreciente del porcentaje que representa el número de Mantenimientos No Programados respecto al total de mantenimientos ejecutados por el transmisor, de tal forma que, para el año 2010, los MNP representan el 25,3% del total de mantenimientos, respecto al 79,1% que significaron en el año 2002.

6.1.3 CONTROL DE LA DISTRIBUCIÓN

6.1.3.1 Calidad de Servicio de la distribución

La calidad del servicio de energía eléctrica es de gran importancia ya que es el reflejo del sistema eléctrico hacia el usuario final, por lo cual la DSC realiza el control de este parámetro a través del cálculo de la Frecuencia Media de Interrupción (FMIk) y Tiempo Total de Interrupción (TTIk). El análisis de estos índices permite evaluar los niveles de Calidad del Servicio Técnico que presentan las distribuidoras.

Los límites admisibles de calidad del servicio técnico considera lo siguiente:

Tabla 29 - Valores anuales admisibles para los índices FMIk y TTIk a nivel de red

Índice	FMIkRed	TTIkRed
--------	---------	---------

	(Número de veces/año)	(horas/año)
Límite	4.0	8.0

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: Regulación CONELEC No. 004/01

Alrededor del 70% de distribuidoras superan ampliamente el número de interrupciones por año del servicio de energía eléctrica, tal como se muestra en el Anexo G, lo cual proviene de una infraestructura obsoleta, inadecuado e inoportuno mantenimiento de la infraestructura, y la falta de inversiones que en los últimos años existió, sin embargo el Gobierno Nacional, ha invertido varios millones de dólares en los últimos cinco años en los diferentes planes de inversión tendientes a la expansión, reducción de pérdidas, mejora de la calidad, mejoramiento de la cobertura y reemplazo de infraestructura obsoleta.

Como parte de las acciones de control que ejerce la DSC se encuentra la recopilación de esta información de parte de las distribuidoras y la identificación de proyectos tendientes al mejoramiento de la calidad del servicio, que está condicionado a dos aspectos como son: la veracidad de la información reportada y la disponibilidad de recursos económicos.

De igual forma en el Anexo H se realiza la evaluación del Tiempo Total de Interrupciones a nivel de cabecera de alimentador en el año móvil, observando que se mantiene la misma tendencia de que el 70% de distribuidoras sobrepasan el límite de 8 horas al año de las interrupciones a su sistema.

En ambos casos, tanto en el número de interrupciones como en el tiempo total, se observa que CNEL Sucumbíos tiene los más altos valores, que se producen básicamente porque su alimentación eléctrica desde el SNI se realiza por la línea de transmisión Agoyán - Francisco de Orellana a 138 kV, que tiene una longitud aproximada de 150 km, lo cual implica altos niveles de vulnerabilidad.

En general a lo largo del tiempo y por la gestión que realizan las propias empresas distribuidoras en la mayoría de ellas se nota una tendencia decreciente en los niveles de interrupciones del servicio de energía eléctrica.

Un aspecto positivo del control que realiza la DSC es que existe un total apoyo para facilitar y potenciar la gestión de las distribuidoras, sin embargo no existe la contraparte de las empresas distribuidoras para efectos de retroalimentación.

6.1.4 CONTROL DE LA ADMINISTRACIÓN OPERATIVA Y COMERCIAL DEL MERCADO ELÉCTRICO

La administración operativa y comercial del mercado eléctrico ha sido asignada a la Corporación CENACE, a través del artículo 23 de la LRSE, para lo cual dicha Corporación está actualmente estructurada en cuatro áreas técnicas que realizan sus funciones integralmente:

- a) Planeamiento: eléctrico y energético
- b) Operaciones: operación en tiempo real (despacho) y análisis de la operación (post operativo)
- c) Transacciones Comerciales: liquidación de las transacciones nacionales e internacionales de electricidad
- d) Sistemas de Información: supervisión del sistema nacional interconectado, a través del sistema SCADA.

6.1.4.1 Control sobre la etapa de planeamiento

La DSC realiza la revisión y análisis del Plan Anual de Operación con sus actualizaciones trimestrales, el seguimiento de programas de mantenimiento, la revisión de los cálculos de reserva rodante de generación y esquema de alivio de carga por baja frecuencia del SNI (abril - septiembre y octubre - marzo), así como la revisión del cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición y actualizaciones trimestrales de la reserva de generación.

Adicionalmente, ejecuta la revisión y análisis de la programación semanal, programación diaria, desvíos de consumo de combustible, desvíos entre la generación prevista y la real de las centrales más importantes del SNI.

El control de esta etapa de planeamiento conllevó a la creación de 27 índices de cumplimiento que sirven para la supervisión y control del trabajo del CENACE, en lo referente a la planificación operativa del sistema (13 índices) y a la operación del sistema en tiempo real (14 índices). Cada uno de estos índices fueron diseñados de tal forma que pueden calcularse a partir de la información que publica el CENACE en su portal web (reportes post operativos, despachos reales, informes de falla, estudios electro energéticos, etc.).

Asimismo la DSC ha elaborado procedimientos relacionados con:

- La supervisión y control de la ejecución del plan anual de mantenimientos: sobre la base del Plan Anual elaborado por el CENACE, se supervisa el cumplimiento en la ejecución por parte de las generadoras y se calculan los indicadores macro de disponibilidad y reserva que reflejan la calidad de la planificación. Proceso GPR.
- El cálculo de reservas de energía y de potencia: se ha desarrollado el manual de funciones y responsabilidades para la supervisión de los niveles de reserva energética para el cubrimiento de la demanda; y de los niveles de reserva de potencia para el control de la frecuencia. Proceso GPR.

6.1.4.2 Control sobre la etapa de operación

La DSC realiza el análisis y revisión de la aplicación del Esquema de Alivio de Carga por Baja Frecuencia, de los procedimientos efectuados ante cambios de topología del sistema, de los procedimientos efectuados ante desvíos de la demanda, la energía generada y la energía consumida, de los procedimientos efectuados ante desvíos de los niveles de embalse de las principales centrales

hidroeléctricas, de los procedimientos de re-despacho frente a indisponibilidades importantes del parque generador y de los procedimientos para el control de voltaje a nivel de 230, 138, 69, 46 y 34,5 kV. También la DSC ejecuta la evaluación de las afectaciones y/o beneficios que ocasionan un re-despacho.

Con la finalidad de estandarizar los criterios de evaluación, se ha elaborado el procedimiento integral para la supervisión del control de la frecuencia de la frecuencia, documento que incluye la calibración del AGC, la asignación de las unidades para el control, la calibración del esquema de alivio de carga.

Adicionalmente se revisan los informes de falla elaborados por el CENACE, las estadísticas de las indisponibilidades de las instalaciones del SNT, así como los estudios para la determinación de las bandas de voltaje y factor de potencia.

6.1.4.3 Control sobre la etapa de liquidación comercial

En la actualidad la DSC no está a cargo del control de las liquidaciones comerciales del mercado eléctrico, ya que esta actividad viene siendo ejecutada a través de la Dirección de Tarifas del CONELEC, debido a sus implicaciones de orden económico financiero en las diferentes etapas funcionales del sector eléctrico que repercuten en los estudios de costos, necesarios para el establecimiento de la tarifas eléctricas.

6.2 ANÁLISIS DEL ENTORNO INTERNO

La Dirección de Supervisión y Control – DSC para el cumplimiento de sus funciones, se estructura básicamente en cuatro áreas operativas de trabajo: Generación en construcción, Generación en operación, Transmisión y Distribución.

En la actualidad el control de la generación se realiza desde su sede en la ciudad de Cuenca, mientras que el control de la transmisión se ejecuta desde la ciudad de Quito y el control de la distribución se realiza desde la ciudad de Babahoyo.

A continuación se detallan las principales actividades que desarrollan cada una de las áreas antes citadas:

6.2.1 ÁREA DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN

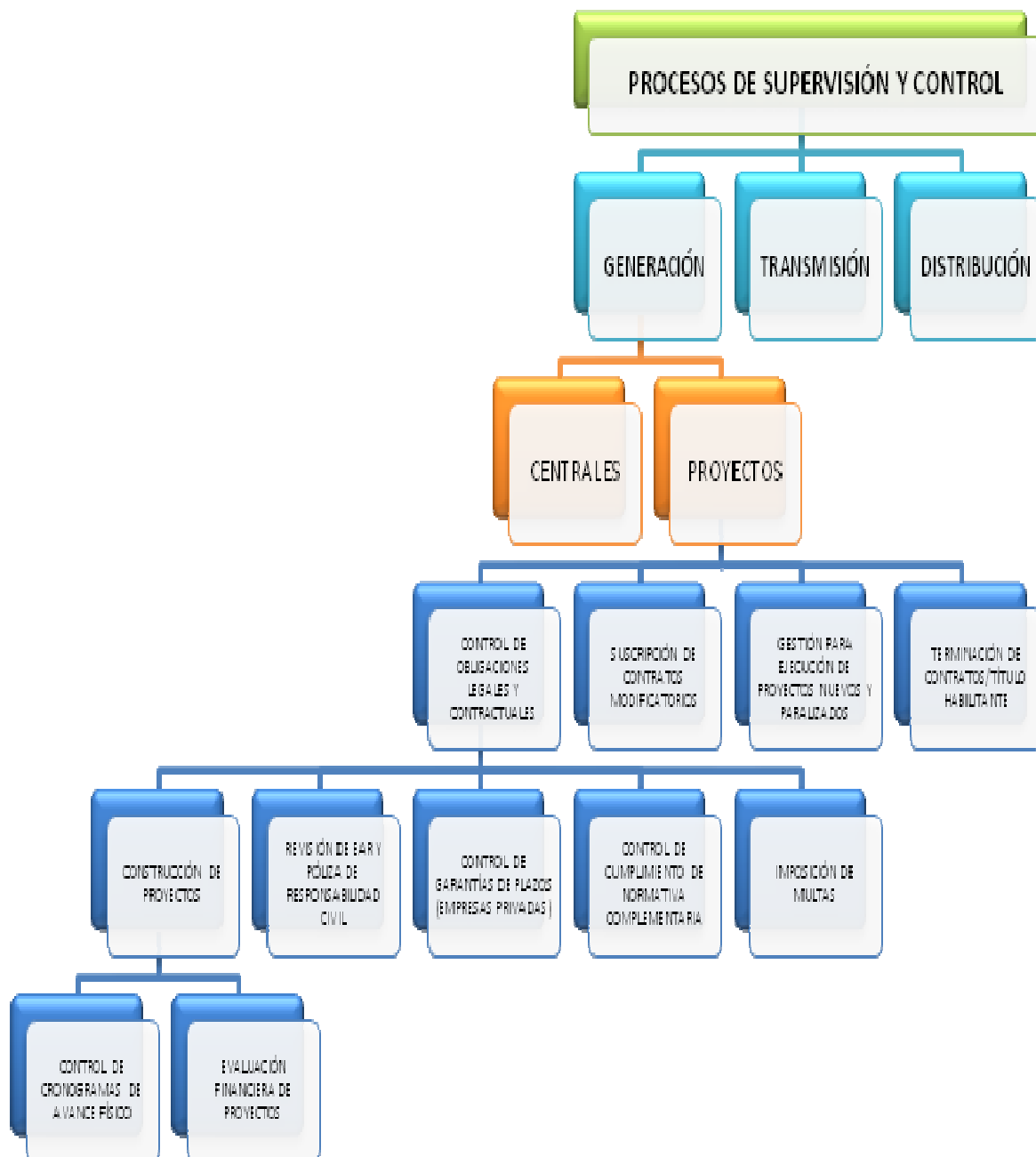


Figura 25 - Área de generación en construcción
(Fuente: CONELEC – Dirección de Supervisión y Control)

A continuación se muestra un listado de las principales actividades que componen los procesos de supervisión y control de proyectos de generación en construcción:

- Actualización de la información del SISMO respecto a generación mayor a 1 MW
- Revisión, actualización y verificación de las obligaciones contractuales
- Coordinación de las actividades relacionadas con los proyectos de generación en construcción
- Ejecución, supervisión y actualización del cumplimiento del procedimiento de avance de obra
- Elaboración del informe de estado de situación mensual y anual de los proyectos de generación
- Elaboración e implementación del procedimiento de avance de obra
- Seguimiento y control del avance financiero de proyectos
- Gestión para la regularización de los contratos
- Inspección, evaluación y elaboración de informes sobre situaciones emergentes surgidas durante la ejecución de los proyectos
- Recepción, trámite, archivo y actualización de la documentación relacionada con los proyectos
- Revisión del informe mensual de avance de obra
- Revisión y aprobación de los diseños y estudios definitivos de las variantes realizadas al diseño original
- Supervisión de los contratos de consultoría de avance de obra de los proyectos
- Verificación en sitio el contenido del informe de avance mensual de obra.

6.2.2 ÁREA DE GENERACIÓN EN OPERACIÓN

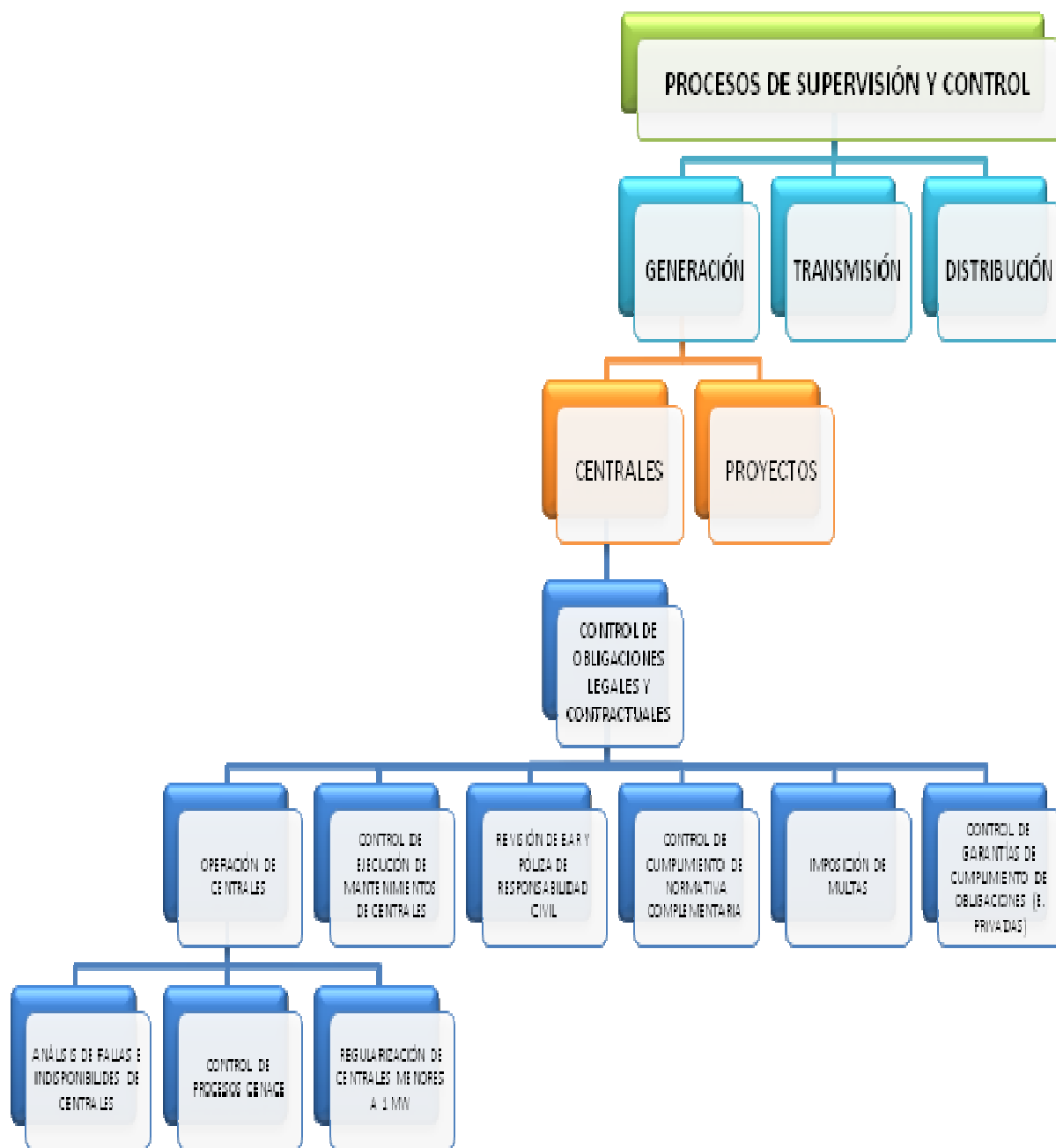


Figura 26 - Área de generación en operación
(Fuente: CONELEC – Dirección de Supervisión y Control)

A continuación se muestra un listado de las principales actividades que componen los procesos de supervisión y control de centrales de generación en operación:

- Cálculo de indicadores estadísticos sobre cumplimiento anual de mantenimientos, planificación operativa de las centrales de generación, situación operativa real y transacciones comerciales
- Evaluación de la situación operativa del sistema, sobre la base de reportes del CENACE
- Realización de inspecciones para verificar el cumplimiento de regulaciones con relación a las empresas generadoras en operación
- Revisión del avance de los procesos para la ejecución del plan anual de mantenimientos
- Seguimiento de obligaciones establecidas en los contratos de empresas generadoras en operación
- Validación de estudios eléctricos y energéticos
- Verificación del cumplimiento del plan anual de mantenimientos elaborado por el CENACE.

6.2.3 ÁREA DE TRANSMISIÓN

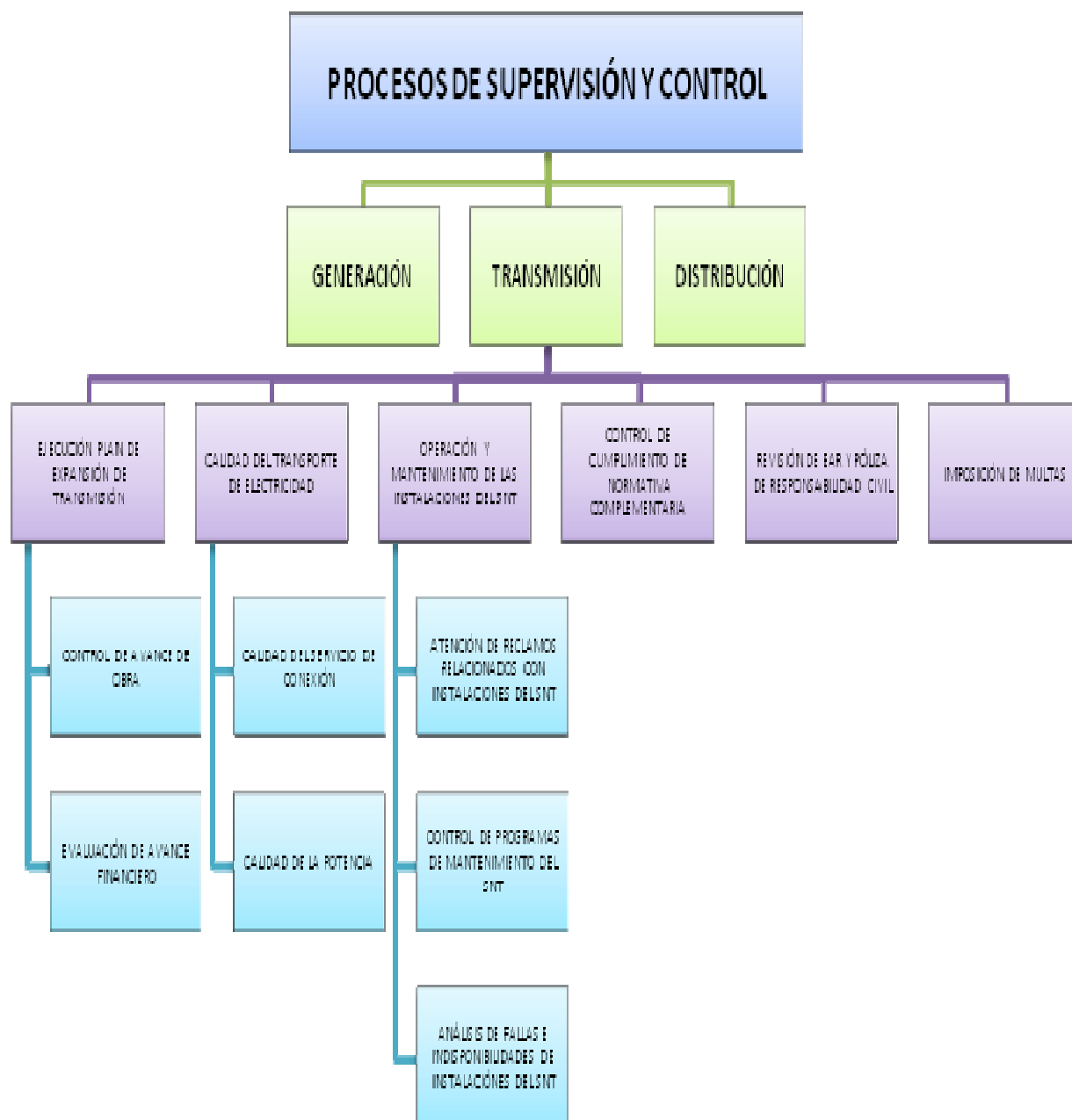


Figura 27 - Área de transmisión
(Fuente: CONELEC – Dirección de Supervisión y Control)

A continuación se muestra un listado de las principales actividades que componen los procesos de supervisión y control de sistemas de transmisión:

- Elaboración de informe consolidado sobre avance del Plan de Expansión de Transmisión - PET
- Elaboración de informes sobre el estado de situación de la calidad del servicio de transmisión y conexión al SNT, sobre indisponibilidades del SNT para el Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos – MICSE, sobre el avance de ejecución del Plan de Expansión de Transmisión, sobre el estado de situación de la calidad de la potencia, y sobre el uso de los valores de reposición reconocidos vía tarifa
- Elaboración de instructivo y procedimiento para la supervisión de los niveles de voltaje y factor de potencia a nivel del SNT
- Establecer el nivel financiero de avance en la ejecución de proyectos de inversión en transmisión
- Participación en la elaboración del Plan Maestro de Electrificación - PME
- Revisión de informes semestrales sobre indisponibilidades de instalaciones y equipos del SNT, de la información contenida en los formularios de supervisión de la calidad de la potencia, de la información contenida en los formularios de supervisión de la calidad del servicio de transmisión y conexión al SNT, de la información contenida en los formularios de supervisión de los niveles de voltaje y factor de potencia en el SNT, del cumplimiento de cronograma de mantenimientos del SNT y del avance de ejecución del PET
- Revisión y aceptación de modificaciones al PET, aprobación del cronograma de mediciones de calidad de potencia
- Supervisión de la verificación del estado de mantenimientos de líneas de transmisión del SNT y del estado de mantenimientos de transformadores de potencia
- Validar el nivel de avance operativo/financiero en la ejecución de proyectos/planes de inversión en transmisión
- Verificación del estado de mantenimientos de líneas de transmisión del SNT y del estado de mantenimientos de transformadores de potencia.

6.2.4 ÁREA DE DISTRIBUCIÓN

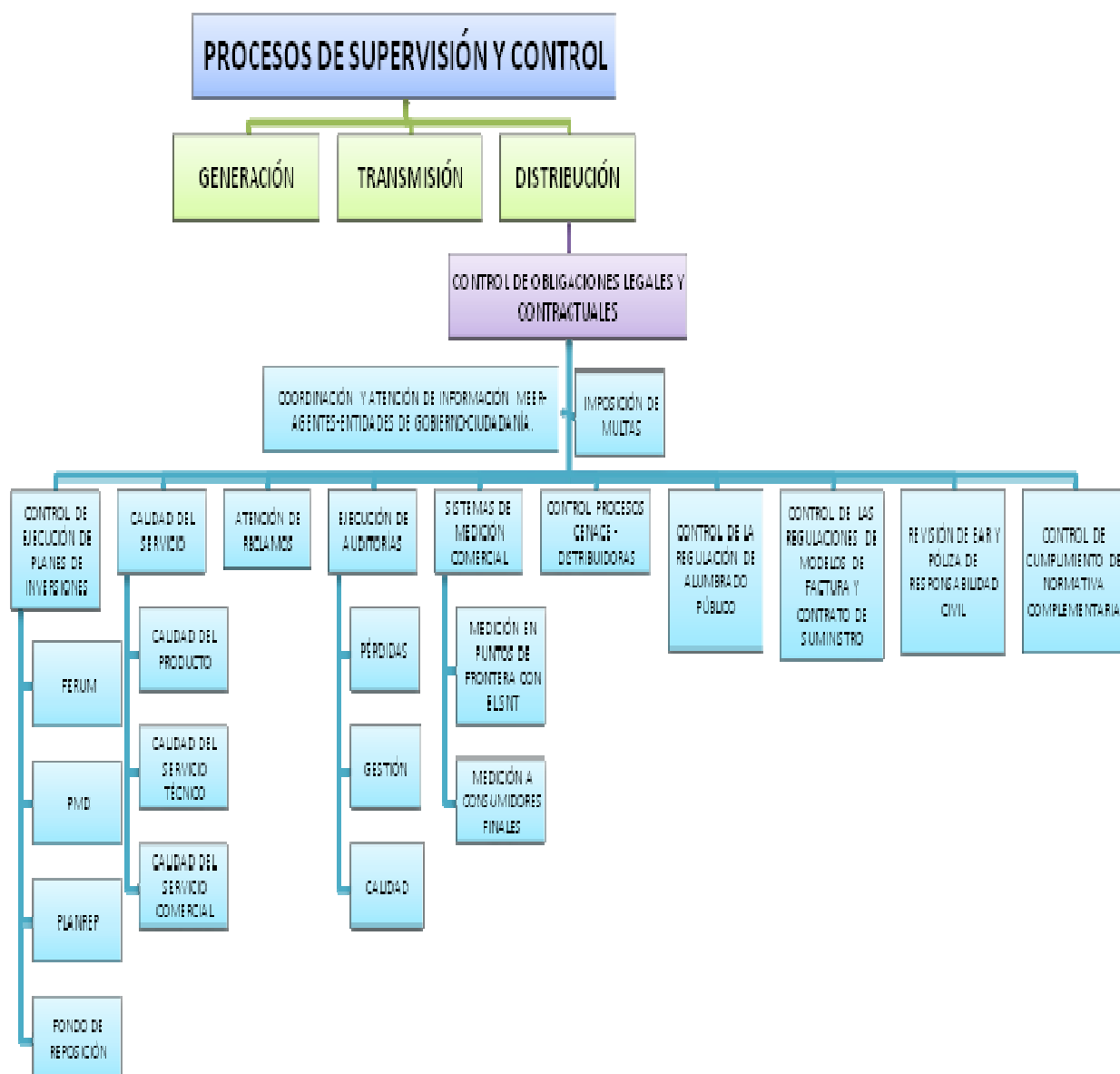


Figura 28 - Área de distribución
(Fuente: CONELEC – Dirección de Supervisión y Control)

A continuación se muestra un listado de las principales actividades que componen los procesos de supervisión y control de sistemas de distribución:

- Elaboración de los informes de Distribución

- Atención, análisis y conclusión sobre reclamos presentados por los usuarios del servicio público de distribución
- Coordinación de las actividades de la Dirección de Supervisión y Control relacionadas con el avance de las Auditorías de Pérdidas
- Coordinación de las actividades de la Dirección de Supervisión y Control relacionadas con el avance del FERUM 2011, PED 2010, PLANREP 2010 y 2011, PMD 2011, así como el diseño, elaboración, aplicación e implementación de formularios y reportes asociados
- Ejecución de visitas de inspección a las distribuidoras para evaluar el estado de cumplimiento de las disposiciones contenidas en la Regulación de Calidad del Servicio
- Elaboración de formatos SISDAT para la recopilación de información conforme la Regulación de Alumbrado Público General vigente
- Elaboración de los informes de Gestión de la Distribución
- Preparación de información para atender diferentes pedidos de instituciones
- Seguimiento de la entrega de los formularios de medidores conforme al compromiso SIGOB ante la Presidencia de la República
- Seguimiento de la entrega de los formularios de para el seguimiento de alumbrado público de distribución
- Seguimiento de las disposiciones y recomendaciones emitidas como resultado de las auditorías de gestión quinquenales
- Seguimiento de los compromisos y recomendaciones surgidas como resultado de las visitas de inspección para evaluar el estado de cumplimiento de la Reg. 004/01.

En la actualidad la Dirección de Supervisión y Control del CONELEC - DSC, ha desconcentrado sus labores en la ciudad de Babahoyo, desde la cual se ejecutan las actividades de seguimiento y control de la distribución de energía eléctrica, mientras que las actividades de control de la transmisión de energía eléctrica se encuentran ejecutadas desde la ciudad de Quito.

Asimismo las labores de seguimiento y control de los proyectos de generación que se encuentran en construcción han sido relocalizadas en la ciudad de Cuenca, ya que en el sur del país se encuentra el mayor potencial hidrológico para el desarrollo de generación eléctrica.

En el último año, es decir a partir del año 2011, la DSC ha logrado obtener mayor relevancia en las decisiones y desarrollo del sector eléctrico, recuperando la sustancial importancia que había perdido por la falta de decisión de anteriores administraciones del CONELEC.

Fundamentado en lo anterior, y con el apoyo de la actual administración del CONELEC, la DSC ha incorporado nuevos profesionales que colaboran en diferentes actividades, en especial para el seguimiento y control de la distribución, que es la etapa funcional del sector eléctrico ecuatoriano con mayores inconvenientes de orden técnico, administrativo y económico – financiero, en particular las distribuidoras de la región Costa. También se han incorporado profesionales en generación y para el análisis económico – financiero de las actividades del sector.

6.2.5 DISPONIBILIDAD DEL RECURSO HUMANO

El volumen de trabajo en la Dirección de Supervisión y Control ha incrementado considerablemente en los últimos años, pues han presentados varios cambios en la estructura del sector eléctrico, tal como la creación de empresas públicas, lo cual amerita el fortalecimiento de esta Dirección a través de la inclusión de nuevos profesionales, quienes a su vez requieren de un programa de capacitación adecuado, que recién ha sido implementado en el transcurso del primer trimestre del año 2012.

Es importante señalar que la Dirección de Supervisión y Control aún no cuenta con un manual de procesos y un plan estratégico, que le permita identificar todas las necesidades de recurso humano, considerando que algunas actividades podrían ser delegadas a terceros, a través de consultorías, auditorías,

contrataciones de servicios profesionales, convenios, etc. Sin embargo, con el personal que dispone actualmente la Dirección de Supervisión y Control, se ha desarrollado la ejecución de los procesos que se describen a continuación:

En la Dirección de Supervisión y Control se encuentran colaborando los siguientes profesionales:

Tabla 30 - Listado de profesionales de la Dirección de Supervisión y Control

No.	FUNCIONARIO	ÁREAS OPERATIVAS	
1	Erreyes Franklin	Director	
2	Arias Marcelo	Coordinador generación en operación	G E N E R A C I Ó N
3	Poma Lenin	Generación en Operación	
4	Huaca Esteban	Generación en Operación	
5	Caiza Ramiro	Generación en Operación	
6	Granda Ronal	Generación en Construcción	
7	Lasso Luis	Coordinador generación en construcción	
8	Martínez Alberto	Generación en Construcción	
9	Herrera Vicente	Generación en Construcción	
10	Romero Santiago	Generación en Construcción	
11	Armijos Gabriela	Generación	
12	Maldonado Diego	Coordinador Distribución	
13	Aguirre Carlos Eduardo	Distribución - Quito	
14	Quintanilla Rodrigo	Distribución - Quito	
15	Moreno Gabriela	Distribución - Quito	
16	Alarcón Walter	Distribución - Babahoyo	
17	Clavijo Carlos	Distribución - Babahoyo	
18	Cumba Melvin	Distribución - Babahoyo	
19	Peñaherrera Jorge	Distribución - Babahoyo	
20	Rosero Marlon	Distribución - Babahoyo	
21	Cumbe María	Distribución - Babahoyo	
22	Aguirre Carlos Julio	Distribución - Babahoyo	
23	Pacheco Marcos	Distribución - Babahoyo	
24	Muñoz Jonathan	Distribución - Babahoyo	
25	Salazar Mayra	Distribución - Babahoyo	
26	Bajaña Juan	Distribución - Babahoyo	
27	Molina Guillermo	Distribución - Babahoyo	
28	Carvajal Luis	Consultor - Distribución	
29	Santamaría Luis	Consultor - Distribución	
30	Castillo Julio	Consultor - Distribución	
31	Román Lenin	Consultor - Distribución	
32	Marcayata Wilson	Consultor - Distribución	
33	Carpio Fabián	Consultor - Distribución	
34	Sotomayor Noreya	Consultor - Distribución	
35	Salazar Oscar	Coordinador Transmisión	TRANSMISIÓN
36	López Santiago	Transmisión	ANÁLISIS FINANCIERO
37	Velástegui Giovanni	Coordinador Financiero	
38	Quintana Elena	Análisis Financiero	
39	Ríos Katy	Secretaría	

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: CONELEC

6.2.6 EQUIPAMIENTO DISPONIBLE

La Dirección de Supervisión y Control desarrolla sus actividades en las oficinas del séptimo piso del Edificio Cordiez, ubicado en la ciudad de Quito, en la Av.

Naciones Unidas E7-71 y Shyris, así como en la Agencia del CONELEC, ubicada en la ciudad de Babahoyo. En esta última se desarrollan exclusivamente actividades de supervisión y control dirigidas a las distribuidoras. Cada funcionario cuenta con su lugar de trabajo adecuado básicamente para cumplir con la ejecución de las actividades encomendadas, esto es: computador y accesorios complementarios, teléfono, suministros de oficina, etc.

En el Anexo I se muestra el detalle de los bienes cuya custodia está a cargo de la Dirección de Supervisión y Control, los cuales han sido distribuidos y designados a cada uno de los funcionarios que laboran en las instalaciones de la Dirección de Supervisión y Control, para la ejecución de las actividades encomendadas, principalmente equipos informáticos (computadores, pantallas, mouse, teléfonos, otros accesorios, etc.), proporcionados por la Unidad de Sistemas Informáticos – USI, mientras que en el caso del mobiliario, la Dirección Administrativa Financiera, se encarga de prever, adecuar, instalar y mantener los muebles necesarios para el óptimo desenvolvimiento de los funcionarios. Estos aspectos son aceptables en la actualidad, sin embargo, es necesario evaluar el estado y funcionamiento de estos bienes, para, si es el caso, reemplazarlos con otros que presente mayores beneficios.

Adicionalmente, a los bienes antes señalados, el CONELEC maneja en su inventario, otros equipos como cámaras, módems para conexión inalámbrica de internet, GPS, analizadores de calidad, entre otros, que frecuentemente son requeridos por los funcionarios de la Dirección de Supervisión y Control, para la realización de visitas de inspección.

Con respecto a la movilización, la Dirección de Supervisión y Control cuenta con el servicio exclusivo de ocho vehículos, cuatro de los cuales permanecen en la ciudad de Babahoyo, dos están ubicados en la ciudad de Cuenca, para el desarrollo de actividades de las agencias del CONELEC.

Considerando que la Dirección de Supervisión y Control es un área técnica multidisciplinaria, que aborda el análisis de aspectos eléctricos, civiles,

mecánicos, ambientales, sociales, legales, económicos, etc., se requiere que esta Dirección cuente con la tecnología necesaria para identificar, evaluar y proponer soluciones de ingeniería a los problemas presentados en el sistema eléctrico ecuatoriano, tal como: software especializado, equipos de medición de parámetros eléctricos, civiles y mecánicos, telefonía y dispositivos móviles, etc.

En cuanto a la seguridad y en virtud de que una de las actividades fundamentales de la Dirección de Supervisión y Control, es la realización de visitas de inspección a nivel nacional, es indispensable la contratación de un seguro en caso de accidentes para los funcionarios.

Por otro lado, aún no se ha concretado la dotación de equipos de seguridad personal para todos los funcionarios, encargados de llevar cabo la supervisión y control de actividades que involucran un cierto nivel de riesgo.

En cuanto al suministro de oficina se requiere la dotación de una máquina copiadora adicional, y la implementación de equipos para perforación y anillado de documentos.

Es crítico el manejo del archivo en bodega de la Dirección de Supervisión y Control, por el espacio destinado para este fin, por lo que se requiere, retomar el tema de depurar, respaldar y almacenar toda la documentación de esta Dirección, tanto en medio físico como magnético.

Con respecto a la dotación de uniformes se ha informado que el proceso se encuentra en marcha.

Del Anexo I se puede señalar que el personal de la DSC cuenta con los equipos y materiales de última tecnología necesarios para desarrollar sus actividades, en tal virtud no se requieren elementos adicionales para las labores de la citada Dirección.

6.2.7 COORDINACIÓN Y COMUNICACIÓN INTERNA

La Dirección de Supervisión y Control efectúa la coordinación de ejecución de actividades asociadas a sus procesos internos, vinculados con otras áreas del CONELEC, a través de los siguientes medios de comunicación:

- Memorandos Internos
- Reuniones de Trabajo
- Sistemas Informáticos:
 - ZIMBRA (correo electrónico institucional)
 - OLYMPO (trámites de viáticos, pasajes y comisiones)
 - ARANDA (Requerimientos de equipos y mantenimiento de sistemas informáticos)
 - QUIPUX (Elaboración, recepción y envío de documentos)
 - SISDAT (Información: Contratos, Pólizas y Garantías).
 - SISMO (Monitoreo mensual para el cumplimiento de la planificación institucional)
 - GPR (Gobierno Por Resultados)
 - SISREC (Sistema de Recomendaciones de la Contraloría General del Estado)
- Vía Telefónica.

Es importante señalar que la ejecución de procesos de supervisión y control que interactúan con procesos de otras áreas del CONELEC, se los realiza en función de los reglamentos e instructivos internos que se disponen en la Institución, considerando que el CONELEC aún no cuenta con un manual de procedimientos destinado para este fin.

6.2.8 CREDIBILIDAD Y CONFIANZA

La credibilidad y confianza cultivada por la Dirección de Supervisión y Control ante los agentes e instituciones del sector eléctrico, así como de la ciudadanía en general, se ve reflejada en su diario desempeño, medido a través de su participación proactiva con otras instituciones del Estado, como el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable y el CENACE, en la búsqueda de soluciones a los problemas existentes en el Sistema Nacional Interconectado - SNI, detectados por medio de los procesos de supervisión y control, cuyos resultados se detallan en nuestros informes de situación y gestión de las actividades desarrolladas en las etapas funcionales de Generación, Transmisión y Distribución, así como aquellos reportes estadísticos relacionados con la operación y mantenimiento del SNI.

Por otra parte, la Dirección de Supervisión y Control ha proporcionado el apoyo necesario para que los agentes del sector eléctrico puedan analizar, evaluar, corregir y mejorar sus procesos de planificación y ejecución, de tal forma que les permita alcanzar sus metas y objetivos esperados, procurando la optimización de los recursos disponibles. Dicha gestión se puede apreciar, por ejemplo, en las continuas convocatorias a reuniones de trabajo solicitadas al CONELEC por parte de los agentes, para exigir el cumplimiento de acuerdos y compromisos suscritos entre las partes involucradas.

Adicionalmente, con el fin de velar por el fiel cumplimiento de las disposiciones legales y contractuales por parte de los agentes del sector eléctrico, la Dirección de Supervisión y Control, entre otras acciones, ha dado atención a reclamos interpuestos por parte de la ciudadanía, analizando y controlando la ejecución de las mejores soluciones a los problemas suscitados, particular que se observa en las múltiples comunicaciones de varios sectores de la sociedad, recibidas en esta Dirección solicitando su intervención.

Por otra parte, las importantes decisiones adoptadas por el Gobierno Nacional, en materia de políticas energéticas, y en especial la de promover la ejecución de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica; y, en general mejorar el servicio de electricidad en todas sus etapas funcionales, conduce al necesario

fortalecimiento de la Dirección de Supervisión y Control, para monitorear y controlar el cumplimiento de los objetivos trazados.

6.2.9 PROCEDIMIENTOS DE LAS ACTIVIDADES DE SUPERVISIÓN Y CONTROL

Los procesos señalados en los numerales 4.2.1, 4.2.2, 4.2.3 y 4.2.4 de este capítulo, relacionados con la estructura funcional de la DSC constituyen los procesos básicos que se ejecutan en la Dirección de Supervisión y Control, los cuales son monitoreados en el SISMO y GPR, mientras que el grupo de procesos relacionados con el control del cumplimiento de la normativa complementaria, se refieren a aquellos grupos de actividades que se desarrollan con cierta periodicidad de acuerdo a lo dispuesto en la LRSE, sus reglamentos y regulaciones, así como en cumplimiento de las resoluciones del Directorio de la Institución.

A continuación en la Tabla 30 se presenta un listado del estado de los procedimientos de cada una de las áreas de control de la generación, transmisión y distribución, que se identifican en color verde aquellos procedimientos que ya se han elaborado y se están aplicando en la actualidad, mientras que en color amarillo aquellos que se están desarrollando y en color rojo los que faltan elaborarse.

Tabla 31 - Estado de los procedimientos en el área de control de la generación

Proceso	Descripción de la Actividad	Procedimiento	GPR
Auditoría de Mantenimientos	Seguimiento del plan anual de mantenimientos	Manual de funciones y responsabilidades aprobado y subido al GPR	Mensual
Islas Eléctricas	Procedimiento para la certificación de las unidades de generación que pueden trabajar en isla.	Manual de funciones en elaboración	En este año no es un objetivo GPR
Situación Operativa	Cálculo de las Reservas de Potencia y Energía	Manual de funciones y responsabilidades aprobado y subido al GPR	Mensual
Situación Operativa	Disponibilidad de las centrales de generación	Manual de funciones en elaboración	En este año no es un objetivo GPR
Situación Operativa	Informe con las novedades relevantes de las empresas	Manual de funciones en elaboración	Mensual
Obligaciones Contractuales	Seguimiento del cumplimiento de las disposiciones normativas y obligaciones contractuales	Manual de funciones en elaboración	En este año no es un objetivo GPR
Seguimiento de Proyectos	Avance físico y financiero de los proyectos	Manual de funciones para aprobación	Mensual
Pólizas de Responsabilidad Civil	Seguimiento de pólizas	No existe manual de procedimientos, solo un instructivo	Mensual
Análisis de Riesgos	Aprobación de estudios de análisis de riesgos	No existe manual de procedimientos, hay una regulación específica	Mensual
Obligaciones Contractuales	Seguimiento del cumplimiento de las disposiciones normativas y obligaciones contractuales	Manual de funciones en elaboración	En este año no es un objetivo GPR

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: CONELEC – Dirección de Supervisión y Control

De igual manera en la Tabla 31 se muestra el estado de situación de los procedimientos elaborados, en elaboración y sin elaborarse en el área de control de la transmisión:

Tabla 32 - Estado de los procedimientos en el área de control de la transmisión

Proceso	Descripción de la Actividad	Procedimiento
CONTROL DE LOS PLANES DE INVERSIÓN	Evaluar el estado de cumplimiento de la ejecución de los proyectos contemplados en el Plan de Expansión de Transmisión – PET.	PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN
CONTROL DE LA CALIDAD DE TRANSMISIÓN	Definir los lineamientos a ser tomados en cuenta por el transmisor, para la entrega de la información relacionada con la calidad de potencia, en cumplimiento de las disposiciones contenidas en la Regulación No. CONELEC - 003/08, "Calidad del transporte de electricidad y del servicio de transmisión y conexión en el Sistema Nacional Interconectado".	PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA DE TRANSMISIÓN
GESTIÓN DEL ÁREA DE CONTROL DE LA TRANSMISIÓN	El propósito es orientar y facilitar la elaboración de los instructivos y proceso complementarios que conforman el manual de procesos del área de transmisión.	PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN DE INSTRUCTIVOS
CONTROL DE LOS MANTENIMIENTOS DEL SNT	Evaluar el cumplimiento de los mantenimientos programados	PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA EJECUCIÓN DE PLANES DE MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES DEL SNT
CONTROL DE LA CALIDAD DE TRANSMISIÓN	Evaluar el servicio de conexión de los agentes al SNT	PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA CALIDAD DEL SERVICIO DE CONEXIÓN AL SNT.
CONTROL DE LA OPERACIÓN DEL SNT	Evaluar el nivel de cumplimiento de la normativa en la operación de las instalaciones del SNT	PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA OPERACIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL SNT
CONTROL DE LA ENTREGA DE INFORMACIÓN	Utilizar el SISDAT como fuente principal de información relacionada con las actividades desarrolladas en la etapa funcional de transmisión del sector eléctrico.	PROCEDIMIENTO PARA LA APLICACIÓN DEL SISDAT COMO MEDIO PARA ENTREGA Y ANÁLISIS DE INFORMACIÓN DEL SNT
CONTROL AMBIENTAL EN EL SNT	Evaluar el cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental presentado por el Transmisor para las diferentes instalaciones del SNT	PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA EJECUCIÓN DE PLANES DE MANEJO AMBIENTAL DE LAS INSTALACIONES DEL SNT
CONTROL DE RIESGOS EN EL SNT	Evaluar el cumplimiento del Plan de Mitigación de Riesgos presentado por el Transmisor para las diferentes instalaciones del SNT	PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN Y CONTROL DE LA EJECUCIÓN DE PLANES DE MITIGACIÓN DE RIESGOS DE LAS INSTALACIONES DEL SNT
CONTROL ECONOMICO FINANCIERO DEL SNT	Evaluar el buen uso de los recursos que sirven de financiamiento de los proyectos de expansión del SNT	PROCEDIMIENTO PARA LA SUPERVISIÓN Y CONTROL DE ASPECTOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS DEL SNT (No definido)

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: CONELEC – Dirección de Supervisión y Control

La situación en la existencia de procedimientos y su aplicación para las actividades de control de la distribución de energía eléctrica es más crítica que en generación y transmisión de la DSC, ya que en la actualidad no existen procedimientos ya elaborados, pero si en elaboración con un horizonte hasta finales del año 2012 que al menos 4 procedimientos de los 13 identificados lleguen a nivel de aprobación y aplicación inmediata, tal como se evidencia en la Tabla 32.

Tabla 33 - Estado de los procedimientos en el área de control de la distribución

Proceso	Descripción de la Actividad	Procedimiento
Planes de inversión	Seguimiento a los planes de inversión que se ejecutan en las distribuidoras	Procedimiento para el seguimiento de planes de inversión
Calidad de servicio	Supervisión y control de la calidad de servicio en las empresas de distribución	Procedimiento para determinar la calidad de servicio brindadas por las empresas distribuidoras
Atención de reclamos	Supervisión a la atención de reclamos en las diferentes distribuidoras del país	Procedimiento para la atención de reclamos
Alumbrado Público	Supervisión a la prestación del servicio público de Alumbrado Público	Procedimiento para determinar la calidad de la prestación del servicio de Alumbrado Público
Alumbrado Público	Seguimiento a los planes de inversión en Alumbrado público	Procedimiento para el seguimiento de planes de inversión en Alumbrado Público
Obligaciones Contractuales y normativas	Seguimiento del cumplimiento de las disposiciones normativas y obligaciones contractuales	Procedimiento para el seguimiento del cumplimiento normativo y contractual
Pólizas de Responsabilidad Civil	Seguimiento de pólizas	Procedimiento para el asegurar la vigencia de las pólizas de responsabilidad civil
BID FERUM 2012	Supervisión a la ejecución de los proyectos del programa BID FERUM 2012	Procedimiento para la ejecución de los proyectos del programa BID FERUM 2012
Planes de Manejo Ambiental	Seguimiento a los planes de manejo ambiental por parte de las Empresas Distribuidoras	Procedimiento para el seguimiento del cumplimiento de los planes de manejo ambiental en las empresas distribuidoras
Aplicación Tarifaria	Supervisión a la aplicación del pliego tarifario	Procedimiento para supervisar la aplicación del pliego tarifario
Requerimientos de diferentes agentes y usuarios del servicio de energía eléctrica	Atención de requerimientos de diferentes agentes y usuarios del servicio de energía eléctrica	Procedimiento para la atención de requerimientos de agentes y usuarios del servicio de energía eléctrica
Impactos de los planes de inversión	Evaluación de los impactos de planes de inversión	Procedimiento para evaluar los impactos de los diferentes planes de inversión
Liquidación de Planes de Inversión	Supervisión a la liquidación de los Planes de Inversión	Procedimiento para la supervisión de la liquidación de los planes de inversión
Medidores	Supervisión a la evolución en la instalación de medidores por parte de las empresas de distribución	Procedimiento de supervisión de instalación y reemplazo de medidores en las empresas distribuidoras

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: CONELEC – Dirección de Supervisión y Control

Como puede observarse existe una necesidad imperiosa de elaborar procedimientos para cada una de las actividades que se desarrollan en la DSC que estaría complementada con la identificación y documentación de los procesos de cada Dirección, que constituye un proyecto que se ejecutaría en el año 2013.

Adicionalmente, en los anexos J, K, L y M, se incluye el detalle de las actividades que debe desarrollar la Dirección de Supervisión y Control, relevadas hasta diciembre de 2011, de cuyo resumen de evaluación se muestra en la Tabla 33:

Tabla 34 - Estado de los procedimientos en el área de control de la distribución

		NÚMERO DE ACTIVIDADES			
		Se realizan actualmente (SI)	Se las realiza en forma parcial (PARCIAL)	No se realizan actualmente (NO)	TOTAL POR ÁREA
ÁREA	Distribución	29	22	2	53
	General	26	6		32
	Transmisión	4	19	1	24
	Generación en Construcción	11	4	1	16
	Generación en Operación	4	7	4	15
	Generación en Construcción	1	2	2	5
	Grandes Consumidores	1			1
	TOTAL POR EJECUCIÓN ACTUAL	60	10	76	146

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: CONELEC – Dirección de Supervisión y Control

En la Tabla anterior se observa que en general existen 60 actividades que actualmente se cumplen como parte del control de los participantes del sector eléctrico en la DSC; 10 actividades se cumplen parcialmente, es decir que solamente se controla a ciertos participantes mientras que a otros no; y 76 actividades que no se ejecutan principalmente por estar desactualizada la normativa en algunos casos, y en otros por no disponer del recurso humano suficiente para su aplicación.

Asimismo, como resultado de los análisis de las actividades que cumple la DSC, en la Tabla 34 se muestra la frecuencia con la cual se ejecutan las mismas:

Tabla 35 - Frecuencia de las actividades de la DSC

	Anual	Semestral	Cuatrimestral	Trimestral	Bimestral	Mensual	Quincenal	Semanal	Diaria	Una sola vez
Distribución	15	3		3	6	17		5	1	3
Generación en Construcción	5	3		1		6				1
Generación en Construcción	1					1		2		1
Generación en Operación		5		7	1	1			1	
General	3	2		5	2	6	1	2	6	5
Grandes Consumidores		1								
Transmisión	5	6	2	4		6				1
TOTALES	29	20	2	20	9	37	1	9	8	11

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: CONELEC – Dirección de Supervisión y Control

6.2.10 PRESUPUESTO DE LA DIRECCIÓN DE SUPERVISIÓN Y CONTROL

Tomando como referencia los presupuestos de los años 2009, 2010 y 2011, cargados al Sistema de Monitoreo – SISMO, la DSC ha ejecutado un presupuesto relativamente bajo del 54%, 43% y 73%, respectivamente, debido a deficiencias en su administración, tal como se muestra en la Tabla 35:

Tabla 36 – Ejecución presupuestaria de la DSC

PRESUPUESTO DE LA DSC				
Año	Presupuesto Inicial (A)	Presupuesto Codificado (B)	Ejecución (C)	Porcentaje de ejecución (C/B)
2009	213,200.90	\$ 435.049,23	\$ 236.009,89	54%
2010	1,084,270.64	\$ 589.871,40	\$ 255.965,76	43%
2011	923,876.44	\$ 772.402,33	\$ 560.302,92	73%
2012	ND	ND	ND	
Nota: ND: No disponible, ya que a partir del año 2012 no se registra la ejecución presupuestaria por direcciones				

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: CONELEC

Ante la baja ejecución presupuestaria, los directivos del CONELEC emprendieron en el año 2012 la elaboración de la Planificación Estratégica orientada entre otros temas al buen uso de los recursos económicos, lo cual se evidencia institucionalmente en el año 2012, cuya ejecución presupuestaria alcanzó un 92%.

Tabla 37 – Ejecución presupuestaria del CONELEC

PRESUPUESTO DEL CONELEC				
Año	Presupuesto Inicial (A)	Presupuesto Codificado (B)	Ejecución (C)	Porcentaje de ejecución (C/B)
2009	\$ 7.756.597,62	\$ 11.223.209,57	\$ 6.461.499,43	58%
2010	\$ 10.456.118,71	\$ 12.386.916,42	\$ 8.395.385,78	68%
2011	\$ 11.795.561,05	\$ 12.415.535,41	\$ 11.058.994,76	89%
2012	\$ 7.820.088,03	\$ 12.748.771,66	\$ 11.746.145,41	92%

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: CONELEC

CAPITULO 7

DISEÑO DE LA PROPUESTA ESTRATÉGICA PARA LA INNOVACIÓN DE LA DIRECCIÓN DE SUPERVISIÓN Y CONTROL DEL CONELEC, SUSTENTADO EN EL CUADRO DE MANDO INTEGRAL (CMI) PARA EL PERIODO 2013 - 2016

El CONELEC, en el mes de septiembre de 2012 emitió el Plan Estratégico Institucional para el periodo 2013 – 2016²⁵, el mismo que tiene una orientación ligada a la Constitución de República, Plan Nacional del Buen Vivir 2009 – 2013 y la Agenda Estratégica Sectorial.

Es la primera vez que como tal, la Dirección de Supervisión y Control propone la elaboración de un Plan Estratégico, el mismo que obviamente debe estar alineado con el Plan Estratégico Institucional. En base a lo anterior, para el desarrollo del Plan Estratégico de la Dirección de Supervisión y Control se ha considerado el Plan Estratégico Institucional, y a partir de ello se han alineado todas las actividades de la señalada Dirección con las definidas para el CONELEC, guardando siempre la corresponsabilidad y la competencia en cada una de ellas.

En el desarrollo de la elaboración del Plan Estratégico de la Dirección de Supervisión y Control se utilizó la fundamentación metodológica establecida en el capítulo 2 del presente documento.

El Plan Estratégico de la DSC se estableció previo al análisis del estado del sector eléctrico, las competencias del CONELEC así como de la Dirección de Supervisión y Control, lo cual se complementó con la revisión y estudio de la siguiente documentación:

²⁵ CONELEC; (2012); Plan Estratégico Institucional 2013 – 2016, septiembre de 2012

- Plan Nacional del Buen Vivir 2009-2013
- Ley del Sector Eléctrico
- Agenda sectorial del MEER, Octubre 2011
- Constitución de la República del Ecuador
- Mandato Constituyente No. 15
- Plan Maestro de Electrificación año 2012-2021
- Plan Estratégico del CONELEC 2013 - 2016
- Plan Operativo del CONELEC 2013 - 2016
- Manual “Indicadores de desempeño gubernamental”, SNAP
- Guía metodológica de la SENPLADES
- Guía metodológica GPR

7.1 DIRECCIONAMIENTO ESTRATÉGICO

7.1.1 MISIÓN DE LA DSC

La misión es el enunciado que describe el propósito fundamental y la razón de existir de una dependencia, entidad u organización. Define el beneficio que pretende dar y las fronteras de responsabilidad así como su campo de especialización.

Para el caso de la Dirección de Supervisión y Control del CONELEC, al no existir por el momento una misión oficial, en este trabajo se propone lo siguiente:

“Ejercer la supervisión y control eficiente y oportuna, para el cumplimiento de la normativa vigente, de los participantes del sector eléctrico”

7.1.2 VISIÓN DE LA DSC

La visión conlleva la necesidad de ver más allá del tiempo y el espacio para construir en la mente una situación deseable que permita tener una claridad sobre lo que se quiere hacer y a donde una organización quiere llegar.

Para el caso de la Dirección de Supervisión y Control igualmente no existe una visión oficial, razón por la cual se propone lo siguiente:

“Seremos la mejor opción de supervisión y control del sector eléctrico en el 2016”

7.1.3 PRINCIPIOS Y VALORES DE LA DSC

A los principios y valores se los define como creencias estables, sobre lo que es apropiado y lo que no lo es, formando cultura organizacional que guían las acciones de sus directivos y empleados para cumplir la Misión, Visión y Objetivos que persigue la Dirección de Supervisión y Control.

Los principios de la Dirección de Supervisión y Control si bien no han sido oficializados, los que a continuación se describen constituyen una propuesta, fundamentada en las características que distingue al personal que labora en esta Dirección:

- Responsabilidad y calidad en el trabajo
- Credibilidad y confianza

Con igual premisa que lo anterior, los valores de la Dirección de Supervisión y Control son:

- **Compromiso con el sector:** Poner los intereses del sector en primer lugar.
- **Calidad:** Buscar continuamente la Calidad en todo lo que hacemos.

- **Integridad:** Mantener una conducta que refleje los más altos niveles de integridad.
- **Respeto:** Tratar con respeto y dignidad.
- **Buenos ciudadanos:** Ser buenos ciudadanos con las comunidades a las que servimos.
- **Responsabilidad:** Ser personalmente responsables por cumplir con nuestros compromisos.

Tabla 38 - Principios y Valores de la DSC

PRINCIPIOS Y VALORES
PRINCIPIOS
Responsabilidad y calidad en el trabajo Credibilidad y confianza
VALORES
Compromiso con el sector
Calidad
Integridad
Respeto
Buenos Ciudadanos
Responsabilidad

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: Plan Estratégico y Operativo de la DSC del CONELEC

7.1.4 OBJETIVOS DE LA DSC

Tabla 39 - Objetivos Estratégicos de la DSC

OBJETIVOS - DSC
Perspectiva Ciudadanía
Incrementar la satisfacción en la atención de reclamos y quejas, MEDIANTE la definición e implementación de una metodología de tipificación y atención de reclamos de usuarios; la implementación en las empresas de distribución del área independiente de atención reclamos; y el desarrollo e implementación de un Call Center en el CONELEC
Incrementar los mecanismos de difusión de la atención de reclamos MEDIANTE la definición de un programa permanente de comunicación a la ciudadanía y público en general
Incrementar los mecanismos para mejorar el nivel de aplicación de la normativa MEDIANTE la definición de un programa permanente de auditoría y asesoría a las empresas del sector eléctrico
Incrementar el grado de cobertura de la normativa interna para la supervisión y control MEDIANTE la generación de instructivos y procedimientos.
Incrementar los criterios de evaluación de la gestión integral de los agentes del sector eléctrico MEDIANTE el desarrollo de una metodología para el establecimiento de un ranking de competitividad de las empresas
Perspectiva de Procesos
Incrementar el nivel de supervisión en la estandarización de los procesos MEDIANTE el seguimiento y control en la elaboración e implementación de la metodología de gestión de procesos
Incrementar el control en la vigencia de las garantías que mantienen los agentes del sector eléctrico con el CONELEC MEDIANTE la vigilancia oportuna de sus montos y coberturas
Perspectiva de Aprendizaje y Crecimiento
Incrementar el nivel de capacitación del personal de la DSC MEDIANTE el seguimiento y control de la ejecución del plan de capacitación
Perspectiva Financiera
Incrementar la eficiencia de la gestión presupuestaria de la DSC MEDIANTE el control de la planificación presupuestaria

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: Plan Estratégico y Operativo de la DSC del CONELEC

7.2 ANÁLISIS AMBIENTAL

En esta etapa se analizó las expectativas de los actores que intervienen en el sector eléctrico y que, por lo tanto, mantienen alguna relación con el CONELEC y con la DSC. Se estableció un listado de organismos públicos, entidades y grupos de personas, considerados como actores del sector. Entre los actores identificados están:

- Entidades gubernamentales
- Representantes de la comunidad o ciudadanía
- Grandes consumidores de energía eléctrica
- Generadores y auto-generadores de energía eléctrica
- Transmisor de energía eléctrica
- Distribuidores y comercializadores de energía eléctrica
- Funcionarios del CONELEC

Como se estableció en el capítulo 2, parte del análisis del entorno es la definición de fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas, por lo tanto a continuación se presenta el análisis FODA:

7.2.1 ANÁLISIS FODA

Los antecedentes que rodean a este análisis se caracterizan principalmente por el requerimiento de que la Dirección de Supervisión y Control del CONELEC - DSC, al igual que cada unidad de este Consejo, deberá implementar el sistema de Gobierno por Resultados – GPR, que por disposición del señor Presidente de la República pretende monitorear el logro de los objetivos particulares, institucionales, sectoriales y de gobierno, para lo cual se requiere establecer una estructura por procesos, con la definición de los diferentes vínculos entre proveedores y clientes, sean estos internos o externos, en base de los lineamientos metodológicos de este sistema de monitoreo y control.

Lo indicado en el párrafo precedente, debe interpretarse como la decisión estratégica de utilizar la Gestión Operativa y de Calidad como fuente generadora de valor de esta organización, siempre desde la perspectiva de aquellas externalidades económicas que vinculan las operaciones del CONELEC con el desempeño de los diferentes participantes del sector eléctrico ecuatoriano.

Este análisis busca alinear la estrategia de la Dirección de Supervisión y Control, con aquella definida para el CONELEC, contrastando la situación actual de la DSC con los requerimientos presentes y futuros que implicarán implementar una

estructura de gestión operativa y calidad con capacidades de control, como los definidos por el GPR, en particular enfocados en la generación recurrente de mejoras.

En este sentido, es necesario analizar la situación actual de esta Dirección, para lo cual se utilizó la metodología de análisis FODA (Fortalezas – Oportunidades – Debilidades/Limitaciones – Amenazas), en perspectiva al objetivo estratégico de utilizar la Gestión Operativa y de Calidad como herramienta de apalancamiento y utilizar dicho análisis, para determinar aspectos comunes y/o primordiales, que permitirán establecer un plan de acción inicial, alineado con la estrategia genérica del CONELEC de utilizar la gestión operativa como fuente generadora de valor.

7.2.1.1 Fortalezas

- La Dirección de Supervisión y Control del CONELEC cuenta con información y conocimiento integral de la realidad detallada del sector eléctrico.
- La DSC cuenta con un Plan Maestro de Electrificación que establece claras directrices para el sector en el largo plazo.
- La DSC es una Unidad que dentro del sector eléctrico está bien posicionada y cuenta además, con un reconocimiento generalizado.
- La Dirección de Supervisión y Control dispone de adecuada infraestructura física y tecnológica (Ej. Quipux, página web institucional, etc.).
- La DSC cuenta con recursos económicos suficientes para el desarrollo de su gestión.
- La desconcentración de las actividades de la DSC ha permitido brindar un mejor y más cercano servicio a las ciudades en las que ahora sirve.
- La DSC cuenta con personal con un alto nivel de formación técnica.
- El nivel de remuneraciones de los funcionarios y servidores de la DSC es en general bueno, respecto a otras instituciones del sector público.
- Existen beneficios de tipo social para el personal, que sirven como incentivo y motivación.

- Dentro de la Institución, existe la conciencia generalizada de que la situación y gestión actual puede ser mejorada.
- La implementación formal de reuniones de coordinación y su desarrollo periódico, promueven una mejor comunicación y coordinación entre las diferentes unidades de la DSC.
- La DSC es considerada como entidad de apoyo técnico para entidades de otros sectores.

Tabla 40 - Fortalezas de la DSC

AMBIENTE INTERNO	F	D
Se cuenta con información y conocimiento integral de la realidad detallada del sector eléctrico.	X	
Se cuenta con un Plan Maestro de Electrificación que establece claras directrices para el sector en el largo plazo.	X	
La DSC es una Unidad que dentro del sector eléctrico está bien posicionada y cuenta además, con un reconocimiento generalizado.	X	
Dispone de adecuada infraestructura física y tecnológica (Ej. Quipux, Página Web, etc.).	X	
Se cuenta con recursos económicos suficientes para el desarrollo de su gestión.	X	
La desconcentración de las actividades de la DSC ha permitido brindar un mejor y más cercano servicio a las ciudades en las que ahora sirve.	X	
La Dirección cuenta con personal con un alto nivel de formación técnica.	X	
El nivel de remuneraciones de los funcionarios y servidores de la DSC es en general bueno, respecto a otras instituciones del sector público.	X	
Existen beneficios de tipo social para el personal, que sirven como incentivo y motivación.	X	
Dentro de la Institución, existe la conciencia generalizada de que la situación y gestión actual puede ser mejorada.	X	
La implementación formal de reuniones de coordinación y su desarrollo periódico, promueven una mejor comunicación y coordinación entre las diferentes unidades de la DSC.	X	
La DSC es considerada como entidad de apoyo técnico para entidades de otros sectores.	X	

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: Plan Estratégico y Operativo de la DSC del CONELEC

7.2.1.2 Oportunidades

- El sector eléctrico está catalogado como estratégico y cuenta con el apoyo del Gobierno.
- Existe un incremento de proyectos de inversión en el sector eléctrico, lo cual genera un crecimiento del mismo.
- El desarrollo de la planificación institucional del gobierno central y a nivel del sector eléctrico, establecen directrices claras y promueven la planificación interna.

- El cambio de la matriz energética, por todos los beneficios que generará en el futuro cercano.
- En el sector se requiere de una entidad que ejerza liderazgo, control y asesoramiento visible y que además, sea un referente de buenas prácticas.
- En el sector eléctrico existe la necesidad de que se establezcan estándares mediante regulaciones y de que se cumplan.
- La existencia de nuevas tecnologías para generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, viabilizan la eficiencia del sector.
- Existe un cambio de paradigma en lo relacionado con la eficiencia energética.
- El personal de la DSC que va a trabajar, temporalmente, en instituciones importantes dentro del sector eléctrico (MEER, CENACE, Ecuador Estratégico, Distribuidoras, etc.) sirve como nexo que le permite a la Institución mantener relaciones positivas y la posibilidad de acceso directo al poder central.
- En el sector existe la necesidad de un centro de capacitación en temas eléctricos.

Tabla 41 - Oportunidades de la DSC

A	O	AMBIENTE EXTERNO
X		Se perciben deficiencias en los procesos administrativos y financieros.
X		Falta mejorar la gestión del Sistema de Talento Humano.
X		No se han concluido los procesos de concursos para llenar las vacantes existentes.
X		Existen deficiencias en los procesos de Tecnología de Información.
X		Un cambio de orientación política en el apoyo al sector eléctrico, pondría en riesgo la estabilidad actual del sector.
X		La sustentabilidad del sector eléctrico está soportada fundamentalmente por el aporte gubernamental.
X		Los movimientos ecologistas podrían limitar el desarrollo del sector eléctrico.
X		No existe un plan de contingencias para el manejo de los riesgos (eléctricos, naturales, económicos y sociales) del sector eléctrico.
X		Potencial captura del talento humano del CONELEC por parte de las instituciones reguladas.
X		La homologación de sueldos normados por el Ministerio de Relaciones Laborales podría desmotivar al personal.
X		Falta de flujo de información entre Direcciones del CONELEC
X		En el sector existe la necesidad de un centro de capacitación en temas eléctricos.

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: Plan Estratégico y Operativo de la DSC del CONELEC

7.2.1.3 Debilidades

- No se cuenta con un sistema de gestión de los procesos de la Institución.
- La cultura organizacional todavía presenta ciertos antivalores.
- Falta fortalecer el liderazgo a nivel de mandos medios y en algunas Áreas.
- Falta de capacitación de administrativa financiera.
- Existe personal con deficiencias en la calidad de atención y servicio al cliente interno y externo.
- Falta fortalecer la capacidad de ejecución del presupuesto de la DSC.
- La distribución del espacio físico puede ser mejorada, con el fin de que brinde mayor comodidad y mejor aprovechamiento.
- No existe una adecuada difusión de la normativa codificada del sector eléctrico.

Tabla 42 - Debilidades de la DSC

AMBIENTE INTERNO	F	D
No se cuenta con un sistema de gestión de los procesos de la Institución.		X
La cultura organizacional todavía presenta ciertos antivalores.		X
Falta fortalecer el liderazgo a nivel de mandos medios y en algunas Áreas.		X
Falta de capacitación de administrativa financiera		X
Existe personal con deficiencias en la calidad de atención y servicio al cliente interno y externo.		X
Falta fortalecer la capacidad de ejecución del presupuesto de la DSC.		X
La distribución del espacio físico puede ser mejorada, con el fin de que brinde mayor comodidad y mejor aprovechamiento.		X
No existe una adecuada difusión de la normativa codificada del sector eléctrico.		X

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: Plan Estratégico y Operativo de la DSC del CONELEC

7.2.1.4 Amenazas

- Se perciben deficiencias en los procesos administrativos y financieros.
- Falta mejorar la gestión del Sistema de Talento Humano.
- No se han concluido los procesos de concursos para llenar las vacantes existentes.
- Existen deficiencias en los procesos de Tecnología de Información.
- Un cambio de orientación política en el apoyo al sector eléctrico, pondría en riesgo la estabilidad actual del sector.
- La sustentabilidad del sector eléctrico está soportada fundamentalmente por el aporte gubernamental.
- Los movimientos ecologistas podrían limitar el desarrollo del sector eléctrico.
- No existe un plan de contingencias para el manejo de los riesgos (eléctricos, naturales, económicos y sociales) del sector eléctrico.
- Potencial captura del talento humano del CONELEC por parte de las instituciones reguladas.
- La homologación de sueldos normados por el Ministerio de Relaciones Laborales podría desmotivar al personal.
- Falta de flujo de información entre Direcciones del CONELEC

Tabla 43 - Amenazas de la DSC

A	O	AMBIENTE EXTERNO
	X	El sector eléctrico está catalogado como estratégico y cuenta con el apoyo del Gobierno.
	X	Existe un incremento de proyectos de inversión en el sector eléctrico, lo cual genera un crecimiento del mismo.
	X	El desarrollo de la planificación institucional del gobierno central y a nivel del sector eléctrico, establecen directrices claras y promueven la planificación interna.
	X	El cambio de la matriz energética, por todos los beneficios que generará en el futuro cercano.
	X	En el sector se requiere de una entidad que ejerza liderazgo, control y asesoramiento visible y que además, sea un referente de buenas prácticas.
	X	En el sector eléctrico existe la necesidad de que se establezcan estándares mediante regulaciones y de que se cumplan.
	X	La existencia de nuevas tecnologías para generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, viabilizan la eficiencia del sector.
	X	Existe un cambio de paradigma en lo relacionado con la eficiencia energética.
	X	El personal de la DSC que va a trabajar, temporalmente, en instituciones importantes dentro del sector eléctrico (MEER, CENACE, Ecuador Estratégico, Distribuidoras, etc.) sirve como un nexo que le permite a la Institución mantener relaciones positivas y la posibilidad de acceso directo al poder central.
	X	En el sector existe la necesidad de un centro de capacitación en temas eléctricos.

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: Plan Estratégico y Operativo de la DSC del CONELEC

7.2.2 PRIORIZACIÓN FODA

En virtud de que se ha identificado 12 Fortalezas, 8 Debilidades, 11 Amenazas y 10 Oportunidades, es necesario previo al análisis estratégico priorizar las Fortalezas, Debilidades Oportunidades y Amenazas, con la finalidad de focalizar los esfuerzos para obtener los resultados más deseados con temas de mayor impacto, para ello se utiliza la Matriz de Holmes, que es una herramienta que permite priorizar parámetros que tienen características similares y comparar entre sí los parámetros y clasificarlos en orden de importancia.

La matriz de priorización es un cuadro que ayuda a comparar o relacionar un grupo de enunciados entre sí, con el fin de ponderarlos de acuerdo a su importancia. Para explicar de mejor manera esta herramienta, se plantea un ejemplo a continuación el que contempla los siguientes pasos:

- a) Colocamos cada uno de los enunciados en la primera columna de la matriz, uno a continuación de otro.
- b) Colocamos cada uno de los enunciados en la primera fila de la matriz, uno a continuación de otro.

- c) La línea diagonal (color celeste ejemplo) que forman las intersecciones de los enunciados debe ser llenada con el número 0,5.
- d) Se relaciona el primer ítem de la columna con el segundo ítem de la fila, si el ítem de la columna es más importante o preponderante que el ítem de la fila, entonces se coloca un “1” en el ítem de la columna y un “0” en el ítem de la fila. Si tienen igual importancia, se coloca el valor de “0,5” a cada factor. Pero si el ítem de la fila tienen mayor importancia que la columna entonces se coloca un “1” en la fila y un “0” en la columna.²⁶

Luego se realiza la sumatoria en filas y columnas, y se establece la proporcionalidad en base a los valores totales. La prioridad está marcada por los valores más altos de la proporcionalidad obtenida en porcentaje.

De las diferentes reuniones de trabajo efectuadas, se identificaron 12 Fortalezas, las mismas luego de aplicar la metodología de priorización explicada en este numeral, se obtuvieron cinco Fortalezas prioritarias, las que se han marcado en color rojo y están mostradas en la Tabla 43, desde el nivel 1 que corresponde a la Fortaleza más importante hasta el nivel 4 que establece aquella de menor prioridad.

Las Fortalezas priorizadas en orden ascendente son:

1. La implementación formal de reuniones de coordinación y su desarrollo periódico, promueven una mejor comunicación y coordinación entre las diferentes unidades de la DSC.
2. La desconcentración de las actividades de la DSC ha permitido brindar un mejor y más cercano servicio a las ciudades en las que ahora sirve.
3. La Dirección cuenta con personal con un alto nivel de formación técnica.
4. La DSC es considerada como unidad de apoyo técnico para entidades de otros sectores.

Tabla 44 - Priorización de Fortalezas de la DSC

²⁶ <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2084/1/CD-0601.pdf>; pág 42

PRIORIZACION DE FORTALEZAS																
No	CONCEPTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	SUM	PMR	ORDEN
F1	Se cuenta con información y conocimiento integral de la realidad detallada del sector eléctrico.	0,5	0	0	1	0	0	0	0	1	0,5	0	0,5	11,5	5,75%	10
F2	Se cuenta con un Plan Maestro de Electrificación que establece claras directrices para el sector en el largo plazo.	1	0,5	1	0,5	0,5	0	0,5	0,5	1	0,5	0,5	0	14,5	7,25%	6
F3	La DSC es una Unidad que dentro del sector eléctrico está bien posicionada y cuenta además, con un reconocimiento generalizado.	1	0	0,5	1	0,5	0,5	0	0,5	0,5	0,5	0	0,5	13,5	6,75%	8
F4	Dispone de adecuada infraestructura física y tecnológica (Ej. Quipux, Página Web, etc.).	0	0,5	0	0,5	0,5	0	0	0	1	0	0	0	10,5	5,25%	11
F5	Se cuenta con recursos económicos suficientes para el desarrollo de su gestión.	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0	0	0,5	0,5	0,5	0	0	12,5	6,25%	9
F6	La desconcentración de las actividades de la DSC ha permitido brindar un mejor y más cercano servicio a las ciudades en las que ahora sirve.	1	1	0,5	1	1	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	1	17,5	8,75%	2
F7	La Dirección cuenta con personal con un alto nivel de formación técnica.	1	0,5	1	1	1	0,5	0,5	0,5	1	0	0	0,5	15,5	7,75%	3
F8	El nivel de remuneraciones de los funcionarios y servidores de la DSC es en general bueno, respecto a otras instituciones del sector público.	1	0,5	0,5	1	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	0	0	15	7,50%	4
F9	Existen beneficios de tipo social para el personal, que sirven como incentivo y motivación.	0	0	0,5	0	0,5	0,5	0	0	0,5	0	0	0	10	5,00%	12
F10	Dentro de la Institución, existe la conciencia generalizada de que la situación y gestión actual puede ser mejorada.	0,5	0,5	0,5	1	0,5	0	1	0	1	0,5	0	1	14,5	7,25%	6
F11	La implementación formal de reuniones de coordinación y su desarrollo periódico, promueven una mejor comunicación y coordinación entre las diferentes unidades de la DSC.	1	0,5	1	1	1	0	1	1	1	1	0,5	1	18	9,00%	1
F12	La DSC es considerada como unidad de apoyo técnico para entidades de otros sectores.	0,5	1	0,5	1	1	0	0,5	1	1	0	0	0,5	15	7,50%	4
TOTAL														200	100%	

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: Plan Estratégico y Operativo de la DSC del CONELEC

De igual forma se efectuó la priorización de las Debilidades, cuyo resultado se obtuvo luego de la aplicación de la metodología de la Matriz de Holmes, estableciendo cuatro de las ocho Debilidades identificadas como las de mayor importancia, las mismas que se muestran en la Tabla 44, y que se encuentran resaltadas en color rojo. Cabe indicar que aquella señalada en su orden como 1 es la considerada más importante, mientras que aquella valorada como 4 es la de menor importancia.

Las Debilidades priorizadas en orden ascendente son las siguientes:

1. Existe personal con deficiencias en la calidad de atención y servicio al cliente interno y externo.
2. Falta fortalecer el liderazgo a nivel de mandos medios y en algunas Áreas.
3. No existe una adecuada difusión de la normativa codificada del sector eléctrico.
4. No se cuenta con un sistema de gestión de los procesos de la Institución.

Tabla 45 - Priorización de Debilidades de la DSC

PRIORIZACION DE DEBILIDADES												
No	CONCEPTO	1	2	3	4	5	6	7	8	SUM	PMR	ORDEN
D1	No se cuenta con un sistema de gestión de los procesos de la Institución.	0,5	1	0	1	0	1	1	0	16,5	8,25%	4
D2	La cultura organizacional todavía presenta ciertos antivalores.	0	0,5	0	0,5	0	1	1	0	15	7,50%	6
D3	Falta fortalecer el liderazgo a nivel de mandos medios y en algunas Áreas.	1	1	0,5	0,5	0	1	1	1	18	9,00%	2
D4	Falta de capacitación de administrativa financiera	0	0,5	0,5	0,5	0	0	1	1	15,5	7,75%	5
D5	Existe personal con deficiencias en la calidad de atención y servicio al cliente interno y externo.	1	1	1	1	0,5	1	1	0,5	19	9,50%	1
D6	Falta fortalecer la capacidad de ejecución del presupuesto de la DSC.	0	0	0	1	0	0,5	1	0	14,5	7,25%	7
D7	La distribución del espacio físico puede ser mejorada, con el fin de que brinde mayor comodidad y mejor aprovechamiento.	0	0	0	0	0	0	0,5	0	12,5	6,25%	8
D8	No existe una adecuada difusión de la normativa codificada del sector eléctrico.	1	1	0	0	0,5	1	1	0,5	17	8,50%	3
TOTAL										200	100%	

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: Plan Estratégico y Operativo de la DSC del CONELEC

En relación a las 11 Amenazas identificadas, también se las priorizó y su resultado es de 4 Amenazas identificadas de mayor importancia o prioridad, las mismas que se muestran en la Tabla 45, y se encuentran resaltadas en rojo, cuyo nivel de prioridad está dado por la escala de 1 a 4, que refleja la más importante en el nivel y la menos importante en el nivel 4.

Las Amenazas priorizadas en orden ascendente son las siguientes:

1. No existe un plan de contingencias para el manejo de los riesgos (eléctricos, naturales, económicos y sociales) del sector eléctrico.
2. Falta de flujo de información entre Direcciones del CONELEC.
3. La sustentabilidad del sector eléctrico está soportada fundamentalmente por el aporte gubernamental.
4. Un cambio de orientación política en el apoyo al sector eléctrico, pondría en riesgo la estabilidad actual del sector.

Tabla 46 - Priorización de Amenazas de la DSC

PRIORIZACION DE AMENAZAS															
No	CONCEPTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	SUM	PMR	ORDEN
A1	Se perciben deficiencias en los procesos administrativos y financieros.	0,5	0	1	1	0	0	0	0	1	0	0	12,5	6,25%	9
A2	Falta mejorar la gestión del Sistema de Talento Humano.	1	0,5	1	1	0	0	0	0	1	1	1	15,5	7,75%	5
A3	No se han concluido los procesos de concursos para llenar las vacantes existentes.	0	0	0,5	0	0	0	0	0	1	1	0,5	12	6,00%	10
A4	Existen deficiencias en los procesos de Tecnología de Información.	0	0	1	0,5	0	0	0	1	1	1	0	13,5	6,75%	8
A5	Un cambio de orientación política en el apoyo al sector eléctrico, pondría en riesgo la estabilidad actual del sector.	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5	0	1	0,5	0	16	8,00%	4
A6	La sustentabilidad del sector eléctrico está soportada fundamentalmente por el aporte gubernamental.	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5	0	1	1	0	16,5	8,25%	3
A7	Los movimientos ecologistas podrían limitar el desarrollo del sector eléctrico.	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5	0	0	0	0	14,5	7,25%	6
A8	No existe un plan de contingencias para el manejo de los riesgos (eléctricos, naturales, económicos y sociales) del sector eléctrico.	1	1	1	0	1	1	1	0,5	1	0	1	17,5	8,75%	1
A9	Potencial captura del talento humano del CONELEC por parte de las instituciones reguladas.	0	0	0	0	0	0	1	0	0,5	0	0	10,5	5,25%	11
A10	La homologación de sueldos normados por el Ministerio de Relaciones Laborales podría desmotivar al personal.	1	0	0	0	0,5	0	1	1	1	0,5	0	14	7,00%	7
A11	Falta de flujo de información entre Direcciones del CONELEC	1	0	0,5	1	1	1	1	0	1	1	0,5	17	8,50%	2
TOTAL												200	100%		

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: Plan Estratégico y Operativo de la DSC del CONELEC

Respecto a las Oportunidades, se identificaron 10, de las cuales una vez aplicada la metodología de priorización, se obtuvo como resultado 4 Oportunidades, las cuales se muestran en la Tabla 46, y que se encuentran remarcadas con color rojo, que van desde la valoración en orden de 1 a 4 establecidas en orden ascendente desde la más importante a la de menor importancia, respectivamente.

Las Oportunidades priorizadas en orden ascendente son:

1. En el sector se requiere de una entidad que ejerza liderazgo, control y asesoramiento visible y que además, sea un referente de buenas prácticas.
2. El cambio de la matriz energética, por todos los beneficios que generará en el futuro cercano.
3. El desarrollo de la planificación institucional del gobierno central y a nivel del sector eléctrico, establecen directrices claras y promueven la planificación interna.
4. Existe un incremento de proyectos de inversión en el sector eléctrico, lo cual genera un crecimiento del mismo.

Tabla 47 - Priorización de Oportunidades de la DSC

PRIORIZACION DE OPORTUNIDADES														
No	CONCEPTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	SUM	PMR	ORDEN
O1	El sector eléctrico está catalogado como estratégico y cuenta con el apoyo del Gobierno.	0,5	0	0	0	0	0	1	1	1	0	13,5	6,75%	7
O2	Existe un incremento de proyectos de inversión en el sector eléctrico, lo cual genera un crecimiento del mismo.	1	0,5	0	0	0	1	1	1	1	0,5	16	8,00%	4
O3	El desarrollo de la planificación institucional del gobierno central y a nivel del sector eléctrico, establecen directrices claras y promueven la planificación interna.	1	1	0,5	0,5	0	1	0	1	1	0,5	16,5	8,25%	2
O4	El cambio de la matriz energética, por todos los beneficios que generará en el futuro cercano.	1	1	0,5	0,5	0	0	1	0,5	1	1	16,5	8,25%	2
O5	En el sector se requiere de una entidad que ejerza liderazgo, control y asesoramiento visible y que además, sea un referente de buenas prácticas.	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5	1	1	0,5	18	9,00%	1
O6	En el sector eléctrico existe la necesidad de que se establezcan estándares mediante regulaciones y de que se cumplan.	1	0	0	1	0,5	0,5	0,5	0,5	1	0,5	15,5	7,75%	5
O7	La existencia de nuevas tecnologías para generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, viabilizan la eficiencia del sector.	0	0	1	0	0,5	0,5	0,5	0,5	0	0,5	13,5	6,75%	7
O8	Existe un cambio de paradigma en lo relacionado con la eficiencia energética.	0	0	0	0,5	0	0,5	0,5	0,5	0	0	12	6,00%	10
O9	El personal de la DSC que va a trabajar, temporalmente, en instituciones importantes dentro del sector eléctrico (MEER, CENACE, Ecuador Estratégico, Distribuidoras, etc.) sirve como un nexo que le permite a la Institución mantener relaciones positivas y la posibilidad de acceso directo al poder central.	0	0	0	0	0	0	1	1	0,5	1	13,5	6,75%	7
O10	En el sector existe la necesidad de un centro de capacitación en temas eléctricos.	1	0,5	0,5	0	0,5	0,5	0,5	1	0	0,5	15	7,50%	6
TOTAL												200	100%	

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: Plan Estratégico y Operativo de la DSC del CONELEC

7.2.3 RESULTADOS DE LA PRIORIZACIÓN FODA

A continuación se presenta en la Tabla 47, la matriz consolidada de los resultados de la priorización de las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas identificadas en la Dirección de Supervisión y Control del CONELEC:

Tabla 48 - FODA Priorizado de la DSC

RESULTADOS DE LA PRIORIZACIÓN DEL FODA							
	FORTALEZAS	DEBILIDADES	AMENAZAS	OPORTUNIDADES			
F1	La implementación formal de reuniones de coordinación y su desarrollo periódico, promueven una mejor comunicación y coordinación entre las diferentes unidades de la DSC.	D1	Existe personal con deficiencias en la calidad de atención y servicio al cliente interno y externo.	A1	No existe un plan de contingencias para el manejo de los riesgos (eléctricos, naturales, económicos y sociales) del sector eléctrico.	O1	En el sector se requiere de una entidad que ejerza liderazgo, control y asesoramiento visible y que además, sea un referente de buenas prácticas.
F2	La desconcentración de las actividades de la DSC ha permitido brindar un mejor y más cercano servicio a las ciudades en las que ahora sirve.	D2	Falta fortalecer el liderazgo a nivel de mandos medios y en algunas Áreas.	A2	Falta de flujo de información entre Direcciones del CONELEC	O2	El cambio de la matriz energética, por todos los beneficios que generará en el futuro cercano.
F3	La Dirección cuenta con personal con un alto nivel de formación técnica.	D3	No existe una adecuada difusión de la normativa codificada del sector eléctrico.	A3	La sustentabilidad del sector eléctrico está soportada fundamentalmente por el aporte gubernamental.	O3	El desarrollo de la planificación institucional del gobierno central y a nivel del sector eléctrico, establecen directrices claras y promueven la planificación interna.
F4	La DSC es considerada como entidad de apoyo técnico para entidades de otros sectores.	D4	No se cuenta con un sistema de gestión de los procesos de la Institución.	A4	Un cambio de orientación política en el apoyo al sector eléctrico, pondría en riesgo la estabilidad actual del sector.	O4	Existe un incremento de proyectos de inversión en el sector eléctrico, lo cual genera un crecimiento del mismo.

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: Plan Estratégico y Operativo de la DSC del CONELEC

La matriz consolidada de la priorización de las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas permitirá más adelante, para luego de un análisis

valorado de las relaciones entre si nuevamente ser priorizadas dichas relaciones a partir de las cuales se establecerán las estrategias a seguir para alcanzar los objetivos planteados, aspecto que se detalla en el numeral 7.3.2.

7.3 ANÁLISIS ESTRATÉGICO

7.3.1 ANÁLISIS DE LA DIRECCIÓN DE SUPERVISIÓN Y CONTROL BAJO EL ESQUEMA DE LAS CINCO FUERZAS COMPETITIVAS DE PORTER

Dentro de la planificación estratégica existe un enfoque muy conocido y popular que es el planteado por Michael Porter en su libro *“Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competitors”*, cuyo punto de vista es que existen cinco fuerzas que determinan las consecuencias de rentabilidad a largo plazo de un mercado o de algún segmento de éste. La idea es que la industria debe evaluar sus objetivos y recursos frente a éstas cinco fuerzas que rigen la competencia industrial:

7.3.1.1 Amenaza de entrada de nuevos participantes o competidores

La Dirección de Supervisión y Control ejecuta acciones de control vinculadas a las tres etapas funcionales de la energía eléctrica que son: generación, transmisión y distribución.

Para el caso de la generación de energía eléctrica el mercado es competitivo por la participación de la empresa pública y privada en las diferentes tecnologías empleadas para la hidroelectricidad, termoelectricidad, generación eléctrica con biomasa, fotovoltaica y eólica, que se vienen apoderando de una porción al momento todavía mínima del mercado, cuya participación se presenta a continuación en la Tabla 48:

Tabla 49 - Participación por tipo de generación

Fuente de Energía		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012*
Renovable	Hidráulica	1.715,97	1.715,97	1.739,07	1.745,81	1.745,81	1.745,84	1.763,54	1.801,03	2.057,41	2.056,42	2.058,97	2.233,41	2.234,41	2.242,70
	Térmica Turbovapor*	-	-	-	-	-	35,00	64,80	73,80	73,80	106,80	106,80	101,30	101,30	93,40
	Solar	-	-	-	-	-	-	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,08
	Eólica	-	-	-	-	-	-	-	-	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
Total Renovable		1.715,97	1.715,97	1.739,07	1.745,81	1.745,81	1.780,84	1.828,35	1.874,84	2.133,63	2.165,64	2.168,19	2.337,13	2.338,11	2.338,58
No Renovable	Térmica MCI	345,58	345,58	345,58	398,24	469,17	500,33	644,31	961,89	1.103,14	1.137,99	1.280,58	1.348,31	1.372,42	1.095,90
	Térmica Turbogas	845,17	845,17	695,17	830,54	807,14	807,14	807,14	807,14	807,14	807,14	729,94	839,94	839,94	973,90
	Térmica Turbovapor	476,00	476,00	476,00	476,03	506,03	446,00	446,00	446,00	446,00	446,00	446,00	458,00	458,00	454,00
Total No Renovable		1.666,75	1.666,75	1.516,75	1.704,80	1.782,33	1.753,46	1.897,45	2.215,02	2.356,28	2.391,13	2.670,51	2.646,25	2.670,22	2.523,80

* Corresponde a centrales que usan Bagazo de Caña como combustible.

** Actualizado a febrero 2012

(1) Corresponde a la generación, cuyo combustible es la Biomasa (bagazo de caña)

Elaborado: CONELEC

Fuente: <http://www.conelec.gob.ec/indicadores/>

Sin embargo con la expedición de la Regulación No. CONELEC 004/11, se busca fomentar la participación de la empresa privada en la ejecución de proyectos de energía renovables no convencionales e hidroeléctricas menores a 50 MW, otorgando como incentivo precio y despacho preferente, así como la garantía de 15 años para acogerse a esos precios.

Para el caso de la transmisión de energía eléctrica, esa etapa por concepto de mercado, constituye como un monopolio natural, debido a que al tener ámbito de competencia nacional y que es necesaria para evacuar la energía eléctrica de la generación y llevarla a los centros de consumo, es primordial que estas actividades estén en manos de una sola empresa que en el caso ecuatoriano es CELEC EP Unidad de Negocio Transelectric.

Respecto a la distribución y comercialización de energía eléctrica es de tipo oligopólico, ya que en la actualidad se encuentran 11 distribuidoras a cargo de brindar el este servicio, como son. CNEL (que está conformada por 10 distribuidoras regionales: Esmeraldas, Manabí, Los Ríos, Guayas Los Ríos, Santa Elena, Milagro, El Oro, Bolívar, Sucumbíos y Santo Domingo), las empresas eléctricas: Quito, Ambato, Norte, Cotopaxi, Riobamba, Azogues, Centrosur, Sur, Guayaquil y Galápagos.

7.3.1.2 Poder de negociación de los proveedores

En el sector eléctrico ecuatoriano, los precios de la generación eléctrica están completamente regulados, es decir para el caso de las empresas privadas lo único negociable es el margen de rentabilidad que aspiran los proveedores, mientras que para las empresas públicas se reconoce solamente los costos reales. Sobre este particular la Dirección de Supervisión y Control ejecuta las acciones de control relacionadas con la verificación de los costos en las empresas públicas.

La única particularidad en este caso es que en años anteriores, el servicio público de alumbrado público general estuvo a cargo de los municipios del país, y en la actualidad está a cargo de las empresas distribuidoras, sin embargo puede existir un riesgo que la competencia en la prestación de este servicio pueda a futuro regresar a los municipios.

7.3.1.3 Poder de negociación de los compradores

Los usuarios de energía eléctrica están representados por las empresas distribuidoras, las cuales a su vez están organizadas para negociar los contratos regulados de compra venta de energía con los proveedores, previa autorización del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, que en la actualidad se constituye en el dueño de las empresas distribuidoras, y bajo el marco normativo establecido por el CONELEC. La Dirección de Supervisión y Control vela por la correcta aplicación de los pliegos tarifarios a los consumidores finales, así como de que el servicio público de energía eléctrica y alumbrado público general se entreguen en las mejores condiciones de calidad, desde los generadores hasta los consumidores finales.

7.3.1.4 Amenaza de ingreso de productos sustitutos

Las diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica, abastecen regularmente la demanda, sin embargo en circunstancias en las cuales, al ser la hidroelectricidad la que mayormente ofrece energía eléctrica más barata, aunque en épocas de estiaje, se han presentado problemas de abastecimiento, lo que ha incurrido en que existan cortes de energía, por lo tanto no existen servicios sustitutos.

Porter identificó seis barreras de entrada que podían usarse para crearle a la corporación una ventaja competitiva, sin embargo en el caso del sector eléctrico ecuatoriano, las economías de escala fueron una de las razones para la creación de las corporaciones en generación y transmisión, a través de CELEC EP, y en distribución con CNEL S.A., pero no con la perspectiva de crear barreras de entrada, ya que como se mencionó anteriormente, en el segmento de generación más bien existe la apertura para que nuevas empresas puedan desarrollar proyectos de generación eléctrica, por lo expuesto, no existe diferenciación del producto.

En cuanto a inversiones de capital, en las empresas que prestan el servicio de energía eléctrica, el Estado Ecuatoriano está empeñado en inyectar mayores inversiones de capital tendientes a satisfacer la demanda de energía eléctrica, así como la posibilidad de convertir al Ecuador en país exportador de energía, y mejorar la calidad de servicio, frente la posibilidad de que la empresa privada también participe activamente, en un segmento de mercado que es la generación menor a 50 MW. La DSC es la encargada de vigilar que las inversiones que realiza el Estado Ecuatoriano sean adecuadamente utilizadas en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

En relación a la desventaja en costos independientemente de la escala, las diferentes tecnologías de generación eléctrica tienen su espacio y ventajas en el mercado, por su poco desarrollo en la actualidad, a través de los incentivos y promoción del reconocimiento de precios, plazos y despacho preferente para lograr su financiamiento, por lo tanto el sector eléctrico ecuatoriano más bien

propicia el ingreso de empresas que generen energía sustitutiva o con nuevas tecnologías, en concordancia lo establecido por la Constitución de la República vigente.

El mercado eléctrico a través de las empresas distribuidoras realizan promociones para el acceso de sus usuarios a nuevos productos tendientes, a mejorar la atención de sus requerimientos, sin que este propósito sea el reducir las tarifas ni el aumento de márgenes de utilidad, ya que estos no son los objetivos de dichas empresas que son públicas y por lo tanto no persiguen márgenes de utilidad asociados al servicio de energía eléctrica, sino ofrecer calidad en el servicio.

La política gubernamental no ha impedido la entrada de nuevos oferentes para la prestación del servicio eléctrico, sino más bien se ha expedido normas favorables para los inversionistas tanto nacionales como del exterior que tienen interés en prestar el servicio de generación, sin embargo al tener las tarifas eléctricas componentes de orden social, éstas están dirigidas al sector de la economía que poseen menores recursos económicos, por lo cual se estableció la tarifa dignidad dirigida a estratos de la población que consumen menos de 110 kWh – mes para los usuarios de la región Sierra y 130 kWh -mes para los de la Costa, así como para aquellos que consumen más de 500 kWh- mes en la Sierra y 700 kWh – mes en la Costa, que son considerados los usuarios de mayor capacidad de consumo. A estos hechos se suma que se mantiene el déficit tarifario que permite no incrementar la tarifa única actualmente aplicada, con lo cual efectivamente la política gubernamental propicia el buen manejo del sector eléctrico y la regula así como ejerce el control permanente.

7.3.1.5 Rivalidad entre los competidores

En el caso ecuatoriano se observa una moderada rivalidad y posicionamiento en el mercado entre las empresas públicas y privadas, señaladas en el numeral 7.3.1.1 del segmento de generación.

En relación a los costos fijos por MW instalado, es necesario indicar que debido a la infraestructura física que debe ejecutarse en los proyectos de generación eléctrica utilizando luz solar, estos resultan ser considerablemente más altos que en el caso de la generación hidráulica, térmica, con biomasa, eólica y fotovoltaica.

Tabla 50 – Costos fijos por tipo de tecnología

Costos Fijos por Tecnología				
Tipo de Central	USD por MW Instalado	Vida útil (años)	Factor de Planta	Prioridad
Hidráulica	1.319.800,00	45	0,7	1
Biomasa	1.100.000,00	30	0,8	3
Térmica petróleo	900.000,00	35	0,28	2
Solar Térmica	3.000.000,00	25	0,6	4
Solar Fotovoltaica	6.924.000,00	25	0,26	5
Eólicas	2.600.000,00	20	0,29	3

Elaborado: UPS

Fuente: Análisis Regulatorio y Económico de la Tecnología Renovable en Estudio

Dichos costos fijos indican directamente en el establecimiento de la tarifa eléctrica establecida en la planilla a los consumidores finales.

Las pocas empresas de generación privadas están orientadas a abastecer el consumo propio y el excedente de esa producción es puesta para el servicio público, sin embargo cabe destacar que no existe rivalidad entre las empresas públicas del sector eléctrico ni tampoco en el sector privado ya que el mercado eléctrico ecuatoriano es aún deficitario en la producción de energía eléctrica.

7.3.2 MATRIZ DE RELACIONES

La elaboración de la matriz de relaciones consiste en valorar las relaciones que existen entre sí las Fortalezas comparadas con las Oportunidades y Amenazas, y las Debilidades también con las Oportunidades y Amenazas.

Las relaciones establecidas se califican con 9 cuando la relación es muy fuerte, con 3 cuando es media y con 1 cuando las relaciones son débiles.

Las relaciones valoradas con la más alta calificación, es decir de 9, son remarcadas, y en base a ellas se establecerán los proyectos o iniciativas estratégicas. Los resultados de la matriz de relaciones de la DSC se muestran a continuación:

Tabla 51 - Matriz de relaciones de la DSC

MATRIZ DE RELACIONES								
DSC	OPORTUNIDADES.				AMENAZAS.			
	O1. En el sector se requiere de una entidad que ejerza liderazgo, control y asesoramiento visible y que además, sea un referente de buenas prácticas.	O2. El cambio de la matriz energética, por todos los beneficios que generará en el futuro cercano.	O3. El desarrollo de la planificación institucional del gobierno central y a nivel del sector eléctrico, establecen directrices claras y promueven la planificación interna.	O4. Existe un incremento de proyectos de inversión en el sector eléctrico, lo cual genera un crecimiento del mismo.	A1. No existe un plan de contingencias para el manejo de los riesgos (eléctricos, naturales, económicos y sociales) del sector eléctrico.	A2. Falta de flujo de información entre Direcciones del CONELEC	A3. La sustentabilidad del sector eléctrico está soportada fundamentalmente por el aporte gubernamental.	A4. Un cambio de orientación política en el apoyo al sector eléctrico, pondría en riesgo la estabilidad actual del sector.
FORTALEZAS.								
F1 La implementación formal de reuniones de coordinación y su desarrollo periódico, promueven una mejor comunicación y coordinación entre las diferentes unidades de la DSC.	3	3	3	3	3	3	1	3
F2 La desconcentración de las actividades de la DSC ha permitido brindar un mejor y más cercano servicio a las ciudades en las que ahora sive.	3	3	9	3	9	3	9	3
F3 La Dirección cuenta con personal con un alto nivel de formación técnica.	3	3	9	3	3	3	1	1
F4 La DSC es considerada como entidad de apoyo técnico para entidades de otros sectores.	9	9	3	3	3	3	3	3
DEBILIDADES.								
D1 Existe personal con deficiencias en la calidad de atención y servicio al cliente interno y externo.	3	3	9	3	3	9	1	1
D2 Falta fortalecer el liderazgo a nivel de mandos medios y en algunas Áreas.	9	1	3	3	1	3	1	1
D3 No existe una adecuada difusión de la normativa codificada del sector eléctrico.	9	3	3	3	3	9	1	1
D4 No se cuenta con un sistema de gestión de los procesos de la Institución.	3	1	9	3	3	9	1	1

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: Plan Estratégico y Operativo de la DSC del CONELEC

7.3.3 MATRIZ DE DIRECCIONES ESTRATÉGICAS

La Matriz de Direcciones Estratégicas FO-FA-DO-DA es el resultado para formular finalmente estrategias. Sirve como un instrumento de ajuste importante que ayuda a los directivos a desarrollar cuatro tipos de estrategias: estrategias de fortalezas y oportunidades; estrategias de fortalezas y amenazas; estrategias de debilidades y oportunidades; estrategias de debilidades y amenazas.

- Estrategias FO: usan las fortalezas internas de la empresa para aprovechar la ventaja de las oportunidades externas.
- Estrategias DO: pretenden superar las debilidades internas aprovechando las oportunidades externas.
- Estrategias FA: aprovechan las fortalezas internas de la empresa para evitar o disminuir las preocupaciones de las amenazas externas.
- Estrategias DA son tácticas que pretenden disminuirlas debilidades internas y evitar las amenazas del entorno.

La Tabla 54 contiene la matriz de direcciones estratégicas de la DSC que permite establecer los proyectos de mejora o las iniciativas estratégicas para el cumplimiento de la visión y de los objetivos planteados en la DSC.

Tabla 52 - Matriz de Direcciones Estratégicas de la DSC

MATRIZ DE DIRECCIONES ESTRATÉGICAS		
DSC	OPORTUNIDADES.	AMENAZAS.
	O1 En el sector se requiere de una entidad que ejerza liderazgo, control y asesoramiento visible y que además, sea un referente de buenas prácticas.	A1 No existe un plan de contingencias para el manejo de los riesgos (eléctricos, naturales, económicos y sociales) del sector eléctrico.
	O2 El cambio de la matriz energética, por todos los beneficios que generará en el futuro cercano.	A2 Falta de flujo de información entre Direcciones del CONELEC
	O3 El desarrollo de la planificación institucional del gobierno central y a nivel del sector eléctrico, establecen directrices claras y promueven la planificación interna.	A3 La sustentabilidad del sector eléctrico está soportada fundamentalmente por el aporte gubernamental.
	O4 Existe un incremento de proyectos de inversión en el sector eléctrico, lo cual genera un crecimiento del mismo.	A4 Un cambio de orientación política en el apoyo al sector eléctrico, pondría en riesgo la estabilidad actual del sector.
FORTALEZAS.	FO.	FA.
F1 La implementación formal de reuniones de coordinación y su desarrollo periódico, promueven una mejor comunicación y coordinación entre las diferentes unidades de la DSC.	F3-O3: Diseñar la implementación de un CALL CENTER que permita mejorar la atención de reclamos que realiza el CONELEC	Diseñar la metodología para la implementación de un programa de comunicación que permita difundir la atención de reclamos que realiza el CONELEC F2-A3: Supervisar la ejecución presupuestaria de la DSC
F2 La desconcentración de las actividades de la DSC ha permitido brindar un mejor y más cercano servicio a las ciudades en las que ahora sirve.	F4-O1: Diseñar la metodología para la implementación de un programa de auditoría y asesoría a las empresas del sector eléctrico	
F3 La Dirección cuenta con personal con un alto nivel de formación técnica.	F4-O2: Desarrollar la metodología para establecer un ranking entre los agentes del sector eléctrico, su implementación y difusión de resultados	
F4 La DSC es considerada como entidad de apoyo técnico para entidades de otros sectores.	F2-O3: Implementar el área de atención de reclamos y quejas en las empresas distribuidoras	
DEBILIDADES.	DO.	DA.
D1 Existe personal con deficiencias en la calidad de atención y servicio al cliente interno y externo.	D1-O3: Elaborar una metodología para tipificación y atención de reclamos	D1-A2: Vigilar el cumplimiento del plan capacitación de la DSC
D2 Falta fortalecer el liderazgo a nivel de mandos medios y en algunas Áreas.	D2-O1: Supervisar la elaboración del esquema de evaluación de desempeño del personal de la DSC	D4-A2: Velar por la correcta aplicación de la metodología para documentar lo procesos de la DSC
D3 No existe una adecuada difusión de la normativa codificada del sector eléctrico.	D4-O3: Efectuar el control de la elaboración e implementación de la metodología de gestión de procesos de la DSC	D3-A2: Diseñar la metodología para la implementación de un esquema de medición que permita conocer la satisfacción de los consumidores con la atención de reclamos que realiza el CONELEC
D4 No se cuenta con un sistema de gestión de los procesos de la Institución.	D3-O1: Elaboración de procedimientos para los procesos críticos de supervisión y control	D4-A2: Supervisar la sistematización del proceso de calificación de garantías

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: Plan Estratégico y Operativo de la DSC del CONELEC

7.3.4 CUADRO DE MANDO INTEGRAL DE LA DIRECCIÓN DE SUPERVISIÓN Y CONTROL

Una vez identificadas las relaciones existentes y las direcciones estratégicas, se definieron con el equipo de estrategias las áreas de iniciativa estratégicas en las que se establecerán objetivos estratégicos, clasificándolas además en las cuatro dimensiones establecidas por la metodología GPR, tal como se muestra en la Tabla 52:

Tabla 53 – Áreas de iniciativas estratégicas

Dimensión	Áreas de Iniciativa Estratégica
Ciudadanía	1. Calidad de servicio eléctrico a usuarios directos e indirectos
	2. Calidad del Control del sector eléctrico
	3. Eficiencia en la gestión de la información del sector
Procesos	4. Eficiencia operacional
Aprendizaje y crecimiento	5. Desarrollo del talento humano de acuerdo a los requerimientos de la Misión y Visión institucionales.
Finanzas	6. Uso adecuado y eficiente del presupuesto

Elaborado: Franklin Erreyes

Posteriormente y dentro de cada una de las áreas de iniciativa estratégica, se establecieron uno o varios objetivos estratégicos, cuidando de que si bien conllevan un reto, se orienten fundamentalmente a la misión de la DSC y que, además, cumplan con la característica de ser alcanzables.

Los objetivos estratégicos de la DSC y sus respectivos indicadores, para el período 2013 – 2016 son los siguientes:

7.3.4.1 Dimensión: Ciudadanía

- a) Incrementar la satisfacción en la atención de reclamos y quejas, MEDIANTE la definición e implementación de una metodología de tipificación y atención de reclamos de usuarios; la implementación en las empresas de distribución del área independiente de atención reclamos; y el desarrollo e implementación de un Call Center en el CONELEC.

Tabla 54 – Indicador de satisfacción de atención de reclamos

INDICADOR	RESPONSABLE	Línea base	Meta 2013	Meta 2014	Meta 2015	Meta 2016
Porcentaje de satisfacción en la atención de reclamos y quejas de los usuarios del servicio eléctrico	R. Granda	0%	25%	50%	75%	100%

Elaborado: Franklin Erreyes

- b) Incrementar los mecanismos de difusión de la atención de reclamos MEDIANTE la definición de un programa permanente de comunicación a la ciudadanía y público en general.

Tabla 55 – Indicador de mecanismos de difusión

INDICADOR	Línea base	Meta 2013	Meta 2014	Meta 2015	Meta 2016
Porcentaje de información difundida	0%	40%	60%	80%	100%

Elaborado: Franklin Erreyes

- c) Incrementar los mecanismos para mejorar el nivel de aplicación de la normativa MEDIANTE la definición de un programa permanente de auditoría y asesoría a las empresas del sector eléctrico.

Tabla 56 – Indicador de mecanismos de aplicación normativa

INDICADOR	Línea base	Meta 2013	Meta 2014	Meta 2015	Meta 2016
Número de mecanismos identificados	0%	30%	70%	100%	100%

Elaborado: Franklin Erreyes

- d) Incrementar el grado de cobertura de la normativa interna para la supervisión y control MEDIANTE la generación de instructivos y procedimientos.

Tabla 57 – Indicador grado de cobertura de la normativa para el control

INDICADOR	Línea base	Meta 2013	Meta 2014	Meta 2015	Meta 2016
Porcentaje de procesos críticos documentados e implementados	0%	100%	100%	100%	100%

Elaborado: Franklin Erreyes

- e) Incrementar los criterios de evaluación de la gestión integral de los agentes del sector eléctrico MEDIANTE el desarrollo de una metodología para el establecimiento de un ranking de competitividad de las empresas

Tabla 58 – Indicador criterios de evaluación de la gestión de los agentes

INDICADOR	Línea base	Meta 2013	Meta 2014	Meta 2015	Meta 2016
Porcentaje de criterios evaluados	0%	50%	100%	100%	100%

Elaborado: Franklin Erreyes

7.3.4.2 Dimensión: Procesos

- f) Incrementar el nivel de supervisión en la estandarización de los procesos MEDIANTE el seguimiento y control en la elaboración e implementación de la metodología de gestión de procesos.

Tabla 59 – Indicador de estandarización de procesos

INDICADOR	Línea base	Meta 2013	Meta 2014	Meta 2015	Meta 2016
Número de procesos de la DSC estandarizados	0%	100%	100%	100%	100%

Elaborado: Franklin Erreyes

- g) Incrementar el control en la vigencia de las garantías que mantienen los agentes del sector eléctrico con el CONELEC MEDIANTE la vigilancia oportuna de sus montos y coberturas.

Tabla 60 – Indicador de vigencia de garantías

INDICADOR	Línea base	Meta 2013	Meta 2014	Meta 2015	Meta 2016
Tiempo promedio de presentación y renovación de garantías	85%	100%	100%	100%	100%

Elaborado: Franklin Erreyes

7.3.4.3 Dimensión: Aprendizaje y Crecimiento

- h) Incrementar el nivel de capacitación del personal de la DSC MEDIANTE el seguimiento y control de la ejecución del plan de capacitación.

Tabla 61 – Indicador de nivel de capacitación

INDICADOR	Línea base	Meta 2013	Meta 2014	Meta 2015	Meta 2016
Porcentaje de cumplimiento del plan de capacitación de la DSC	15%	40%	60%	80%	100%

Elaborado: Franklin Erreyes

7.3.4.4 Dimensión: Finanzas

- i) Incrementar la eficiencia de la gestión presupuestaria de la DSC MEDIANTE el control de la planificación presupuestaria.

Tabla 62 – Indicador de ejecución presupuestaria

INDICADOR	Línea base	Meta 2013	Meta 2014	Meta 2015	Meta 2016
Porcentaje de ejecución presupuestaria	50%	75%	85%	95%	100%

Elaborado: Franklin Erreyes

Los índices que se propone mejorar con la implementación de esta herramienta estratégica se describen en la siguiente tabla:

Tabla 63 – Indicador de ejecución presupuestaria

Dimensión	Objetivos estratégicos institucionales - CONELEC	Indicador Estratégico Institucional	Formulación	Indicador del Objetivo Operativo
Ciudadanía	Incrementar la satisfacción en la atención de reclamos y quejas de los usuarios del servicio eléctrico	Porcentaje de satisfacción en la atención de reclamos y quejas de los usuarios del servicio eléctrico	%satisfacción atención reclamos= %satisfacción atención reclamos	Porcentaje de satisfacción en la atención de reclamos y quejas de los usuarios del servicio eléctrico
		Porcentaje de controversias no resueltas dentro de los plazos establecidos con respecto a las totales presentadas	%controversias no resueltas= 0,25 %información difundida	Porcentaje de información difundida
	Incrementar el nivel de calidad de la supervisión y control técnico, económico y socio-ambiental del sector eléctrico	Porcentaje de satisfacción en la calidad de la gestión de Supervisión y Control	%satisfacción de calidad de SC= 0,2 *(Mecanismos identificados/Mecanismos totales)	Número de mecanismos identificados
		Porcentaje de cobertura de supervisión de la normativa existente	%satisfacción de calidad de SC= 0,2 %procesos críticos documentados	Porcentaje de procesos críticos documentados e implementados
Procesos	Incrementar la eficiencia operacional del CONELEC	Porcentaje de procesos comatosos	%procesos comatosos= 0,4*(Procesos estandarizados/Procesos totales)	Número de procesos de la DSC estandarizados
			%procesos comatosos= 0,1*(Tiempo de renovación garantías/Tiempo establecido contrato)	Tiempo promedio de presentación y renovación de garantías
Talento humano	Incrementar el desarrollo del talento humano del CONELEC.	Porcentaje de funcionarios capacitados respecto de la dotación efectiva	%funcionarios capacitados = 0,7 % cumplimiento plan capacitación	Porcentaje de cumplimiento del plan de capacitación de la DSC
Finanzas	Incrementar el uso eficiente del presupuesto en el CONELEC.	Promedio de gasto corriente por funcionario	%gasto corriente = 0,8 % ejecución presupuestaria	Porcentaje de ejecución presupuestaria

Elaborado: Franklin Erreyes

Respecto a las estrategias por objetivos, se busca contar con definiciones más detalladas, sobre los pasos a seguir para que los objetivos estratégicos propuestos puedan ser conseguidos en la práctica. Se debe aclarar que las estrategias que se presentan a continuación, cuentan con los proyectos y procesos detallados que se cumplirán como parte del Plan Operativo Anual correspondiente. Las estrategias para cada objetivo son:

Tabla 64 – Estrategias por objetivos

No.	DIMENSIÓN	OBJETIVO	INICIATIVAS ESTRATÉGICAS
1	Ciudadanía	Incrementar la satisfacción en la atención de reclamos y quejas, MEDIANTE la definición e implementación de una metodología de tipificación y atención de reclamos de usuarios; la implementación en las empresas de distribución del área independiente de atención reclamos; y el desarrollo e implementación de un Call Center en el CONELEC	Elaborar una metodología para tipificación y atención de reclamos
			Diseñar la metodología para la implementación de un esquema de medición que permita conocer la satisfacción de los consumidores con la atención de reclamos que realiza el CONELEC
			Implementar el área de atención de reclamos y quejas en las empresas distribuidoras
		Incrementar los mecanismos de difusión de la atención de reclamos MEDIANTE la definición de un programa permanente de comunicación a la ciudadanía y público en general	Diseñar la metodología para la implementación de un programa de comunicación que permita difundir la atención de reclamos que realiza el CONELEC
		Incrementar los mecanismos para mejorar el nivel de aplicación de la normativa MEDIANTE la definición de un programa permanente de auditoría y asesoría a las empresas del sector eléctrico	Diseñar la metodología para la implementación de un programa de auditoría y asesoría a las empresas del sector eléctrico
Incrementar el grado de cobertura de la normativa interna para la supervisión y control MEDIANTE la generación de instructivos y procedimientos.	Elaboración de procedimientos para los procesos críticos de supervisión y control		
Incrementar los criterios de evaluación de la gestión integral de los agentes del sector eléctrico MEDIANTE el desarrollo de una metodología para el establecimiento de un ranking de competitividad de las empresas	Desarrollar la metodología para establecer un ranking entre los agentes del sector eléctrico, su implementación y difusión de resultados		
2	Procesos	Incrementar el nivel de supervisión en la estandarización de los procesos MEDIANTE el seguimiento y control en la elaboración e implementación de la metodología de gestión de procesos	Efectuar el control de la elaboración e implementación de la metodología de gestión de procesos de la DSC
			Velar por la correcta aplicación de la metodología para documentar los procesos de la DSC
3	Aprendizaje y Crecimiento	Incrementar el control en la vigencia de las garantías que mantienen los agentes del sector eléctrico con el CONELEC MEDIANTE la vigilancia oportuna de sus montos y coberturas	Supervisar la sistematización del proceso de calificación de garantías
			Incrementar el nivel de capacitación del personal de la DSC MEDIANTE el seguimiento y control de la ejecución del plan de capacitación
4	Finanzas	Incrementar la eficiencia de la gestión presupuestaria de la DSC MEDIANTE el control de la planificación presupuestaria	Supervisar la elaboración del esquema de evaluación de desempeño del personal de la DSC
			Supervisar la ejecución presupuestaria de la DSC

Elaborado: Franklin Erreyes

7.3.4.5 Alineación Estratégica de la DSC con el CONELEC y la Agenda Sectorial

Una vez que se han definido los objetivos estratégicos de la DSC, los mismos deben alinearse con los objetivos estratégicos del CONELEC, los cuales a su vez deben tener su correspondencia con los objetivos de la Agenda del Sector Eléctrico, con la finalidad que los esfuerzos que se ejecuten para alcanzar dichos objetivos se reflejen en la gestión del Estado Ecuatoriano y del sector eléctrico en general. Dicha alineación se muestra en la Tabla 64.

Tabla 65 - Alineación de Objetivos de la DSC con Objetivos Superiores

ALINEACIÓN DE OBJETIVOS									
AGENDA SECTORIAL	OBJETIVO 1: Incrementar la calidad del servicio de energía eléctrica								
	OBJETIVO 2: Incrementar la eficiencia de las empresas de distribución.								
	OBJETIVO 3: Incrementar la eficiencia operacional								
	OBJETIVO 4: Incrementar la seguridad integral en el uso de las radiaciones ionizantes y la aplicación de la energía atómica y nuclear								
	OBJETIVO 5: Incrementar la oferta de generación eléctrica								
	OBJETIVO 6: Incrementar el uso eficiente de la demanda de energía eléctrica								
	OBJETIVO 7: Incrementar la cobertura del servicio eléctrico en el país								
	OBJETIVO 8: Reducir los impactos socio ambientales del Sistema Eléctrico.								
	OBJETIVO 9: Incrementar el desarrollo del talento humano								
	OBJETIVO 10: Incrementar el uso eficiente del presupuesto								
DSC	OBJETIVOS CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CONELEC								
	OE11: Incrementar la satisfacción en la atención de reclamos y quejas de los usuarios del servicio eléctrico								
	OE12: Incrementar el nivel de calidad de la regulación técnica, económica y socio-ambiental del sector eléctrico								
	OE13: Incrementar el nivel de calidad de la planificación								
	OE14: Incrementar el nivel de calidad de la supervisión y control técnico, económico y socio-ambiental del sector eléctrico								
	OE15: Incrementar las señales regulatorias que permitan el uso eficiente de energía eléctrica								
	OE16: Incrementar la eficiencia del proceso de gestión de la información sectorial								
	OE17: Incrementar la eficiencia operacional del CONELEC								
	OE18: Incrementar el desarrollo de talento humano del CONELEC								
	OE19: Incrementar el uso eficiente del presupuesto en el CONELEC.								
DIRECCIÓN DE SUPERVISIÓN Y CONTROL - DSC	PERSPECTIVA DE CLIENTE	OE D1	Incrementar la satisfacción en la atención de reclamos y quejas, MEDIANTE la definición e implementación de una metodología de tipificación y atención de reclamos de usuarios; la implementación en las empresas de distribución del área independiente de atención reclamos; y el desarrollo e implementación de un Call Center en el CONELEC	X					
		OE D2	Incrementar los mecanismos de difusión de la atención de reclamos MEDIANTE la definición de un programa permanente de comunicación a la ciudadanía y público en general	X					
		OE D3	Incrementar los mecanismos para mejorar el nivel de aplicación de la normativa MEDIANTE la definición de un programa permanente de auditoría y asesoría a las empresas del sector eléctrico				X		
		OE D4	Incrementar el grado de cobertura de la normativa interna para la supervisión y control MEDIANTE la generación de instructivos y procedimientos.				X		
		OE D5	Incrementar los criterios de evaluación de la gestión integral de los agentes del sector eléctrico MEDIANTE el desarrollo de una metodología para el establecimiento de un ranking de competitividad de las empresas				X		
	PERSPECTIVA DE PROCESOS	OE D6	Incrementar el nivel de supervisión en la estandarización de los procesos MEDIANTE el seguimiento y control en la elaboración e implementación de la metodología de gestión de procesos						X
		OE D7	Incrementar el control en la vigencia de las garantías que mantienen los agentes del sector eléctrico con el CONELEC MEDIANTE la vigilancia oportuna de sus montos y coberturas						X
	PERSPECTIVA DE APRENDIZAJE Y CRECIMIENTO	OE D8	Incrementar el nivel de capacitación del personal de la DSC MEDIANTE el seguimiento y control de la ejecución del plan de capacitación						X
	PERSPECTIVA DE FINANZAS	OE D9	Incrementar la eficiencia de la gestión presupuestaria de la DSC MEDIANTE el control de la planificación presupuestaria						X

OE1: Se refiere a los Objetivos Estratégicos institucionales del CONELEC

OE D: Se refiere a los objetivos estratégicos de la Dirección de de Supervisión y Control

Elaborado: Franklin Erreyes

Como resultado de la aplicación metodológica señalada en los capítulos anteriores, a continuación se muestra en la Tabla 65 el Cuadro de Mando Integral de la DSC:

Tabla 66 - CMI de la DSC

CUADRO DE MANDO INTEGRAL - DSC											
No.	DIMENSIÓN	OBJETIVO	INICIATIVAS ESTRATÉGICAS	Presupuesto	INDICADOR	RESPONSABLE	Línea base	Meta 2013	Meta 2014	Meta 2015	Meta 2016
1	Ciudadanía	Incrementar la satisfacción en la atención de reclamos y quejas, MEDIANTE la definición e implementación de una metodología de tipificación y atención de reclamos de usuarios; la implementación en las empresas de distribución del área independiente de atención de reclamos; y el desarrollo e implementación de un Call Center en el CONELEC	Elaborar una metodología para tipificación y atención de reclamos	\$ 50.000,00	Porcentaje de satisfacción en la atención de reclamos y quejas de los usuarios del servicio eléctrico	R. Granda	0%	25%	50%	75%	100%
			Diseñar la metodología para la implementación de un esquema de medición que permita conocer la satisfacción de los consumidores con la atención de reclamos que realiza el CONELEC								
			Implementar el área de atención de reclamos y quejas en las empresas distribuidoras								
		Incrementar los mecanismos de difusión de la atención de reclamos MEDIANTE la definición de un programa permanente de comunicación a la ciudadanía y público en general	Diseñar la metodología para la implementación de un programa de comunicación que permita difundir la atención de reclamos que realiza el CONELEC	\$ 10.000,00	Porcentaje de información difundida	R. Granda	0%	40%	60%	80%	100%
		Incrementar los mecanismos para mejorar el nivel de aplicación de la normativa MEDIANTE la definición de un programa permanente de auditoría y asesoría a las empresas del sector eléctrico	Diseñar la metodología para la implementación de un programa de auditoría y asesoría a las empresas del sector eléctrico	\$ 15.000,00	Número de mecanismos identificados	O. Salazar	0%	30%	70%	100%	100%
		Incrementar el grado de cobertura de la normativa interna para la supervisión y control MEDIANTE la generación de instructivos y procedimientos.	Elaboración de procedimientos para los procesos críticos de supervisión y control	\$ 15.000,00	Porcentaje de procesos críticos documentados e implementados	D. Maldonado	0%	100%	100%	100%	100%
Incrementar los criterios de evaluación de la gestión integral de los agentes del sector eléctrico MEDIANTE el desarrollo de una metodología para el establecimiento de un ranking de competitividad de las empresas	Desarrollar la metodología para establecer un ranking entre los agentes del sector eléctrico, su implementación y difusión de resultados	\$ 30.000,00	Porcentaje de criterios evaluados	O. Salazar	0%	50%	100%	100%	100%		
2	Procesos	Incrementar el nivel de supervisión en la estandarización de los procesos MEDIANTE el seguimiento y control en la elaboración e implementación de la metodología de gestión de procesos	Efectuar el control de la elaboración e implementación de la metodología de gestión de procesos de la DSC	\$ 7.000,00	Número de procesos de la DSC estandarizados	O. Salazar	0%	100%	100%	100%	100%
			Velar por la correcta aplicación de la metodología para documentar los procesos de la DSC		Número de procesos de la DSC estandarizados		0%	100%	100%	100%	100%
		Incrementar el control en la vigencia de las garantías que mantienen los agentes del sector eléctrico con el CONELEC MEDIANTE la vigilancia oportuna de sus montos y coberturas	Supervisar la sistematización del proceso de calificación de garantías	\$ 8.000,00	Tiempo promedio de presentación y renovación de garantías	D. Maldonado	85%	100%	100%	100%	100%
3	Aprendizaje y Crecimiento	Incrementar el nivel de capacitación del personal de la DSC MEDIANTE el seguimiento y control de la ejecución del plan de capacitación	Vigilar el cumplimiento del plan de capacitación de la DSC	\$ 7.000,00	Porcentaje de cumplimiento del plan de capacitación de la DSC	F. Erreyes	15%	40%	60%	80%	100%
			Supervisar la elaboración del esquema de evaluación de desempeño del personal de la DSC	\$ 7.000,00			50%	60%	80%	90%	100%
4	Finanzas	Incrementar la eficiencia de la gestión presupuestaria de la DSC MEDIANTE el control de la planificación presupuestaria	Supervisar la ejecución presupuestaria de la DSC	\$ 7.000,00	Porcentaje de ejecución presupuestaria	F. Erreyes	50%	75%	85%	95%	100%

Elaborado: Franklin Erreyes

Fuente: Plan Estratégico y Operativo de la DSC del CONELEC

7.3.5 EL MAPA ESTRATÉGICO DE LA DSC

Tomando de base los elementos anteriores, a continuación se presenta el Mapa Estratégico fundamentado en las principales perspectivas que se aplicará para la DSC.

Todo ello contribuye a darle “calidad” en cuanto a eficiencia y eficacia, a los procesos de la DSC, entrando de lleno en el concepto de “Cadena de Valor”. Al fin y al cabo, se trata de generar valor al ciudadano.

En el caso de la DSC, generará valor tanto para el usuario de energía eléctrica como para el CONELEC.

Una vez que los procesos son excelentes y se han eliminado todos aquellos costos superfluos e innecesarios, los usuarios son el siguiente eslabón y de hecho se benefician de todo lo anterior siendo a corto, mediano y largo plazo, uno de los objetivos básicos, su satisfacción.

Si todo funciona correctamente, si los pasos dados han sido los planificados y los adecuados, la DSC obtendrá sus beneficios, se generará valor que se traducirá en mayores beneficios, a menores costos, de manera que, el último beneficiado será el usuario del servicio eléctrico.

A continuación se presenta la Alineación Estratégica de la Dirección de Supervisión y Control con el CONELEC y con la Agenda Sectorial y el Mapa estratégico del CMI de la DSC.



Mapa Estratégico del Cuadro de Mando Integral - DSC

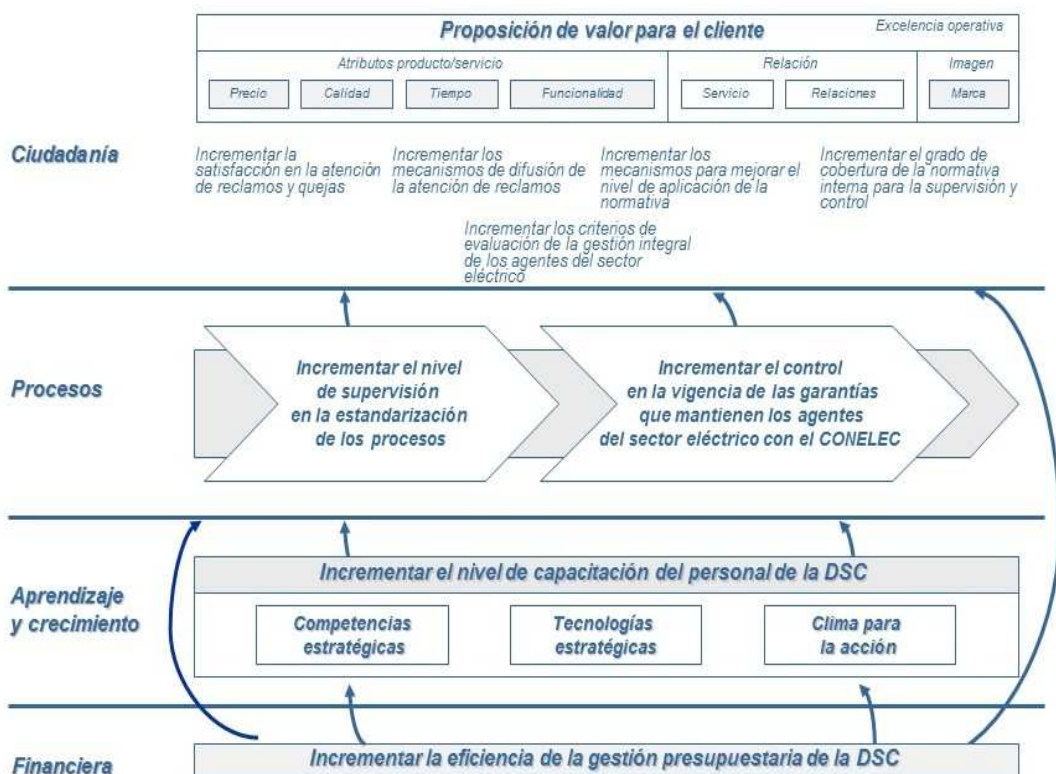


Figura 29 - Mapa Estratégico del CMI de la DSC
(Fuente: Plan Estratégico y Operativo de la DSC del CONELEC)

7.4 IMPLEMENTACIÓN Y CONTROL DE LAS INICIATIVAS ESTRATEGICAS O PROYECTOS (EJEMPLO)

La Dirección de Supervisión y Control del CONELEC ha establecido un plan de implementación para cada acción Estratégica/Proyecto, resultante del Plan Estratégico y Operativo; que le permitirá, cumplir la Visión a través del cumplimiento de los Objetivos.

PLAN OPERATIVO - DSC ENE/13 A DIC/13																																																				
ESTRATEGIA:		1.01.	Definir una metodología para tipificación y atención de reclamos e implementar el esquema definido.																																																	
OBJETIVO OPERATIVO:		1.01.1.	Incrementar la satisfacción en la atención de reclamos y quejas, MEDIANTE la elaboración de una metodología para																																																	
PROYECTO:		1.01.1.1	Elaborar una metodología para tipificación y atención de reclamos																																																	
DESCRIPCIÓN PROY:		Contar con una metodología detallada para la tipificación y atención de reclamos																																																		
Propósito:																																																				
Alcance del proyecto		A nivel nacional																																																		
Producto que genera:		Informe con la metodología para la tipificación y atención de reclamos																																																		
Áreas de la Unidad:		2) Área de Distribución																																																		
Fecha de Inicio:		01/01/2013																																																		
Fecha de Fin:		31/07/2013																																																		
Beneficios cualitativos:		Satisfacción de los usuarios en la atención de reclamos y quejas																																																		
Restricciones:		No se identifica ninguna																																																		
Año:		2013																																																		
Tipo de Proyecto:		Gasto Corriente																																																		
Viabilidad Técnica:		Media																																																		
Localidad de Gestión:		Nacional																																																		
RIESGOS: (Evento + CAUSARÍA + Efecto)		El desarrollo de la socialización externa de la metodología CAUSARÍA atraso en la implementación de la metodología																																																		
No.	DESCRIPCIÓN ACTIVIDADES	COORD. RESP.	HÍTO	Durac. Sem.	ENE				FEB				MAR				ABR				MAY				JUN				JUL				AGO				SEP				OCT				NOV				DIC			
					1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4				
1	Levantamiento de información sobre posibles metodologías que pueden ser tomadas en cuenta	DSC.AST	Informe de levantamiento de información realizado	8	■	■	■	■																																												
2	Análisis técnico y legal, y determinación escenarios de la metodología general a desarrollar	DSC.ANT	Informe parcial con análisis técnico y legal elaborado	6									■	■	■	■																																				
3	Socialización de escenarios posibles interna y externa	DSC.PR2	Socialización interna efectuada	4													■	■	■	■																																
4	Recopilación de observaciones y definición del escenario aplicable (incluye revisión legal)	DSC.PR2	Socialización externa realizada	3																	■	■	■																													
5	Elaborar informe final de la propuesta con la metodología de reclamos y quejas	DSC.PR1	Informe final de la propuesta con la propuesta elaborada	2																					■	■																										
6	Revisión, ajustes y aprobación de la propuesta	DSC.DIR		2																									■	■																						
7	Coordinar aprobación de la Dirección Ejecutiva	DSC.DIR	Informe final con la metodología aprobada	3																																																
8																																																				
9																																																				
10																																																				
11																																																				
12																																																				
13																																																				
14																																																				
15																																																				
LÍDER DEL PROYECTO :		Maldonado Diego	Firma :		FECHA : 21/09/2012																																															
PATROCINADOR :		Erreyes Franklin	Firma :																																																	
EQUIPO DEL PROYECTO :		Salazar Mayra Cumbe Leonala Bajaña Juan	Firma :																																																	

Figura 30 - Plan de Implementación de Iniciativas Estratégicas en la DSC
(Fuente: Plan Estratégico y Operativo de la DSC del CONELEC)

Cabe indicar que en la actualidad, el sistema de Gobierno por Resultados -GPR implementado por disposición de la Secretaría Nacional de la Administración Pública en todos los organismos públicos contempla la implementación en el CONELEC, en consecuencia los proyectos definidos en el Cuadro de Mando

Integral de la DSC están ya desplegados en dicho sistema, y partir de lo cual se ha iniciado su reporte y evaluación, aspectos que son de interés del CONELEC para la consecución de los objetivos estratégicos institucionales.

Cabe indicar que resulta conveniente la implementación de un sistema de comunicación integral del sistema eléctrico ecuatoriano que transmita a los diferentes gerentes de las empresas participantes los índices que deben mejorar para el control de los proyectos, como resultado de la aplicación y mejora continua del Cuadro de Mando Integral de la DSC.

CONCLUSIONES RECOMENDACIONES

8.1 CONCLUSIONES

- Se comprueba la hipótesis de la investigación planteada en la tesis “Diseño de un plan estratégico basado en el cuadro de mando integral (Balanced Scorecard) y orientado a la innovación de la Dirección de Supervisión y Control del CONELEC”, relacionada con la identificación de indicadores de la DSC, con la orientación de mejorar su gestión, innovando con esta herramienta los procesos de la DSC del CONELEC.
- Diversos factores adversos de índole político, legal, normativo, económico, financiero, administrativo y social, que han existido dentro del Sector Eléctrico Ecuatoriano, considerado estratégico para el desarrollo de los otros sectores productivos y de servicios, han venido afectando seriamente a la consecución de un crecimiento sostenido, equilibrado y solidario del Ecuador en su conjunto.
- El Consejo Nacional de Electricidad – CONELEC, aplica parcialmente la normativa vigente, debido a la incidencia de ciertas políticas inadecuadas establecidas en ciertos estamentos directivos de varias de las empresas del sector eléctrico, como en los casos de altos índices de pérdidas de energía todavía existentes y una deficiente gestión gerencial y administrativa, principalmente en algunas de las empresas de distribución, factores entre otros han propiciado iliquidez en el sector eléctrico.
- El análisis, la cuantificación de los resultados de la gestión de las empresas del sector eléctrico, son los parámetros fundamentales para que dentro del CONELEC se estructure la Dirección de Supervisión y Control, cuya orientación básica es la de controlar las actividades fundamentales que vienen desarrollando las empresas de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica, así como aquellas de la

Corporación Nacional de Control de Energía - CENACE; y velar que todas cumplan con sus objetivos, estrategias, metas y normas, orientados a brindar a todos los usuarios un mejor servicio de energía eléctrica.

- Una vez finalizado el proyecto de tesis, la DSC cuenta con el rumbo a seguir a partir de la propuesta de la misión, visión, objetivos, indicadores, e iniciativas estratégicas.
- Al elaborar la Planificación Estratégica se pudo conocer a través del diagnóstico (Análisis FODA) la situación actual de la DSC, su sitio en el sector eléctrico y sobre todo identificar el camino que debe seguir para alcanzar con los objetivos planteados.
- La elaboración de la Planificación Estratégica dentro de la DSC ha contribuido a que todo el talento humano que allí labora se sienta involucrado con la Dirección y con los objetivos planteados, se ha creado un sentimiento de pertenencia que está demostrado contribuye a una sinergia valiosa dentro del CONELEC.
- A través de la Planificación Estratégica se ha establecido un medio de comunicación eficiente pues permite una retroalimentación, lo que contribuye al crecimiento continuo del CONELEC y sobre todo a un clima organizacional adecuado.
- La DSC al ser una unidad cuyos procesos agregan valor al CONELEC, sus objetivos e iniciativas estratégicas están fundamentalmente orientadas a servir a la ciudadanía, en procura de ejercer un mejor control para garantizar el suministro de energía eléctrica, lo cual se puede evidenciarse en el Anexo V, relacionado con el Cuadro de Mando Integral de la DSC.
- Durante la vida de existencia de la DSC no existió una Planificación Estratégica, menos aún basada en el Cuadro de Mando Integral, por lo cual

constituye una innovación en la gestión de esta Dirección, con el único fin de mejorar su gestión alineada a alcanzar los objetivos institucionales.

8.2 RECOMENDACIONES

- Es recomendable que la DSC del CONELEC implemente el Cuadro de Mando Integral desarrollado en este trabajo de investigación, a fin de que su gestión sea debidamente controlada para alcanzar los objetivos planteados, lo cual requiere el impulso y apoyo de los directivos de la citada Dirección, así como del CONELEC, apoyo que involucra compromiso, liderazgo y decisión.
- El CONELEC, a través de la DSC, debe reforzar el control a los regulados del sector eléctrico, en especial a aquellos agentes que registran bajos índices de gestión gerencial y administrativa, con la finalidad de procurar el mejoramiento continuo del suministro de energía eléctrica.
- La Planificación Estratégica es el inicio de un sistema de gestión estratégica mismo que finaliza con la Planificación Operativa en donde se implementa las acciones estratégicas definidas, por lo que se recomienda implementar los planes de ejecución y retroalimentación para lograr que la DSC siga un proceso de creciendo hasta alcanzar las metas planteadas.
- Es aconsejable implementar el Cuadro de Mando Integral, ya que la DSC podrá potencializar sus Fortalezas y minimizar sus Debilidades, siguiendo el camino identificado para alcanzar los objetivos e innovando la forma de realizar el control de su gestión.
- Se recomienda la difusión de las Iniciativas Estratégicas de la DSC para alinear y enfocar los recursos de la Dirección e Institucionales, en la consecución de los objetivos estratégicos planteados.

- El talento humano es una parte fundamental dentro de la DSC y del CONELEC, por lo que es aconsejable realizar una inducción con cada persona que se integra a laborar para que conozca el plan estratégico.
- Es conveniente efectuar controles continuos con el fin de conocer el avance de la gestión de la DSC, así como las medidas correctivas a tomar en caso de ser necesario. Se recomienda el uso del Cuadro de Mando Integral para el proceso de control del cumplimiento de las estrategias de la Dirección como de la Institución.
- La innovación en la definición de un Cuadro de Mando Integral para la DSC, es recomendable sea revisada, como parte del mejoramiento continuo, cada vez que existan políticas que modifiquen las perspectivas del sector y del Estado en general, como es el caso de la actualización del Plan Nacional del Buen Vivir.
- Por el contenido y orientación del estudio, cuyo resumen se encuentra implícito en varias de las conclusiones identificadas, se recomienda la implementación oportuna del Plan Estratégico sustentado en el Cuadro de Mando Integral orientado a la innovación de la DSC del CONELEC, con el único objetivo de alcanzar los propósitos del CONELEC, del sector eléctrico y del Gobierno Nacional, que están dirigidos fundamentalmente a servir a la ciudadanía.
- La implementación de la Planificación Estratégica, basada en el Cuadro de Mando Integral, es recomendable por ser nueva y por estar dirigida a propiciar una mejora del estado actual de las actividades que desempeña la DSC, unidad agregadora de valor del CONELEC, que persigue como consecuencia el fortalecimiento del sector eléctrico ecuatoriano.

REFERENCIAS

- Certo, S. (2003). *Dirección Estratégica*. México. Editorial McGraw Hill. Primera Edición.
- Consejo Nacional de Electricidad. (2009). *Inventario de Recursos Energéticos del Ecuador con fines de Generación Eléctrica*. Quito.
- Consejo Nacional de Electricidad. (2010). *Plan Maestro de Electrificación 2009 – 2020*. Quito.
- Consejo Nacional de Electricidad. (2012). *Plan Maestro de Electrificación 2012 – 2021*. Quito.
- Consejo Nacional de Electricidad. (2013). *Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022*. Quito.
- Consejo Nacional de Electricidad. (2006). *Regulación No. CONELEC 009/06 “Precios de la Energía Producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”*. Quito.
- Consejo Nacional de Electricidad. (2011). *Resolución del Directorio del CONELEC No. 042/11*. Quito.
- Consejo Nacional de Electricidad. (2012). *Plan Estratégico Institucional 2013 – 2016*. Quito.
- Corporación de Estudios y Publicaciones. (2010). *Ley de Régimen del Sector Eléctrico*. Quito.
- David, F. (2008). *Conceptos de Administración Estratégica*. México. Pearson Prentice Hall. Décimo primera edición.
- Dess, G. Lumpkin, G.T. (2003). *Dirección Estratégica*. Madrid. Editorial McGraw Hill. Décimo primera edición.
- Habilidades directivas. (2004). *Cuadro de Mando Integral en una semana*. Barcelona Editorial Gestión 2000.
- Jonson, F. Acholes, K. (2001). *Dirección Estratégica*. Editorial McGraw Hill. Madrid.
- Kaplan, R. Norton, D. (2011). *Cuadro de Mando Integral*. Barcelona. Editorial Gestión 2000. Tercera edición.
- Kaplan, R. Norton, D. (2005). *Cómo utilizar el Cuadro de Mando Integral*. Barcelona. Editorial Gestión 2000.

- Kaplan, R. Norton, D. (2010). *The Execution Premium*. Bogotá. Editorial Planeta Colombiana S.A. Primera reimpresión.
- Kaplan, R. Norton, D. (2006). *Mapas Estratégicos*. Barcelona. Ediciones Gestión 2000.
- Porter, M. (2009). *Estrategia Competitiva. Técnicas para el análisis de la empresa y sus competidores*. Madrid. Editorial Pirámide.
- Porter, M. (2010). *Estrategia Competitiva. Creación y sostenibilidad de un rendimiento superior*. Madrid. Editorial Pirámide.
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2008). *Estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por Procesos*. Quito.
- Mintberg, H. Quinn J. (1998). *El Proceso Estratégico*. México. Prentice – Hall Hispanoamericana .Primera edición.
- Thompson, P. Gamble, S. (2012). *Administración estratégica. Teoría y casos*. México. Editorial McGraw Hill. Décimo octava edición.
- Thompson A. (1996). *Dirección y Administración Estratégicas*. México. Editorial McGraw-Hill. Primera edición.

INTERNET

- <http://www.conelec.gob.ec>
- <http://www.energia.gob.ec/>
- <http://plan.senplades.gob.ec/>
- http://www.asambleanacional.gov.ec/documentos/constitucion_de_bolsillo.pdf
- <http://www.cenace.org.ec/>
- <http://www.celec.com.ec/>
- <http://www.cnel.ec/>
- <http://www.conelec.gob.ec/indicadores>
- http://www.conelec.gob.ec/estadistica/documentos/Historico_Centrales_2011
- <http://www.monografias.com/trabajos82/uso-energia/uso-energia.shtml>
- <http://www.conelec.gob.ec/supervisión>
- http://gpr.informatica.gob.ec/gpr_ecuador/n0

- <http://www.monografias.com/trabajos70/disenio-sistema-indicadores-empresa-metalmecanica/disenio-sistema-indicadores-empresa-metalmecanica2.shtml>
- http://www.cepre.opp.gub.uy/mambo/images/stories/CEPRE/PDF/presupuesto_2005_2009/talleres_planificacion_y_presupuesto/glosario_planificacion_estrategica.pdf
- http://www.navarra.org/NR/rdonlyres/845024FB-2D0B-460A-A14D-B584B7D0B0A9/89477/1_PlanificacionEstrategica.pdf
- <http://www.monografias.com/trabajos7/plane/plane2.shtml>
- <http://www.gestiopolis.com/recursos/documentos/fulldocs/ger1/planestorg.htm>
- <http://es.geocities.com/pedrobonilloramos/pype/t1.html>
- http://es.wikipedia.org/wiki/Planificaci%C3%B3n_estrat%C3%A9gica
- http://es.wikipedia.org/wiki/Planificaci%C3%B3n_estrat%C3%A9gica
- http://www.fundibeq.org/metodologias/herramientas/cuadro_de_mando_integral.pdf
- <http://sabuesoweb.wordpress.com/2007/10/01/curso-basico-de-estrategia-empresarial-en-aulafacilcom/>
- <http://www.gestiopolis.com/canales/emprendedora/articulos/31/claves.htm>
- <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2084/1/CD-0601.pdf>

ANEXOS

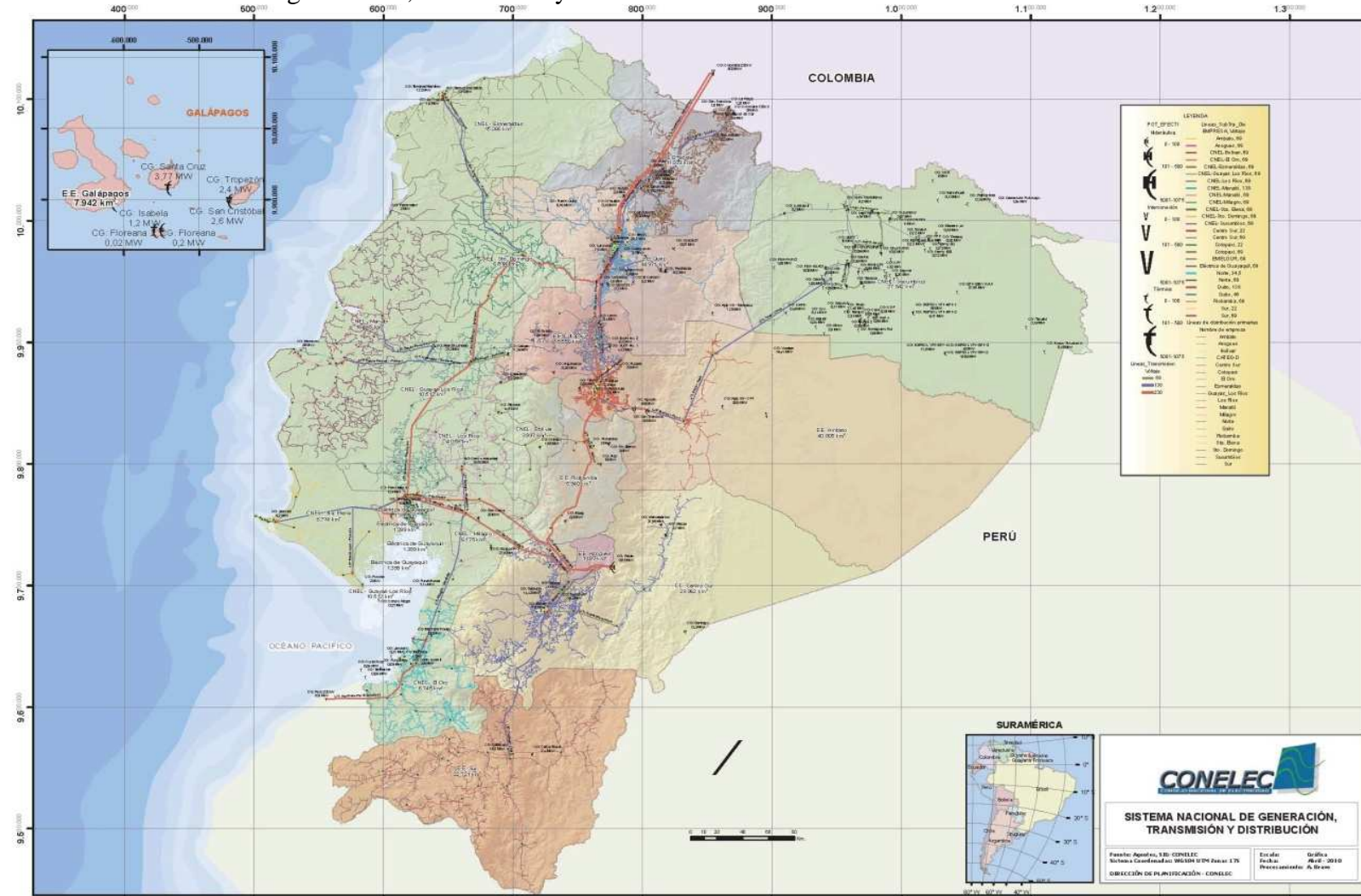
ANEXO A: División Política de la República del Ecuador



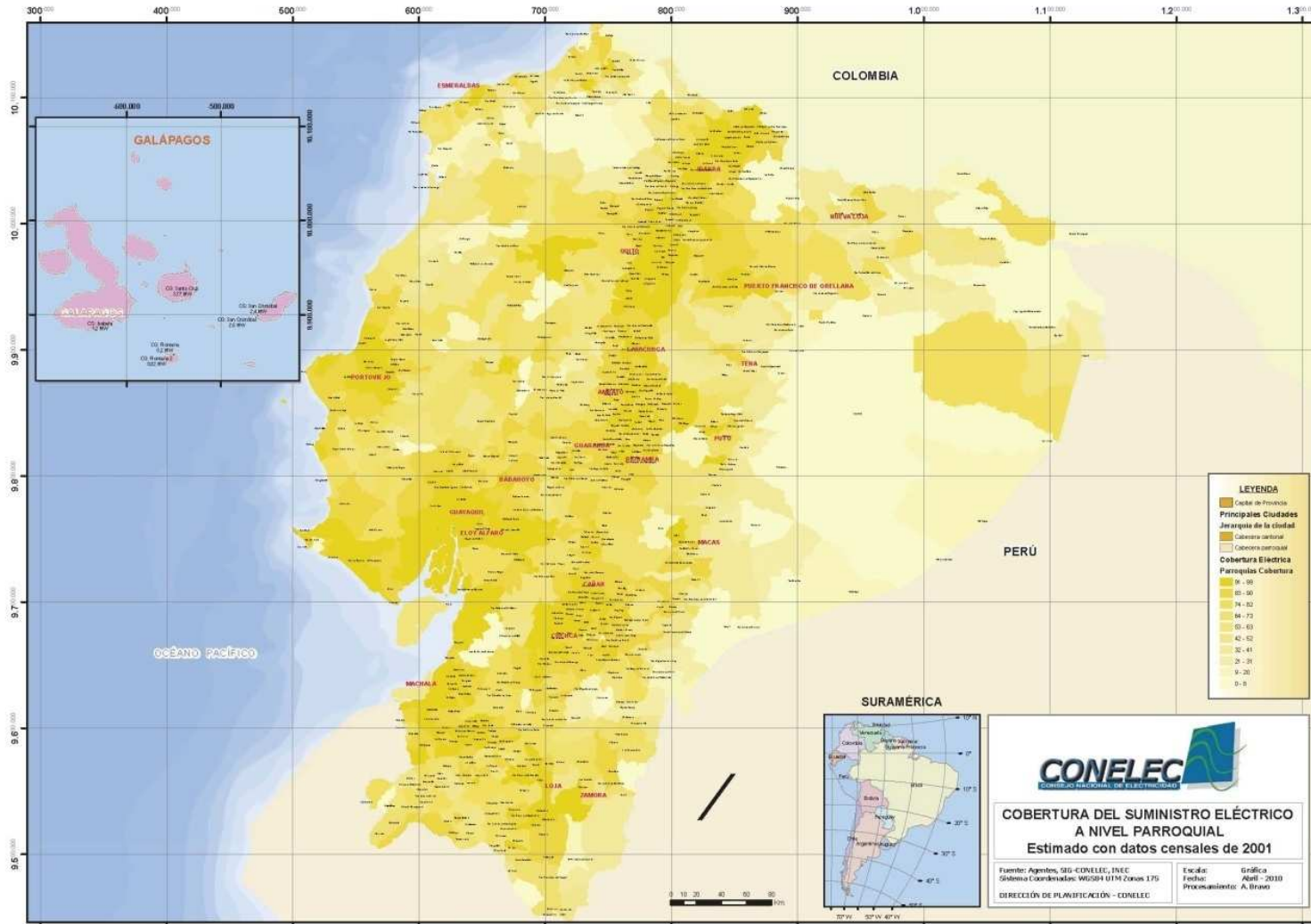
ANEXO B: Áreas de concesión de las empresas distribuidoras



ANEXO C: Sistema Nacional de generación, transmisión y distribución



ANEXO D: Cobertura de energía eléctrica en la República del Ecuador



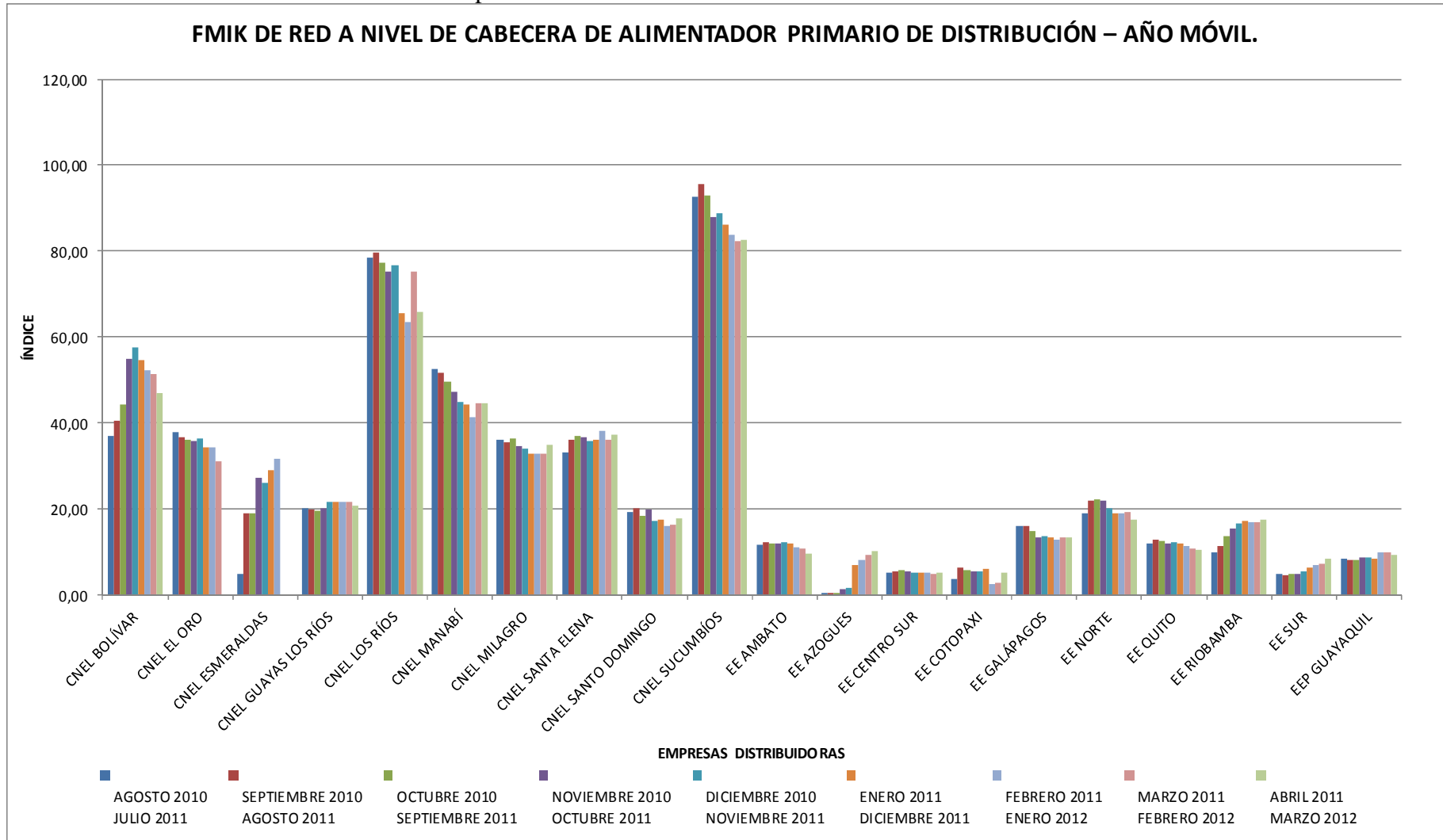
ANEXO E: Indisponibilidades de transformadores del SNT, periodo 2002 - 2011

ITEM	ELEMENTO DEL SNT	NÚMERO DE INDISPONIBILIDADES												TOTAL PERÍODO 10 AÑOS	PROMEDIO INDISP. ANTES M-15	PROMEDIO INDISP. A PARTIR M-15	VARIACIÓN PROMEDIO INDISPONIBILIDADES	PENDIENTE PONDERADA								
		2002		2003		2004		2005		2006		2007							2008		2009		2010		2011	
		1S	2S	1S	2S	1S	2S	1S	2S	1S	2S	1S	2S						1S	2S	1S	2S	1S	2S	1S	2S

TRANSFORMADORES

1	Ambato Transformador T1																				1	2	0.077	0.143	86%	0.0241
2	Babahoyo Autotransformador ATQ	2	2	1	3	1	2	3	5	6	5	1	1	1	4	1	38	1.462	2.714	86%	4.0000					
3	Caraguay Autotransformador ATQ																1	1	0.000	0.143	0	0	0.000	0.143	0	0.0143
4	Cuenca Autotransformador ATQ					1					1				1		3	0.154	0.143	-7%	0.0248					
5	Dos Cerritos Autotransformador ATK			1	1						1						3	0.154	0.143	-7%	-0.0293					
6	Esmeraldas Autotransformador AA1	1			1		1									1	5	0.231	0.286	24%	-0.0188					
7	Francisco de Orellana Autotransformador ATQ				1	1	1	1	6							2	12	0.769	0.286	-63%	0.3609					
8	Ibarra Autotransformador ATQ**					1											1	2	0.077	0.143	86%	0.0211				
9	Ibarra Autotransformador ATR									3							2	5	0.231	0.286	24%	0.1617				
10	Ibarra Transformador T1			1	1												1	3	0.154	0.143	-7%	-0.0248				
11	Machala Autotransformador ATQ	2	1	2	3	3	1										12	0.923	0.000	-100%	-1.2271					
12	Machala Autotransformador ATR												1				1	2	0.000	0.286	0	0	0.000	0.286	0	0.0391
13	Machala Transformador TRK												1	1	1	1	3	0.000	0.429	0	0	0.000	0.429	0	0.1015	
14	Milagro Autotransformador ATK						1				2						1	4	0.077	0.429	457%	0.0962				
15	Milagro Autotransformador ATQ															1	1	2	0.000	0.286	0	0	0.000	0.286	0	0.0541
16	Milagro Autotransformador ATU						1							1			2	0.077	0.143	86%	0.0150					
17	Molino Autotransformador AT1				2						1	1					4	0.154	0.286	86%	-0.0180					
18	Molino Autotransformador AT2	1	2					1							1	1	6	0.308	0.286	-7%	-0.0451					
19	Mulaló Autotransformador ATQ			1	1						1	1					4	0.231	0.143	-38%	-0.0301					
20	Pascales Autotransformador ATR				1	3		1									7	0.462	0.143	-69%	-0.0368					
21	Pascales Autotransformador ATT		1	1						1	1						5	0.308	0.143	-54%	-0.0263					
22	Pascales Autotransformador ATU	1															1	0.077	0.000	-100%	-0.0143					
23	Policentro Autotransformador ATQ		1	2	1								1	1			1	7	0.308	0.429	39%	-0.0263				
24	Pomasqui Autotransformador ATU			1	1					2							4	0.308	0.000	-100%	-0.0541					
25	Portoviejo Autotransformador AA1	1	1				1					1					5	0.231	0.286	24%	-0.0714					
26	Portoviejo Autotransformador AA2			1							1						2	0.077	0.143	86%	-0.0120					
27	Portoviejo Transformador Móvil**										4	2	1				7	0.000	1.000	0	0	0.000	1.000	0	0.3737	
28	Posorja Autotransformador ATQ	1	1	1	2										1		6	0.385	0.143	-63%	-0.2346					
29	Puyo Autotransformador ATQ													2	1	1	1	5	0.000	0.714	0	0	0.000	0.714	0	0.2594
30	Puyo Transformador Móvil**										3						3	0.000	0.429	0	0	0.000	0.429	0	0.0474	
31	Quevedo Autotransformador ATR	3	1		3	3					1			1			12	0.769	0.286	-63%	-0.7398					
32	Quevedo Autotransformador ATT	2			1						1	1					5	0.308	0.143	-54%	-0.1391					
33	Riobamba Transformador TRK															1	1	2	0.000	0.286	0	0	0.000	0.286	0	0.0541
34	SALITRAL Autotransformador ATQ			1	1	1								2	1		6	0.231	0.429	86%	-0.0180					
35	SALITRAL Autotransformador ATR				1	2								2	1		6	0.231	0.429	86%	0.0180					
36	Santa Elena Autotransformador ATQ														1	3	4	0.000	0.571	0	0	0.000	0.571	0	0.1925	
37	Santa Rosa Autotransformador ATT													1			1	0.000	0.143	0	0	0.000	0.143	0	0.0083	
38	Santa Rosa Autotransformador ATU		2		1			2	1					2		1	9	0.462	0.429	-7%	0.1015					
39	Santa Rosa Transformador TRN	1	1					5				1	4	1	2		15	0.538	1.143	112%	1.0038					
40	Santa Rosa Transformador TRP		1						1						1		3	0.154	0.143	-7%	-0.0023					
41	Santo Domingo Autotransformador ATR																1	0.000	0.143	0	0	0.000	0.143	0	0.0113	
42	Santo Domingo Autotransformador ATU	1			1	1											4	0.231	0.143	-38%	-0.0481					
43	Sinincay Transformador TRK																1	0.000	0.143	0	0	0.000	0.143	0	0.0113	
44	Tena Transformador TRQ								1	1			2	1	1		6	0.154	0.571	271%	0.2617					
45	Totoras Autotransformador ATQ				3					1		1			1		6	0.308	0.286	-7%	0.0271					
46	Totoras Autotransformador ATT	1													1		2	0.077	0.143	86%	-0.0150					
47	Trinitaria Autotransformador ATQ				1	1	3										5	0.385	0.000	-100%	-0.1541					
48	Trinitaria Autotransformador ATT																0	0.000	0.000	0	0	0.000	0.000	0	0.0000	
49	Tulcán Autotransformador ATQ				1												1	0.077	0.000	-100%	-0.0083					
50	Vicentina Transformador T1												1			1	2	0.000	0.286	0	0	0.000	0.286	0	0.0391	
51	Vicentina Transformador T2	1	1													1	1	1	0.154	0.429	179%	0.0714				

ANEXO G: Indicador de frecuencia de interrupciones a nivel de cabecera de alimentador



ANEXO H: Indicador de tiempo de interrupciones a nivel de cabecera de alimentador

ANEXO I: Detalle de bienes a cargo de la DSC

DESCRIPCIÓN DE BIENES	CANTIDAD
ALTIMETRO	1
ARCHIVADOR DE DOCUMENTOS	43
BIBLIOTECA	17
C.P.U.	3
CAMARA DE FOTOS	2
COMPUTADOR	27
COPIADORA	1
CREDENSA	11
DISCO DURO	14
DIVERSOS	4
DOCKING STATION	5
EQUIPOS AUDIOVISUALES	4
ESCANNER	1
ESCRITORIO	1
ESTACION DE TRABAJO	59
FAX	1
GABINETE	1
IMPRESORA A TINTA	2
IMPRESORA LASER	2
LIBROS	27
LICENCIAS	4
MESA	4
MESA DE SESIONES	2
MODEM	8
MONITOR O PANTALLA	25
MOUSE	1
SILLA	49
SILLA GIRATORIA	3
SILLON	15
SIMM DE MEMORIA	4
SISTEMA SEGURIDAD	4
SOFA	1
TARJETA	2
TECLADO	19
TELEFONO	20
UPS	4
UPS (ALMACENADOR ENERGIA)	9
TOTAL GENERAL	400

ANEXO J: Detalle de las actividades que debe desarrollar la DSC en el área de generación en construcción

ITEM	ÁREA	TEMA	DEFINICIÓN DE LA ACTIVIDAD	GRADO DE RESPONSABILIDAD	ACTIVIDAD SE REALIZA ACTUALMENTE?	VALORACIÓN DE TIEMPO PROMEDIO DE ACCIONES PARA CUMPLIR UNA ACTIVIDAD ANÁLISIS UNITARIO (Personas)										FRECUENCIA	NÚMERO DE EMPRESAS PARA LAS CUALES SE REALIZA LA ACTIVIDAD ANUALMENTE	CARGA HORARIA UNITARIA			CARGA HORARIA ANUAL			DETALLE DE LA ACTIVIDAD	ACTIVIDAD LEVANTADA POR
						Vis. Ins	Elaboración de cuadros y gráficos estadísticos	Análisis de datos	Elaboración de informes	Revisión de informes	Elaboración de oficios memorandos de cobertura	Reuniones de trabajo (Elaboración de Acta)	Seguimiento de obligaciones, compromisos, acuerdos.	MÍNIMA	PROMEDIO			MÁXIMA	MÍNIMA	PROMEDIO	MÁXIMA				
																						Car. Unit. Mi	Car. Unit. Pr		
Item	Área	Tema	Def_Act	Grad_Resp	Act_Si_NO	Vis_Ins	Cuad_Gr	Ana_De	El_Int	Rev_Inf	Ofc_Mer	Reu_Tr	Seg_OC	Frec	Num_Emp	Car_Unit_Mi	Car_Unit_Pr	Car_Unit_Me	Car_An_Mi	Car_An_Pr	Car_An_Ma	Det_Act	Act_Lev		
54	Generación en Construcción	Administración de Contratos de Proyectos en Ejecución (Generación Mayor a 1 MW)	Revisión del Contrato y cumplimiento de Obligaciones Contractuales	Medio	SI	0,00	2,00	4,00	8,00	2,00	4,00	2,00	2,00	A	14	16,80	24,00	31,20	235,20	336,00	436,80	Revisión del Contrato de Permiso o Concesión y verificación del cumplimiento de las Obligaciones Contractuales: Estudios y Diseños Definitivos aprobados, EIAD, Licencia Ambiental, EAR, Póliza de Responsabilidad Civil y garantía de Cumplimiento de Plazos	Alberto Martínez		
55	Generación en Construcción	Administración de Contratos de Proyectos en Ejecución (Generación Mayor a 1 MW)	Verificación del cumplimiento de Obligaciones Contractuales	Alto	SI	0,00	1,00	2,00	4,00	1,00	4,00	1,00	1,00	A	14	9,80	14,00	18,20	137,20	196,00	254,80	Seguimiento, verificación y exigencia del cumplimiento de las Obligaciones Contractuales, por parte de los Titulares del Permiso o Concesión	Alberto Martínez		
56	Generación en Construcción	Administración de Contratos de Proyectos en Ejecución (Generación Mayor a 1 MW)	Revisión del Informe Mensual de Avance de Obra	Alto	PARCIAL	0,00	0,00	2,00	2,00	1,00	2,00	1,00	1,00	M	7	6,30	9,00	11,70	529,20	756,00	982,80	Exigir el envío del Informe Mensual de Avance de Obra y revisar su contenido en base al cronograma de ejecución	Alberto Martínez		
57	Generación en Construcción	Administración de Contratos de Proyectos en Ejecución (Generación Mayor a 1 MW)	Verificación in situ el contenido del Informe de Avance Mensual de Obra	Alto	SI	16,00	2,00	1,00	4,00	2,00	3,00	2,00	1,00	M	7	21,70	31,00	40,30	1822,80	2604,00	3385,20	Elaboración del Cronograma de Inspecciones. Ejecución de las inspecciones. Evaluación del Informe de Avance de Obra. Mantener reuniones de trabajo. Suscribir acta de compromiso. Elaboración de Informe de Inspección	Alberto Martínez		
58	Generación en Construcción	Administración de Contratos de Proyectos Paralizados o en Proceso de Regularización (Generación Mayor a 1 MW)	Revisión y aprobación de los Diseños y Estudios Definitivos de las variantes realizadas al diseño original	Alto	SI	0,00	1,00	4,00	16,00	8,00	6,00	2,00	2,00	SI	7	27,30	39,00	50,70	382,20	546,00	709,80	Solicitar el envío de los Diseños y Estudios actualizados. Revisión de la información. Elaboración de informes técnicos	Alberto Martínez		
59	Generación en Construcción	Administración de Contratos de Proyectos Paralizados o en Proceso de Regularización (Generación Mayor a 1 MW)	Actualización de las obligaciones contractuales	Medio	SI	0,00	1,00	2,00	4,00	1,00	4,00	1,00	1,00	SI	7	9,80	14,00	18,20	137,20	196,00	254,80	Solicitar la documentación contractual. Revisión de la información. Coordinación y seguimiento de las obligaciones contractuales con otras áreas del CDNELEC. Elaboración de informes. Imposición de multas en caso de incumplimientos	Alberto Martínez		
60	Generación en Construcción	Administración de Contratos de Proyectos Paralizados o en Proceso de Regularización (Generación Mayor a 1 MW)	Gestión para la regularización de los Contratos	Medio	SI	0,00	0,00	0,00	8,00	4,00	8,00	1,00	0,00	SI	7	14,70	21,00	27,30	205,80	294,00	382,20	Elaboración de memorandos y oficios para tramitar la regularización de los contratos de Permiso o Concesión	Alberto Martínez		
61	Generación en Construcción	Procedimiento para el Control de Avance de Obra (Generación Mayor a 1 MW)	Elaboración e implementación del Procedimiento de Avance de Obra	Medio	NO	0,00	4,00	2,00	40,00	1,00	8,00	4,00	0,00	Una sola vez	1	41,30	59,00	76,70	41,30	59,00	76,70	Elaboración de formatos, cuadros, tablas e indicadores requeridas para el control de avance de obras. Elaboración de la Metodología del Control de Avance de Obra. Capacitación e implementación	Alberto Martínez		
62	Generación en Construcción	Procedimiento para el Control de Avance de Obra (Generación Mayor a 1 MW)	Ejecución, supervisión y actualización del cumplimiento del Procedimiento de Avance de Obra	Medio	NO	0,00	2,00	1,00	2,00	1,00	2,00	1,00	0,50	M	14	6,65	9,50	12,35	1117,20	1596,00	2074,80	Solicitar la información. Revisar, evaluar e informar el Avance de Obra. Actualizar el procedimiento con fines de mejorarlo	Alberto Martínez		
63	Generación en Construcción	Informe Consolidado Mensual (Generación Mayor a 1 MW)	Elaboración del Informe de estado de situación mensual de los Proyectos de Generación	Medio	SI	0,00	8,00	4,00	4,00	2,00	0,00	1,00	1,00	M	1	14,00	20,00	26,00	168,00	240,00	312,00	Recopilación de la información remitida. Elaboración de los informes ejecutivo y consolidado mensual de los Proyectos de Generación	Alberto Martínez		
64	Generación en Construcción	Informe Consolidado Anual (Generación Mayor a 1 MW)	Elaboración del Informe de estado de situación anual de los Proyectos de Generación	Medio	SI	0,00	4,00	2,00	4,00	1,00	4,00	0,00	0,00	A	1	10,50	15,00	19,50	10,50	15,00	19,50	Consolidación de la información mensual. Elaboración de los informes ejecutivo y consolidado anual de los Proyectos de Generación	Alberto Martínez		
65	Generación en Construcción	SISMO	Actualización de la información del SISMO respecto a Generación mayor a 1 MW	Bajo	SI	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	M	14	1,40	2,00	2,60	235,20	336,00	436,80	Recopilación de la información existente. Actualización de la información en el sistema	Alberto Martínez		
66	Generación en Construcción	Estado de Situación de Proyectos de Generación en construcción	Elaboración del Informe de estado de situación mensual de los Proyectos de Generación	Medio	SI	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	2,00	1,00	1,00	M	1	4,20	6,00	7,80	50,40	72,00	93,60	Recopilación de la información remitida. Apoyo en la elaboración de los informes ejecutivo y consolidado mensual de los Proyectos de Generación	Gabriela Amijos		
67	Generación en Construcción	Estado de Situación de Proyectos de Generación en construcción	Elaboración del Informe de estado de situación anual de los Proyectos de Generación	Medio	SI	0,00	0,00	0,00	2,00	0,00	2,00	1,00	0,00	A	1	3,50	5,00	6,50	3,50	5,00	6,50	Consolidación de la información mensual. Apoyo en la elaboración de los informes ejecutivo y consolidado anual de los Proyectos de Generación	Gabriela Amijos		
68	Generación en Construcción	Desarrollo y/o Actualización del proceso de registro de información y metodología de seguimiento y/o liquidación de planes/proyectos de inversión	Similar al desarrollo del instructivo para registro contable de actividades de ejecución y cierre/liquidación de proyectos en distribución y transmisión, se deberá desarrollar uno para proyectos de generación	Medio	NO	24,00	16,00	4,00	40,00	24,00	4,00	24,00	0,00	A	1	95,20	136,00	176,80	95,20	136,00	176,80	Esta actividad es igual que para los casos de distribución y transmisión, cumplen con la estructura por procesos que: - Levanta y diagnostica procesos de registro y reporte de información - Desarrolla y actualiza formularios y procedimientos de levantamiento y reporte de información	Giovanny Velázquez		
69	Generación en Construcción	Seguimiento financiero y/o cierre/liquidación de proyectos de inversión	En base a la metodología de registro de información contable, parte del instructivo de liquidación e inicialmente basado en el procedimiento y/o formularios de seguimiento existentes, se procederá a implementar el seguimiento de avance financiero de este tipo de proyectos	Medio	NO	8,00	4,00	12,00	8,00	8,00	2,00	0,00	2,00	T	7	30,80	44,00	57,20	862,40	1232,00	1603,60	Esta actividad es igual que para los casos de distribución y transmisión, cumplen con la estructura por procesos que: - Levanta y diagnostica procesos de registro y reporte de información - Desarrolla y actualiza formularios y procedimientos de levantamiento y reporte de información	Giovanny Velázquez		
70	Generación en Construcción	Documentación de los proyectos	Recepción, trámite, archivo y actualización de la documentación relacionada con los proyectos	Bajo	PARCIAL	0,00	1,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,00	0,00	SI	14	1,40	2,00	2,60	1019,20	1456,00	1892,80	Recepción, tramitación, archivo y actualización de la documentación relacionada con los proyectos en físico y digital	Alberto Martínez		
71	Generación en Construcción	Situaciones Emergentes	Inspección, evaluación y elaboración de informes sobre situaciones emergentes surgidas durante la ejecución de los proyectos	Alto	PARCIAL	16,00	2,00	2,00	8,00	1,00	4,00	2,00	1,00	Una sola vez	1	25,20	36,00	46,80	25,20	36,00	46,80	Indicadores que reflejan la situación operativa del sistema	Alberto Martínez		
72	Generación en Construcción	Consultorías para Control de Avances de Obra	Elaboración de los TDR para contratar las consultorías para Control de Avance de obra de los Proyectos	Alto	NO	0,00	2,00	4,00	24,00	0,00	16,00	4,00	2,00	A	1	36,40	52,00	67,60	36,40	52,00	67,60	Elaboración de los TDR. Contratación y capacitación a los consultores. Elaboración del cronograma de ejecución	Alberto Martínez		
73	Generación en Construcción	Consultorías para Control de Avances de Obra	Supervisión de los contratos de consultoría de Avance de Obra de los Proyectos	Medio	NO	16,00	2,00	2,00	4,00	2,00	4,00	2,00	1,00	M	1	23,10	33,00	42,90	277,20	396,00	514,80	Verificación del cumplimiento del contrato de consultoría. Revisión y aprobación de la información proporcionada. Elaboración de informes	Alberto Martínez		
74	Generación en Construcción	Coordinación de Generación en Construcción	Coordinación de las actividades relacionadas con los Proyectos de Generación en Construcción	Alto	SI	0,00	4,00	2,00	4,00	4,00	2,00	2,00	2,00	SI	14	14,00	20,00	26,00	10192,00	14560,00	18928,00	Revisión de toda las comunicaciones previo a su envío. Planificación, coordinación y monitoreo de las actividades referentes a los Proyectos de Generación en Construcción	Vicente Herrera		

ANEXO K: Detalle de las actividades que debe desarrollar la DSC en el área de generación en operación

ITEM	ÁREA	TEMA	DEFINICIÓN DE LA ACTIVIDAD	GRADO DE RESPONSABILIDAD	ACTIVIDAD SE REALIZA ACTUALMENTE?	VALORACIÓN DE TIEMPO PROMEDIO DE ACCIONES PARA CUMPLIR UNA ACTIVIDAD ANÁLISIS UNITARIO (hora)								FRECUENCIA	NÚMERO DE EMPRESAS PARA LAS CUALES SE REALIZA LA ACTIVIDAD ANUALMENTE	CARGA HORARIA UNITARIA			CARGA HORARIA ANUAL			DETALLE DE LA ACTIVIDAD	ACTIVIDAD LEVANTADA POR	
						Visitas de inspección	Elaboración de cuadros y gráficos estadísticos	Análisis de datos	Elaboración de informes	Revisión de Informes	Elaboración de oficios o memorandos de cobertura	Reuniones de trabajo (Elaboración de Acta)	Seguimiento de obligaciones, con promisos, acuerdos			MÍNIMA	PROMEDIO	MÁXIMA	MÍNIMA	PROMEDIO	MÁXIMA			
																								Car_Unit_Mi
Item	Área	IT	Tema	Def_Act	Grad_Resp	Act_Si_NO	Vis_Ins	Cuad_Gr	Ana_De	Ela_Inf	Rev_Inf	Ofc_Me	Reu_Tr	Seg_OC	Frec	Num_Emp	Car_Unit_Mi	Car_Unit_Pr	Car_Unit_Ma	Car_An_Mi	Car_An_Pr	Car_An_Ma	Det_Act	Act_Lev
75	Generación en Operación		Seguimiento del Plan Anual de Mantenimientos.	Verificación del cumplimiento del Plan Anual de Mantenimientos elaborado por el CENACE	Alto	SI	0,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	1,00	M	1	7,70	11,00	14,30	92,40	132,00	171,60	Revisión del cumplimiento del Plan Anual de Mantenimientos que realiza el CENACE, sobre la base de la información entregada por los agentes.	Marcelo Arias
76	Generación en Operación		Seguimiento del Plan Anual de Mantenimientos.	Cálculo de Indicadores estadísticos sobre cumplimiento anual de mantenimientos.	Alto	NO	0,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	1,00	Bm	1	7,70	11,00	14,30	46,20	66,00	85,80	Cálculo de los indicadores globales que reflejan la gestión en los mantenimientos de generación y el grado de cumplimiento del plan establecido por el CENACE	Marcelo Arias
77	Generación en Operación		Gestión de Activos de las Generadoras	Revisión del avance de los procesos para la ejecución del plan anual de mantenimientos	Alto	NO	24,00	1,00	1,00	2,00	1,00	1,00	1,00	1,00	T	20	22,40	32,00	41,60	1792,00	2560,00	3328,00	Inspección en sitio sobre el avance de los procesos para la ejecución del plan anual de mantenimientos. Llega hasta la evaluación física del avance.	Marcelo Arias
78	Generación en Operación		Gestión de Activos de las Generadoras	Evaluación de la situación operativa de las centrales de generación	Alto	PARCIAL	24,00	1,00	1,00	2,00	1,00	1,00	1,00	1,00	T	20	22,40	32,00	41,60	1792,00	2560,00	3328,00	Inspección en sitio para verificar el estado de situación operativa de las centrales y definir el alcance y los requerimientos de los mantenimientos predictivos	Marcelo Arias
79	Generación en Operación		Gestión de Activos de las Generadoras	Cálculo de Indicadores estadísticos sobre la situación operativa de centrales de generación	Alto	NO	0,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	1,00	T	20	7,70	11,00	14,30	616,00	880,00	1144,00	Indicadores que reflejan la gestión de activos de las centrales de generación.	Marcelo Arias
80	Generación en Operación		Gestión de Activos de las Autoproductoras	Evaluación de la situación operativa de las centrales de generación (Autoproductoras)	Medio	NO	24,00	1,00	1,00	2,00	1,00	1,00	1,00	1,00	St	5	22,40	32,00	41,60	224,00	320,00	416,00	Inspección en sitio para verificar el estado de situación operativa de las centrales y definir el alcance y los requerimientos de los mantenimientos predictivos	Marcelo Arias
81	Generación en Operación		Gestión de Activos de las Autoproductoras	Cálculo de Indicadores estadísticos sobre la situación operativa de centrales de generación (Autoproductoras)	Medio	NO	0,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	1,00	St	5	7,70	11,00	14,30	77,00	110,00	143,00	Indicadores que reflejan la gestión de activos de los autoproductores	Marcelo Arias
82	Generación en Operación		Situación Operativa Real	Evaluación de la situación operativa del sistema, sobre la base de reportes del CENACE	Medio	PARCIAL	0,00	1,00	1,00	1,00	0,50	0,00	0,00	0,00	D	1	2,45	3,50	4,55	612,50	875,00	1137,50	Reportes de estado de situación de embalses, producción energética, reservas de combustible, reserva rodante, precio de la energía.	Marcelo Arias
83	Generación en Operación		Situación Operativa Real	Cálculo de Indicadores estadísticos sobre la Situación Operativa Real	Medio	PARCIAL	0,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	1,00	T	1	7,70	11,00	14,30	30,80	44,00	57,20	Indicadores que reflejan la situación operativa del sistema	Marcelo Arias
84	Generación en Operación		Planificación Operativa	Validación de Estudios Eléctricos	Medio	SI	0,00	3,00	3,00	4,00	2,00	2,00	4,00	2,00	St	1	14,00	20,00	26,00	28,00	40,00	52,00	Estudios de bandas de tensión, reserva rodante y protecciones sistémicas	Marcelo Arias
85	Generación en Operación		Planificación Operativa	Validación de Estudios Energéticos	Medio	PARCIAL	0,00	3,00	3,00	4,00	2,00	2,00	4,00	2,00	St	1	14,00	20,00	26,00	28,00	40,00	52,00	Estudios de política de utilización de embalses, coordinación hidrotérmica, potencia remunerable.	Marcelo Arias
86	Generación en Operación		Planificación Operativa	Cálculo de Indicadores estadísticos sobre la Planificación Operativa	Medio	NO	0,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	1,00	T	1	7,70	11,00	14,30	30,80	44,00	57,20	Indicadores que reflejan la planificación del sistema.	Marcelo Arias
87	Generación en Operación		Transacciones Comerciales	Cálculo de Indicadores estadísticos sobre Transacciones Comerciales	Medio	NO	0,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,00	1,00	1,00	T	1	7,70	11,00	14,30	30,80	44,00	57,20	Indicadores que reflejan la planificación del sistema.	Marcelo Arias
88	Generación en Operación		Seguimiento de obligaciones contractuales	Seguimiento de obligaciones establecidas en los contratos de empresas generadoras en operación	Alto	SI	0,00	2,00	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	St	25	4,90	7,00	9,10	245,00	350,00	455,00	Seguimiento de obligaciones establecidas en los contratos	Marcelo Arias
89	Generación en Operación		Cumplimiento Reguleiones.	Realización de inspecciones para verificar el cumplimiento de regulaciones con relación a las empresas generadoras en operación.	Medio	SI	8,00	4,00	2,00	1,00	1,00	3,00	4,00	2,00	T	2	17,50	25,00	32,50	140,00	200,00	260,00	Verificación en sitio del cumplimiento de las regulaciones que tienen relación a las generadoras en operación, elaboración de informes, oficios, memorandos.	Lenin Poma

ANEXO L: Detalle de las actividades que debe desarrollar la DSC en el área de transmisión

ITEM	ÁREA	TEMA	DEFINICIÓN DE LA ACTIVIDAD	GRADO DE RESPONSABILIDAD	ACTIVIDAD SE REALIZA ACTUALMENTE?	VALORACIÓN DE TIEMPO PROMEDIO DE ACCIONES PARA CUMPLIR UNA ACTIVIDAD (HORAS)										FRECUENCIA	NÚMERO DE EMPRESAS PARA LAS CUALES SE REALIZA LA ACTIVIDAD ANUALMENTE	CARGA HORARIA UNITARIA			CARGA HORARIA ANUAL			DETALLE DE LA ACTIVIDAD	ACTIVIDAD LEVANTADA POR
						ANÁLISIS UNITARIO (HORAS)												MÍN/AAA	PROMEDIO	MÁX/AAA	MÍN/AAA	PROMEDIO	MÁX/AAA		
						Vols de Inspección	Elaboración de cuadros y gráficos estadísticos	Análisis de datos	Elaboración de informes	Revisión de informes	Elaboración de oficios o memorandos de cobertura	Reuniones de trabajo (Elaboración de Actas)	Seguimiento de obligaciones, acuerdos	Car. Unit. M	Car. Unit. P										
Item	Área	Tem	Def_Act	Grad_Resp	Acti_Se_Realiza	Vols_Ins	Coed_Gra	Anls_Dat	Elab_Inf	Rev_Inf	Ofic_Mem	Reun_Trj	Segu_Occ	Frec	Núm_Emp	Car_Unit_M	Car_Unit_P	Car_Unit_M	Car_An_M	Car_An_P	Car_An_M	Def_Act	Act_Lev		
123	Transmisión	Plan de Expansión de Transmisión	Participación en la elaboración del PME	Alto	PARCIAL				120,00	16,00		16,00		A	1	106,40	152,00	197,60	106,40	152,00	197,60	La DSC participa, desde este año, en la elaboración del Plan Maestro de Electrificación, específicamente en el capítulo correspondiente a Diagnóstico del sector eléctrico y vulnerabilidad.	Oscar Salazar		
124	Transmisión	Plan de Expansión de Transmisión	Revisión mensual del avance de ejecución del PET	Medio	NO			3,00	2,00	0,50	0,50	2,00	1,00	M	1	6,30	9,00	11,70	76,60	108,00	140,40	Mensualmente CELEC EP TRANSELECTRIC entrega el Formulario de avance de ejecución del PET. La DSC debe realizar una revisión de la información remitida, validar la misma, e identificar posibles inconsistencias u observaciones relevantes respecto a la información reportada, mismas que deberán ser reportadas al transmisor para su revisión.	Oscar Salazar		
125	Transmisión	Plan de Expansión de Transmisión	Elaboración de informes sobre el avance de ejecución del Plan de Expansión de Transmisión, en la parte correspondiente a ejecución física.	Alto	SI	24,00	16,00	6,00	24,00	6,00		2,00	4,00	T	1	57,40	82,00	106,60	229,60	328,00	426,40	De manera trimestral se elaboran un informe sobre el estado de avance de ejecución del PET, se realizan vistas de inspección a proyectos seleccionados como muestra y se realiza una evaluación de los problemas mayores identificados.	Oscar Salazar		
126	Transmisión	Plan de Expansión de Transmisión	Elaboración de informe consolidado sobre avance del PET	Alto	SI			6,00	12,00	2,00	1,00		2,00	T	1	16,30	23,00	29,90	64,40	92,00	119,60	El informe de avance del PET está conformado por la parte financiera y la parte de ejecución física. Es necesario una consiguencia de los dos componentes para definir un informe único.	Oscar Salazar		
127	Transmisión	Plan de Expansión de Transmisión	Revisión y aceptación de modificaciones al PET	Alto	NO			8,00	12,00	2,00	1,00	2,00		SI	1	17,50	25,00	32,50	35,00	50,00	65,00	En general, los proyectos del PET sufren modificaciones en cuanto a planes y fechas de inicio de operación. De acuerdo a la Regulación Complementaria No. 1 de aplicación del Mando 15, le corresponde al CONELEC efectuar la aceptación de dichas modificaciones, la cual deberá estar sustentada en informes de análisis técnicos.	Oscar Salazar		
128	Transmisión	Calidad de la Potencia de Transmisión	Revisión y aprobación del cronograma de mediciones de calidad de potencia	Bajo	NO			2,00			0,50			C	1	1,75	2,50	3,25	5,25	7,50	9,75	Revisar el cronograma preparado por CELEC EP TRANSELECTRIC y aceptado por el CENACE, en conformidad se establece la Regulación y al mismo no requiere modificación. Informar sobre observaciones al transmisor vía email.	Oscar Salazar		
129	Transmisión	Calidad de la Potencia de Transmisión	Revisión de la información contenida en los formularios de supervisión de la calidad de potencia	Medio	NO			4,00	2,00	1,00	0,50		0,50	M	1	5,60	8,00	10,40	67,20	96,00	124,80	Se realiza la revisión de los datos consignados en los formularios de calidad de potencia de transmisión y, emitir las observaciones que correspondan, de ser el caso, mismas que serán comunicadas a la dirección de correo electrónico del área por el transmisor.	Oscar Salazar		
130	Transmisión	Calidad de la Potencia de Transmisión	Elaboración de informes sobre el estado de situación de la calidad de la potencia	Alto	NO		16,00	8,00	24,00	6,00	1,00	4,00	4,00	C	1	44,30	63,00	81,90	132,30	189,00	245,70	Elaborar y remitir al CONELEC al CENACE, un informe sobre el estado de la calidad de la potencia en los puntos de conexión medidos en el período de cuatro meses evaluados. Se convocará a reuniones e involucrados en los problemas de calidad de potencia identificados.	Oscar Salazar		
131	Transmisión	Calidad de la Potencia de Transmisión	Elaboración de instructivo y procedimiento para la supervisión de los niveles de voltaje y factor de potencia a nivel del SNT.	Alto	NO			40,00	8,00		8,00	4,00	4,00	Una sola vez	1	42,00	60,00	78,00	42,00	60,00	78,00	Se requiere incluir el seguimiento sobre los niveles de voltaje y factor de potencia que se presentan a nivel de los puntos de conexión del SNT. Se requiere procedimientos e instructivos al respecto. Este tema debe ser manejado conjuntamente entre las áreas de CENACE y Transmisión de la DSC.	Oscar Salazar		
132	Transmisión	Calidad de la Potencia de Transmisión	Revisión de la información contenida en los formularios de supervisión de los niveles de voltaje y factor de potencia en el SNT	Medio	NO			4,00	2,00	1,00	0,50		0,50	M	1	5,60	8,00	10,40	67,20	96,00	124,80	Se realiza la revisión de los datos consignados en los formularios de niveles de voltaje y factor de potencia del SNT, se emiten las observaciones respectivas, de ser el caso, mismas que serán comunicadas al CENACE, a los Agentes, según corresponda.	Oscar Salazar		
133	Transmisión	Calidad del Servicio de Transmisión y Conexión al SNT	Revisión de la información contenida en los formularios de supervisión de la calidad del servicio de transmisión y conexión al SNT	Medio	NO			4,00	2,00	1,00	0,50	0,50		M	1	5,60	8,00	10,40	67,20	96,00	124,80	Se realiza la revisión de los datos consignados en los formularios de calidad del servicio de transmisión y conexión al SNT, se emiten las observaciones respectivas, de ser el caso, mismas que serán comunicadas al CENACE a CELEC EP TRANSELECTRIC, según corresponda.	Oscar Salazar		
134	Transmisión	Calidad del Servicio de Transmisión y Conexión al SNT	Elaboración de informes mensuales sobre el estado de situación de la calidad del servicio de transmisión y conexión al SNT	Alto	NO	12,00	4,00	16,00	2,00	0,50	1,00	1,00		M	1	25,55	36,50	47,45	306,60	438,00	569,40	Mensualmente se procesa la información sobre calidad del servicio de transporte y conexión al SNT, para la elaboración de los informes consolidados, transmisión-distribución, que deben ser remitidos al MRE. Semestralmente se preparan los informes sobre índices de indisponibilidades de alimentados del SNT para el MRESE.	Oscar Salazar		
135	Transmisión	Calidad del Servicio de Transmisión y Conexión al SNT	Elaboración de informes semestrales sobre indisponibilidades del SNT para el MRESE	Alto	NO	8,00	4,00	8,00	2,00	1,00				SI	1	16,30	23,00	29,90	32,20	46,00	59,80	El MRESE solicita al CONELEC información estadística semestral sobre los índices de indisponibilidades de líneas de transmisión y subestaciones.	Oscar Salazar		
136	Transmisión	Calidad del Servicio de Transmisión y Conexión al SNT	Revisión de informes semestrales sobre indisponibilidades de instalaciones y equipos del SNT elaborado por el CENACE	Alto	NO			10,00	8,00	1,00	0,50			SI	1	13,65	19,50	25,35	27,30	39,00	50,70	Revisar el informe sobre indisponibilidades que, conforme la Regulación de Calidad del SNT, tiene obligación de presentar el CENACE. Los resultados de este informe se trasladarán al MRE.	Oscar Salazar		
137	Transmisión	Mantenimiento de instalaciones del SNT	Revisión del cumplimiento de cronograma de mantenimientos del SNT	Medio	NO			8,00	4,00	1,00	1,00			M	1	9,80	14,00	18,20	117,60	168,00	218,40	Revisar si el transmisor ha cumplido con el cronograma de mantenimientos de instalaciones del SNT (transformadores y líneas), sobre la base de los reportes mensuales que remite al CONELEC. Realizar las observaciones respectivas.	Oscar Salazar		
138	Transmisión	Mantenimiento de instalaciones del SNT	Verificación del estado de mantenimientos de líneas de transmisión del SNT	Alto	NO	360,00	40,00	40,00	240,00	24,00	8,00	4,00	4,00	SI	1	504,00	720,00	936,00	1008,00	1440,00	1872,00	Se realizan vistas de inspección para la revisión in situ del estado de mantenimiento de las líneas de transmisión del SNT y del cumplimiento de los cronogramas de mantenimiento propuestos por el transmisor. Esta actividad puede ser realizada por funcionarios del CONELEC o por consultores. Se toma en cuenta que se realiza la revisión de 35 LT.	Oscar Salazar		
139	Transmisión	Mantenimiento de instalaciones del SNT	Supervisión de la verificación del estado de mantenimientos de líneas de transmisión del SNT	Alto	NO	80,00	8,00	4,00	16,00	2,00	1,00	2,00	2,00	SI	1	80,50	115,00	149,50	161,00	230,00	299,00	Un funcionario de categoría A del CONELEC, realiza vistas de inspección aleatorias a los lugares en los cuales se está realizando las verificaciones del estado de situación de los mantenimientos.	Oscar Salazar		
140	Transmisión	Mantenimiento de instalaciones del SNT	Verificación del estado de mantenimientos de transformadores de potencia.	Alto	NO	160,00	40,00	40,00	120,00	24,00	8,00	4,00	4,00	A	1	280,00	400,00	520,00	280,00	400,00	520,00	Se realizan vistas de inspección para la revisión in situ del estado de mantenimiento de los transformadores de potencia de las subestaciones de las subestaciones de transmisión y distribución.	Oscar Salazar		
141	Transmisión	Mantenimiento de instalaciones del SNT	Supervisión de la verificación del estado de mantenimientos de transformadores de potencia	Alto	NO	64,00	8,00	4,00	16,00	2,00	1,00	2,00	2,00	A	1	80,50	115,00	149,50	161,00	230,00	299,00	Un funcionario de categoría A del CONELEC realiza vistas de inspección aleatorias a los lugares en los cuales se está realizando las verificaciones del estado de situación de los mantenimientos.	Oscar Salazar		
142	Transmisión	Valores de reposición	Elaboración de informes sobre el uso de los valores de reposición reconocidos vía tarifa	Alto	NO	40,00	20,00	10,00	20,00	4,00	1,00	4,00	4,00	SI	1	72,10	103,00	133,90	144,20	206,00	267,80	El agente transmisor y los distribuidores deben llevar una cuenta exclusiva para el registro de los valores recaudados vía tarifa para reposición y calidad del servicio. Se requiere efectuar un seguimiento del uso que se está dando a estos recursos.	Oscar Salazar		
143	Transmisión	Seguimiento financiero planes de inversión Transmisión	Establecer el nivel financiero de avance en la ejecución de proyectos /planes de inversión en transmisión	Medio	SI	8,00	16,00	24,00	32,00	24,00	3,00	8,00	4,00	T	1	83,30	119,00	154,70	333,20	476,00	618,80	Esta actividad al momento no incluye validación, sin embargo en lo posterior deberá incluir validación física, en base de actualizar la estructura del libro de cuentas así como la validación física de avance como de mantenimientos en saldos: fondo eléctrico.	Giovanny Velázquez		
144	Transmisión	Seguimiento operativo/financiero de inversión en Transmisión	Validar el nivel de avance operativo/financiero en la ejecución de proyectos /planes de inversión en transmisión	Medio	NO	80,00	12,00	24,00	16,00	16,00	2,00	8,00	24,00	T	1	127,40	182,00	236,60	509,60	728,00	946,40	Esta actividad complementa la generación del informe de avance financiero y valida su información, se basa en un registro estándar de información financiera y metodológica de validación dispuestas del instructivo de liquidación.	Giovanny Velázquez		
145	Transmisión	Liquidación de planes/proyectos de inversión en Transmisión	Esta actividad complementa tanto con el informe de avance financiero, así como con la actividad de validación física, sin embargo incluye el levantamiento de registros definitivos en estados financieros del incremento en activos, así como la validación de los mismos	Alto	NO	8,00	12,00	8,00	32,00	24,00	2,00	16,00	8,00	A	1	77,00	110,00	143,00	77,00	110,00	143,00	Actividad altamente relacionada con el seguimiento trimestral de ejecución de planes/proyectos de inversión, principalmente porque utiliza los productos de esos procesos como insumos, con actividades adicionales relacionadas con definición de saldos y generación de registros en estados financieros.	Giovanny Velázquez		
146	Transmisión	Actualización del proceso de registro de información y metodología de seguimiento y/o liquidación de planes/proyectos de inversión	Esta actividad tiene por objeto realizar adaptaciones, cambios, inclusiones y exclusiones con el objeto de mejorar este proceso, sin embargo es un trabajo que incluye tanto distribución como transmisión	Medio	SI	16,00	16,00	4,00	24,00	24,00	2,00	16,00	0,00	A	1	71,40	102,00	132,60	71,40	102,00	132,60	Esta actividad cumple un proceso, que incluye: Levantamiento/Diagnóstico de proceso de registro -Reestructuración y actualización de formularios y procedimientos de levantamiento y reporte de información -Validación de actualizaciones con agentes -Generación de formularios y procedimientos definitivos	Giovanny Velázquez		

ANEXO N: Priorización de Fortalezas de la DSC

PRIORIZACION DE FORTALEZAS																	
No	CONCEPTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	SUM	PMR	ORDEN	
F1	Se cuenta con información y conocimiento integral de la realidad detallada del sector eléctrico.	0,5	0	0	1	0	0	0	0	1	0,5	0	0,5	11,5	5,75%	10	
F2	Se cuenta con un Plan Maestro de Electrificación que establece claras directrices para el sector en el largo plazo.	1	0,5	1	0,5	0,5	0	0,5	0,5	1	0,5	0,5	0	14,5	7,25%	6	
F3	La DSC es una Unidad que dentro del sector eléctrico está bien posicionada y cuenta además, con un reconocimiento generalizado.	1	0	0,5	1	0,5	0,5	0	0,5	0,5	0,5	0	0,5	13,5	6,75%	8	
F4	Dispone de adecuada infraestructura física y tecnológica (Ej. Quipux, Página Web, etc.).	0	0,5	0	0,5	0,5	0	0	0	1	0	0	0	10,5	5,25%	11	
F5	Se cuenta con recursos económicos suficientes para el desarrollo de su gestión.	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0	0	0,5	0,5	0,5	0	0	12,5	6,25%	9	
F6	La desconcentración de las actividades de la DSC ha permitido brindar un mejor y más cercano servicio a las ciudades en las que ahora sirve.	1	1	0,5	1	1	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	1	17,5	8,75%	2	
F7	La Dirección cuenta con personal con un alto nivel de formación técnica.	1	0,5	1	1	1	0,5	0,5	0,5	1	0	0	0,5	15,5	7,75%	3	
F8	El nivel de remuneraciones de los funcionarios y servidores de la DSC es en general bueno, respecto a otras instituciones del sector público.	1	0,5	0,5	1	0,5	0,5	0,5	0,5	1	1	0	0	15	7,50%	4	
F9	Existen beneficios de tipo social para el personal, que sirven como incentivo y motivación.	0	0	0,5	0	0,5	0,5	0	0	0,5	0	0	0	10	5,00%	12	
F10	Dentro de la Institución, existe la conciencia generalizada de que la situación y gestión actual puede ser mejorada.	0,5	0,5	0,5	1	0,5	0	1	0	1	0,5	0	1	14,5	7,25%	6	
F11	La implementación formal de reuniones de coordinación y su desarrollo periódico, promueven una mejor comunicación y coordinación entre las diferentes unidades de la DSC.	1	0,5	1	1	1	0	1	1	1	1	0,5	1	18	9,00%	1	
F12	La DSC es considerada como entidad de apoyo técnico para entidades de otros sectores.	0,5	1	0,5	1	1	0	0,5	1	1	0	0	0,5	15	7,50%	4	
TOTAL														200	100%		

ANEXO O: Priorización de Debilidades de la DSC

PRIORIZACION DE DEBILIDADES												
No	CONCEPTO	1	2	3	4	5	6	7	8	SUM	PMR	ORDEN
D1	No se cuenta con un sistema de gestión de los procesos de la Institución.	0,5	1	0	1	0	1	1	0	16,5	8,25%	4
D2	La cultura organizacional todavía presenta ciertos antivalores.	0	0,5	0	0,5	0	1	1	0	15	7,50%	6
D3	Falta fortalecer el liderazgo a nivel de mandos medios y en algunas Áreas.	1	1	0,5	0,5	0	1	1	1	18	9,00%	2
D4	Falta de capacitación de administrativa financiera	0	0,5	0,5	0,5	0	0	1	1	15,5	7,75%	5
D5	Existe personal con deficiencias en la calidad de atención y servicio al cliente interno y externo.	1	1	1	1	0,5	1	1	0,5	19	9,50%	1
D6	Falta fortalecer la capacidad de ejecución del presupuesto de la DSC.	0	0	0	1	0	0,5	1	0	14,5	7,25%	7
D7	La distribución del espacio físico puede ser mejorada, con el fin de que brinde mayor comodidad y mejor aprovechamiento.	0	0	0	0	0	0	0,5	0	12,5	6,25%	8
D8	No existe una adecuada difusión de la normativa codificada del sector eléctrico.	1	1	0	0	0,5	1	1	0,5	17	8,50%	3
TOTAL										200	100%	

ANEXO P: Priorización de Amenazas de la DSC

PRIORIZACION DE AMENAZAS																
No	CONCEPTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	SUM	PMR	ORDEN	
A1	Se perciben deficiencias en los procesos administrativos y financieros.	0,5	0	1	1	0	0	0	0	1	0	0	12,5	6,25%	9	
A2	Falta mejorar la gestión del Sistema de Talento Humano.	1	0,5	1	1	0	0	0	0	1	1	1	15,5	7,75%	5	
A3	No se han concluido los procesos de concursos para llenar las vacantes existentes.	0	0	0,5	0	0	0	0	0	1	1	0,5	12	6,00%	10	
A4	Existen deficiencias en los procesos de Tecnología de Información.	0	0	1	0,5	0	0	0	1	1	1	0	13,5	6,75%	8	
A5	Un cambio de orientación política en el apoyo al sector eléctrico, pondría en riesgo la estabilidad actual del sector.	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5	0	1	0,5	0	16	8,00%	4	
A6	La sustentabilidad del sector eléctrico está soportada fundamentalmente por el aporte gubernamental.	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5	0	1	1	0	16,5	8,25%	3	
A7	Los movimientos ecologistas podrían limitar el desarrollo del sector eléctrico.	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5	0	0	0	0	14,5	7,25%	6	
A8	No existe un plan de contingencias para el manejo de los riesgos (eléctricos, naturales, económicos y sociales) del sector eléctrico.	1	1	1	0	1	1	1	0,5	1	0	1	17,5	8,75%	1	
A9	Potencial captura del talento humano del CONELEC por parte de las instituciones reguladas.	0	0	0	0	0	0	1	0	0,5	0	0	10,5	5,25%	11	
A10	La homologación de sueldos normados por el Ministerio de Relaciones Laborales podría desmotivar al personal.	1	0	0	0	0,5	0	1	1	1	0,5	0	14	7,00%	7	
A11	Falta de flujo de información entre Direcciones del CONELEC	1	0	0,5	1	1	1	1	0	1	1	0,5	17	8,50%	2	
TOTAL													200	100%		

ANEXO Q: Priorización de Oportunidades de la DSC

PRIORIZACION DE OPORTUNIDADES															
No	CONCEPTO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	SUM	PMR	ORDEN	
O1	El sector eléctrico está catalogado como estratégico y cuenta con el apoyo del Gobierno.	0,5	0	0	0	0	0	1	1	1	0	13,5	6,75%	7	
O2	Existe un incremento de proyectos de inversión en el sector eléctrico, lo cual genera un crecimiento del mismo.	1	0,5	0	0	0	1	1	1	1	0,5	16	8,00%	4	
O3	El desarrollo de la planificación institucional del gobierno central y a nivel del sector eléctrico, establecen directrices claras y promueven la planificación interna.	1	1	0,5	0,5	0	1	0	1	1	0,5	16,5	8,25%	2	
O4	El cambio de la matriz energética, por todos los beneficios que generará en el futuro cercano.	1	1	0,5	0,5	0	0	1	0,5	1	1	16,5	8,25%	2	
O5	En el sector se requiere de una entidad que ejerza liderazgo, control y asesoramiento visible y que además, sea un referente de buenas prácticas.	1	1	1	1	0,5	0,5	0,5	1	1	0,5	18	9,00%	1	
O6	En el sector eléctrico existe la necesidad de que se establezcan estándares mediante regulaciones y de que se cumplan.	1	0	0	1	0,5	0,5	0,5	0,5	1	0,5	15,5	7,75%	5	
O7	La existencia de nuevas tecnologías para generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, viabilizan la eficiencia del sector.	0	0	1	0	0,5	0,5	0,5	0,5	0	0,5	13,5	6,75%	7	
O8	Existe un cambio de paradigma en lo relacionado con la eficiencia energética.	0	0	0	0,5	0	0,5	0,5	0,5	0	0	12	6,00%	10	
O9	El personal de la DSC que va a trabajar, temporalmente, en instituciones importantes dentro del sector eléctrico (MEER, CENACE, Ecuador Estratégico, Distribuidoras, etc.) sirve como un nexo que le permite a la Institución mantener relaciones positivas y la posibilidad de acceso directo al poder central.	0	0	0	0	0	0	1	1	0,5	1	13,5	6,75%	7	
O10	En el sector existe la necesidad de un centro de capacitación en temas eléctricos.	1	0,5	0,5	0	0,5	0,5	0,5	1	0	0,5	15	7,50%	6	
TOTAL												200	100%		

ANEXO R: FODA Priorizado de la DSC

RESULTADOS DE LA PRIORIZACIÓN DEL FODA							
	FORTALEZAS		DEBILIDADES		AMENAZAS		OPORTUNIDADES
F1	La implementación formal de reuniones de coordinación y su desarrollo periódico, promueven una mejor comunicación y coordinación entre las diferentes unidades de la DSC.	D1	Existe personal con deficiencias en la calidad de atención y servicio al cliente interno y externo.	A1	No existe un plan de contingencias para el manejo de los riesgos (eléctricos, naturales, económicos y sociales) del sector eléctrico.	O1	En el sector se requiere de una entidad que ejerza liderazgo, control y asesoramiento visible y que además, sea un referente de buenas prácticas.
F2	La desconcentración de las actividades de la DSC ha permitido brindar un mejor y más cercano servicio a las ciudades en las que ahora sirve.	D2	Falta fortalecer el liderazgo a nivel de mandos medios y en algunas Áreas.	A2	Falta de flujo de información entre Direcciones del CONELEC	O2	El cambio de la matriz energética, por todos los beneficios que generará en el futuro cercano.
F3	La Dirección cuenta con personal con un alto nivel de formación técnica.	D3	No existe una adecuada difusión de la normativa codificada del sector eléctrico.	A3	La sustentabilidad del sector eléctrico está soportada fundamentalmente por el aporte gubernamental.	O3	El desarrollo de la planificación institucional del gobierno central y a nivel del sector eléctrico, establecen directrices claras y promueven la planificación interna.
F4	La DSC es considerada como entidad de apoyo técnico para entidades de otros sectores.	D4	No se cuenta con un sistema de gestión de los procesos de la Institución.	A4	Un cambio de orientación política en el apoyo al sector eléctrico, pondría en riesgo la estabilidad actual del sector.	O4	Existe un incremento de proyectos de inversión en el sector eléctrico, lo cual genera un crecimiento del mismo.

ANEXO S: Matriz de relaciones de la DSC

MATRIZ DE RELACIONES								
DSC	OPORTUNIDADES.				AMENAZAS.			
	O1 En el sector se requiere de una entidad que ejerza liderazgo, control y asesoramiento visible y que además, sea referente de buenas prácticas.	O2 El cambio de la matriz energética, por todos los beneficios que generará en el futuro cercano.	O3 El desarrollo de la planificación institucional del gobierno central y a nivel del sector eléctrico, establecen directrices claras y promueven la planificación interna.	O4 Existe un incremento de proyectos de inversión en el sector eléctrico, lo cual genera un crecimiento del mismo.	A1 No existe un plan de contingencias para el manejo de los riesgos (eléctricos, naturales, económicos y sociales) del sector eléctrico.	A2 Falta de flujo de información entre Direcciones del CCNELEC.	A3 La sustentabilidad del sector eléctrico está sujeta fuertemente por el aporte gubernamental.	A4 Un cambio de orientación política en el apoyo al sector eléctrico, podría en riesgo la estabilidad actual del sector.
FORTALEZAS.								
F1 La implementación formal de reuniones de coordinación y su desarrollo periódico, promueven una mejor comunicación y coordinación entre las diferentes unidades de la DSC.	3	3	3	3	3	3	1	3
F2 La desconcentración de las actividades de la DSC ha permitido brindar un mejor y más cercano servicio a las ciudades en las que ahora sirve.	3	3	9	3	9	3	9	3
F3 La Dirección cuenta con personal con un alto nivel de formación técnica.	3	3	9	3	3	3	1	1
F4 La DSC es considerada como entidad de apoyo técnico para entidades de otros sectores.	9	9	3	3	3	3	3	3
DEBILIDADES.								
D1 Existe personal con deficiencias en la calidad de atención y servicio al cliente interno y externo.	3	3	9	3	3	9	1	1
D2 Falta fortalecer el liderazgo a nivel de mandos medios y en algunas Áreas.	9	1	3	3	1	3	1	1
D3 No existe una adecuada difusión de la normativa codificada del sector eléctrico.	9	3	3	3	3	9	1	1
D4 No se cuenta con un sistema de gestión de los procesos de la Institución.	3	1	9	3	3	9	1	1

ANEXO T: Matriz de Direcciones Estratégicas de la DSC

MATRIZ DE DIRECCIONES ESTRATÉGICAS		
DSC	OPORTUNIDADES.	AMENAZAS.
	O1 En el sector se requiere de una entidad que ejerza liderazgo, control y asesoramiento visible y que además, sea un referente de buenas prácticas.	A1 No existe un plan de contingencias para el manejo de los riesgos (eléctricos, naturales, económicos y sociales) del sector eléctrico.
	O2 El cambio de la matriz energética, por todos los beneficios que generará en el futuro cercano.	A2 Falta de flujo de información entre Direcciones del CONELEC
	O3 El desarrollo de la planificación institucional del gobierno central y a nivel del sector eléctrico, establecen directrices claras y promueven la planificación interna.	A3 La sustentabilidad del sector eléctrico está soportada fundamentalmente por el aporte gubernamental.
	O4 Existe un incremento de proyectos de inversión en el sector eléctrico, lo cual genera un crecimiento del mismo.	A4 Un cambio de orientación política en el apoyo al sector eléctrico, pondría en riesgo la estabilidad actual del sector.
FORTALEZAS.	FO.	FA.
F1 La implementación formal de reuniones de coordinación y su desarrollo periódico, promueven una mejor comunicación y coordinación entre las diferentes unidades de la DSC.	F3-O3: Diseñar la implementación de un CALL CENTER que permita mejorar la atención de reclamos que realiza el CONELEC	Diseñar la metodología para la implementación de un programa de comunicación que permita difundir la atención de reclamos que realiza el CONELEC F2-A3: Supervisar la ejecución presupuestaria de la DSC
F2 La desconcentración de las actividades de la DSC ha permitido brindar un mejor y más cercano servicio a las ciudades en las que ahora sirve.	F4-O1: Diseñar la metodología para la implementación de un programa de auditoría y asesoría a las empresas del sector eléctrico	
F3 La Dirección cuenta con personal con un alto nivel de formación técnica.	F4-O2: Desarrollar la metodología para establecer un ranking entre los agentes del sector eléctrico, su implementación y difusión de resultados	
F4 La DSC es considerada como entidad de apoyo técnico para entidades de otros sectores.	F2-O3: Implementar el área de atención de reclamos y quejas en las empresas distribuidoras	
DEBILIDADES.	DO.	DA.
D1 Existe personal con deficiencias en la calidad de atención y servicio al cliente interno y externo.	D1-O3: Elaborar una metodología para tipificación y atención de reclamos	D1-A2: Vigilar el cumplimiento del plan capacitación de la DSC
D2 Falta fortalecer el liderazgo a nivel de mandos medios y en algunas Áreas.	D2-O1: Supervisar la elaboración del esquema de evaluación de desempeño del personal de la DSC	D4-A2: Velar por la correcta aplicación de la metodología para documentar lo procesos de la DSC
D3 No existe una adecuada difusión de la normativa codificada del sector eléctrico.	D4-O3: Efectuar el control de la elaboración e implementación de la metodología de gestión de procesos de la DSC	D3-A2: Diseñar la metodología para la implementación de un esquema de medición que permita conocer la satisfacción de los consumidores con la atención de reclamos que realiza el CONELEC
D4 No se cuenta con un sistema de gestión de los procesos de la Institución.	D3-O1: Elaboración de procedimientos para los procesos críticos de supervisión y control	D4-A2: Supervisar la sistematización del proceso de calificación de garantías

ANEXO U: Cuadro de Mando Integral de la DSC

CUADRO DE MANDO INTEGRAL - DSC											
No.	DIMENSIÓN	OBJETIVO	INICIATIVAS ESTRATÉGICAS	Presupuesto	INDICADOR	RESPONSABLE	Línea base	Meta 2013	Meta 2014	Meta 2015	Meta 2016
1	Ciudadanía	Incrementar la satisfacción en la atención de reclamos y quejas, MEDIANTE la definición e implementación de una metodología de tipificación y atención de reclamos de usuarios; la implementación en las empresas de distribución del área independiente de atención reclamos; y el desarrollo e implementación de un Call Center en el CONELEC	Elaborar una metodología para tipificación y atención de reclamos	\$ 50.000,00	Porcentaje de satisfacción en la atención de reclamos y quejas de los usuarios del servicio eléctrico	R. Granda	0%	25%	50%	75%	100%
			Disenar la metodología para la implementación de un esquema de medición que permita conocer la satisfacción de los consumidores con la atención de reclamos que realiza el CONELEC								
			Implementar el área de atención de reclamos y quejas en las empresas distribuidoras								
		Incrementar los mecanismos de difusión de la atención de reclamos MEDIANTE la definición de un programa permanente de comunicación a la ciudadanía y público en general	Disenar la metodología para la implementación de un programa de comunicación que permita difundir la atención de reclamos que realiza el CONELEC	\$ 10.000,00	Porcentaje de información difundida	R. Granda	0%	40%	60%	80%	100%
		Incrementar los mecanismos para mejorar el nivel de aplicación de la normativa MEDIANTE la definición de un programa permanente de auditoría y asesoría a las empresas del sector eléctrico	Disenar la metodología para la implementación de un programa de auditoría y asesoría a las empresas del sector eléctrico	\$ 15.000,00	Número de mecanismos identificados	O. Salazar	0%	30%	70%	100%	100%
Incrementar el grado de cobertura de la normativa interna para la supervisión y control MEDIANTE la generación de instructivos y procedimientos.	Elaboración de procedimientos para los procesos críticos de supervisión y control	\$ 15.000,00	Porcentaje de procesos críticos documentados e implementados	D. Maldonado	0%	100%	100%	100%	100%		
Incrementar los criterios de evaluación de la gestión integral de los agentes del sector eléctrico MEDIANTE el desarrollo de una metodología para el establecimiento de un ranking de competitividad de las empresas	Desarrollar la metodología para establecer un ranking entre los agentes del sector eléctrico, su implementación y difusión de resultados	\$ 30.000,00	Porcentaje de criterios evaluados	O. Salazar	0%	50%	100%	100%	100%		
2	Procesos	Incrementar el nivel de supervisión en la estandarización de los procesos MEDIANTE el seguimiento y control en la elaboración e implementación de la metodología de gestión de procesos	Efectuar el control de la elaboración e implementación de la metodología de gestión de procesos de la DSC	\$ 7.000,00	Número de procesos de la DSC estandarizados	O. Salazar	0%	100%	100%	100%	100%
			Velar por la correcta aplicación de la metodología para documentar los procesos de la DSC		Número de procesos de la DSC estandarizados						
		Incrementar el control en la vigencia de las garantías que mantienen los agentes del sector eléctrico con el CONELEC MEDIANTE la vigilancia oportuna de sus montos y coberturas	Supervisar la sistematización del proceso de calificación de garantías	\$ 8.000,00	Tiempo promedio de presentación y renovación de garantías	D. Maldonado	85%	100%	100%	100%	100%
3	Aprendizaje y Crecimiento	Incrementar el nivel de capacitación del personal de la DSC MEDIANTE el seguimiento y control de la ejecución del plan de capacitación	Vigilar el cumplimiento del plan capacitación de la DSC	\$ 7.000,00	Porcentaje de cumplimiento del plan de capacitación de la DSC	F. Erreyes	15%	40%	60%	80%	100%
			Supervisar la elaboración del esquema de evaluación de desempeño del personal de la DSC	\$ 7.000,00			50%	60%	80%	90%	100%
4	Finanzas	Incrementar la eficiencia de la gestión presupuestaria de la DSC MEDIANTE el control de la planificación presupuestaria	Supervisar la ejecución presupuestaria de la DSC	\$ 7.000,00	Porcentaje de ejecución presupuestaria	F. Erreyes	50%	75%	85%	95%	100%

ANEXO V: Alineación de Objetivos de la DSC con Objetivos Superiores

AGENDA SECTORIAL		ALINEACIÓN DE OBJETIVOS										
OBJETIVO 1: Incrementar la calidad del servicio de energía eléctrica		<p style="text-align: center;">DSC</p> <p style="text-align: center;">OBJETIVOS CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD - CONELEC</p> <p>OE1: Incrementar la satisfacción en la atención de reclamos de usuarios del servicio eléctrico</p> <p>OE2: Incrementar el nivel de calidad de la regulación, técnica, económica y socio-ambiental del sector eléctrico</p> <p>OE3: Incrementar el nivel de calidad de la planificación</p> <p>OE4: Incrementar el nivel de calidad de la supervisión y control técnico, económico y socio-ambiental del sector eléctrico</p> <p>OE5: Incrementar las señales regulatorias de demanda y uso eficiente de energía eléctrica</p> <p>OE6: Incrementar la eficiencia del proceso de gestión de la información sectorial</p> <p>OE7: Incrementar la eficiencia operacional del CONELEC</p> <p>OE8: Incrementar el desarrollo del talento humano del CONELEC</p> <p>OE9: Incrementar el uso eficiente del presupuesto del CONELEC.</p>										
OBJETIVO 2: Incrementar la eficiencia de las empresas de distribución.												
OBJETIVO 3: Incrementar la eficiencia operacional												
OBJETIVO 4: Incrementar la seguridad integral en el uso de las radiaciones ionizantes y la aplicación de la energía atómica y nuclear												
OBJETIVO 5: Incrementar la oferta de generación eléctrica												
OBJETIVO 6: Incrementar el uso eficiente de la demanda de energía eléctrica												
OBJETIVO 7: Incrementar la cobertura del servicio eléctrico en el país												
OBJETIVO 8: Reducir los impactos socio ambientales del Sistema Eléctrico.												
OBJETIVO 9: Incrementar el desarrollo del talento humano												
OBJETIVO 10: Incrementar el uso eficiente del presupuesto												
DIRECCIÓN DE SUPERVISIÓN Y CONTROL - DSC		DSC										
		PERSPECTIVA DE CLIENTE		OED.1	Incrementar la satisfacción en la atención de reclamos y quejas, MEDIANTE la definición e implementación de una metodología de tipificación y atención de reclamos de usuarios; la implementación en las empresas de distribución del área independiente de atención reclamos; y el desarrollo e implementación de un Call Center en el CONELEC	X						
		OED.2	Incrementar los mecanismos de difusión de la atención de reclamos MEDIANTE la definición de un programa permanente de comunicación a la ciudadanía y público en general	X								
		OED.3	Incrementar los mecanismos para mejorar el nivel de aplicación de la normativa MEDIANTE la definición de un programa permanente de auditoría y asesoría a las empresas del sector eléctrico				X					
		OED.4	Incrementar el grado de cobertura de la normativa interna para la supervisión y control MEDIANTE la generación de instructivos y procedimientos.				X					
		OED.5	Incrementar los criterios de evaluación de la gestión integral de los agentes del sector eléctrico MEDIANTE el desarrollo de una metodología para el establecimiento de un ranking de competitividad de las empresas				X					
		OED.6	Incrementar el nivel de supervisión en la estandarización de los procesos MEDIANTE el seguimiento y control en la elaboración e implementación de la metodología de gestión de procesos							X		
		OED.7	Incrementar el control en la vigencia de las garantías que mantienen los agentes del sector eléctrico con el CONELEC MEDIANTE la vigilancia oportuna de sus montos y coberturas							X		
		OED.8	Incrementar el nivel de capacitación del personal de la DSC MEDIANTE el seguimiento y control de la ejecución del plan de capacitación								X	
OED.9	Incrementar la eficiencia de la gestión presupuestaria de la DSC MEDIANTE el control de la planificación presupuestaria								X			

OE1: Se refiere a los Objetivos Estratégicos institucionales del CONELEC

OED: Se refiere a los objetivos estratégicos de la Dirección de Supervisión y Control

ANEXO W: Mapa Estratégico del CMI de la DSC



Mapa Estratégico del Cuadro de Mando Integral - DSC

