

2011

ESTADÍSTICA DEL SECTOR
ELÉCTRICO ECUATORIANO

FOLLETO MULTIANUAL



CONELEC

Directorio del Consejo Nacional de Electricidad

-CONELEC-

Quito – Ecuador, diciembre de 2012

PRESIDENTE

Dr. Esteban Albornoz Vintimilla

Delegado del Señor Presidente de la República y

Ministro de Electricidad y Energía Renovable

MIEMBROS DEL DIRECTORIO:

Dr. Sergio Ruíz Giraldo

Representante Permanente del Sr. Presidente de la República

Ing. Carlos Durán Noritz

Representante Permanente del Sr. Presidente de la República

Dr. Fander Falconí Benítez

Secretario Nacional de Planificación y Desarrollo

Ing. Diego Ormaza Andrade

Representante de los Trabajadores del Sector Eléctrico

DIRECTOR EJECUTIVO INTERINO

Dr. Francisco Vergara Ortiz

El *Folleto resumen de la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano*, es publicado por el Consejo Nacional de Electricidad –CONELEC- y se distribuye a las Generadoras, Transmisora, Distribuidoras, Autogeneradoras, CENACE, Grandes Consumidores, y demás entidades y organismos relacionados con el sector eléctrico, a nivel nacional e internacional.

**Procesamiento y
elaboración:**

DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN - CONELEC
planificacion@conelec.gob.ec

Administración General:

DIRECCIÓN DE PLANIFICACIÓN - CONELEC
planificacion@conelec.gob.ec

Aprobación:

CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD – CONELEC-
conelec@conelec.gob.ec

Quito, diciembre de 2012

PRESENTACIÓN

Siendo la energía eléctrica el motor y eje fundamental del desarrollo del país y coadyuvante principal del mejoramiento de la calidad de vida del ser humano, el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) pone a disposición de todas las instituciones y personas vinculadas con la actividad del sector eléctrico, el FOLLETO MULTIANUAL 2002 - 2011 DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO, a fin de que éste constituya una herramienta de consulta para todas y cada una de las personas que de una u otra manera reconocen la importancia de este recurso estratégico.

En este documento se reflejan los principales indicadores del Sector, que permitirán realizar monitoreos de la producción de energía, consumo de combustibles, transacciones de compra y venta de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), disponibilidades de energía en los sistemas de distribución, facturación de los consumos a los clientes finales, balance de energía de los sistemas de distribución, pérdidas técnicas y comerciales de energía.

Se brinda también una breve revisión a la infraestructura actual de que disponen las empresas que conforman el sector eléctrico ecuatoriano.

Se destaca el apoyo recibido de todas las empresas que conforman el Sector Eléctrico Ecuatoriano; como son: las empresas generadoras, autogeneradoras, transmisora, distribuidoras, grandes consumidores, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y demás entidades y personas que han brindado soporte técnico para la elaboración de este folleto.

En procura de mejorar las condiciones de servicio a los usuarios, el marco legal en el cual se enmarcan nuestras actividades, ha sufrido varios cambios, que buscan facilitar el desarrollo de este Sector.

El CONELEC aspira que este documento constituya un medio de análisis y orientación sobre el desenvolvimiento del sector eléctrico ecuatoriano, especialmente para quienes están vinculados con esta importante área de desarrollo del país.

Dr. Francisco Vergara Ortiz
DIRECTOR EJECUTIVO

MISIÓN, VISIÓN Y VALORES DEL CONELEC.

Bajo el accionar estratégico del CONELEC, se trabajó en equipo para lograr la actualización del Plan Estratégico para el período de gestión 2013-2016; en el que se presentan los siguientes elementos orientadores: Misión, Visión y Valores.

<h3>Misión</h3>	<h3>Visión</h3>	<h3>Valores</h3>
<p>“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 a precios justos y responsabilidad socio ambiental.”</p>	<p>“Ser reconocido por ser el mejor organismo de regulación y control de servicios públicos en el Ecuador”</p>	<p>Compromiso</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 <p>Honestidad</p> <ul style="list-style-type: none"> • Trabajamos con rectitud, cumplimos las normas, hacemos buen uso de los recursos y reconocemos nuestras debilidades <p>Transparencia</p> <ul style="list-style-type: none"> • Toda la información de nuestra gestión está siempre a disposición de la ciudadanía y sin distorsionar la realidad <p>Responsabilidad</p> <ul style="list-style-type: none"> • Analizamos nuestras decisiones, acciones y omisiones y, por supuesto, asumimos sus consecuencias

ÁREAS DE INICIATIVA ESTRATÉGICA.

Para el cumplimiento de este nuevo Direccionamiento Estratégico de la misión, visión y los valores, se identificaron áreas de iniciativa estratégicas en las que se establecen objetivos estratégicos en función de las cuatro dimensiones establecidas para la Administración Pública.

DIMENSIÓN	Áreas de Iniciativa Estratégica
Ciudadanía	<ol style="list-style-type: none"> 1. Calidad de servicio eléctrico a usuarios directos e indirectos 2. Calidad de la Planificación, Regulación y Control del sector eléctrico 3. Eficiencia en la gestión de la información del sector
Procesos	<ol style="list-style-type: none"> 4. Eficiencia operacional
Talento Humano	<ol style="list-style-type: none"> 5. Desarrollo del talento humano de acuerdo a los requerimientos de la Misión y Visión institucionales.
Finanzas	<ol style="list-style-type: none"> 6. Uso adecuado y eficiente del presupuesto

INDICE GENERAL

1.	RESUMEN DE LA ESTADÍSTICA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO, PERIODO 2002-2011.....	9
1.1	Antecedentes.....	14
1.2	Resumen multianual estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2002-2011... 19	
1.2.1	Evolución histórica de los principales indicadores de generación de energía eléctrica 19	
1.2.2	Evolución histórica de la potencia instalada periodo 2002-2011.	20
1.2.3	Resumen del balance de energía producida e importada	23
1.2.4	Energía producida por las empresas generadoras	27
1.2.5	Energía producida por las empresas distribuidoras.....	31
1.2.6	Consumo de combustible de las empresas de generación eléctrica en el período 2002-2011	36
1.2.7	Evolución histórica de la energía vendida en el Mercado Eléctrico Mayorista en el período 2002-2011	41
1.2.7.1	Energía vendida por las empresas generadoras	43
1.2.7.2	Energía vendida por las empresas distribuidoras con generación (GWh).....	45
1.2.7.3	Energía vendida por las empresas autogeneradoras	47
1.2.7.4	Energía importada	48
1.2.7.5	Energía exportada	49
1.2.8	Evolución histórica de los valores monetarios de la energía vendida en el Mercado Eléctrico Mayorista en el período 2002-2011.....	49
1.2.8.1	Valor de la energía vendida por tipo de empresa	49
1.2.8.2	Valor de la energía vendida por las empresas generadoras	50
1.2.8.3	Valor de la energía vendida por las distribuidoras con generación	51
1.2.8.4	Valor de la energía vendida por las empresas autogeneradoras	52
1.2.8.5	Valor de la energía importada	53
1.2.8.6	Valor de la energía exportada	53
1.2.9	Evolución histórica de los precios medios de la energía vendida en el Mercado Eléctrico Mayorista en el período 2002-2011.....	54
1.2.9.1	Precio medio de la energía por tipo de mercado, cliente y empresa.....	54
1.2.9.2	Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras.....	56
1.2.9.3	Precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación 57	
1.2.9.4	Precio medio de la energía importada	58
1.2.9.5	Precio medio de la energía exportada	58
1.3	Evolución histórica del Sistema Nacional de Transmisión (SNT)	58
1.3.1	Energía recibida, entregada y pérdidas de energía del SNT	58
1.3.2	Valores facturados por la empresa transmisora	59

1.3.3	Líneas de transmisión	60
1.3.4	Transformadores y autotransformadores	60
1.4	Evolución histórica de los sistemas de distribución en el periodo 2002-2011	61
1.4.1	Resumen de transacciones de compra de energía por tipo de empresa.	61
1.4.2	Transacciones de compra de energía de los sistemas de distribución.	62
1.5	Precio medio y variación anual de las transacciones de compra de energía por cada una de las empresas distribuidoras.....	64
1.5.1	CNEL-Bolívar.....	74
1.5.2	CNEL-EI Oro.....	76
1.5.3	CNEL-Esmeraldas.....	77
1.5.4	CNEL-Guayas Los Ríos.	79
1.5.5	CNEL-Los Ríos.....	80
1.5.6	CNEL-Manabí.....	82
1.5.7	CNEL-Milagro.....	83
1.5.8	CNEL-Santa Elena.	84
1.5.9	CNEL-Santo Domingo.....	86
1.5.10	CNEL-Sucumbíos.....	87
1.5.11	Empresa Eléctrica Ambato.....	89
1.5.12	Empresa Eléctrica Azogues.	90
1.5.13	Empresa Eléctrica Centrosur.	92
1.5.14	Empresa Eléctrica Cotopaxi.	94
1.5.15	Empresa Eléctrica Galápagos.....	95
1.5.16	Empresa Eléctrica Norte.....	96
1.5.17	Empresa Eléctrica Quito.....	98
1.5.18	Empresa Eléctrica Riobamba.....	100
1.5.19	Empresa Eléctrica Sur.....	101
1.5.20	Empresa Eléctrica Guayaquil.....	103
1.6	Evolución histórica de las pérdidas de energía en los sistemas de distribución 104	
1.7	Evolución histórica del consumo de energía de clientes regulados en los sistemas de distribución (MWh)	114
1.8	Evolución histórica del consumo de energía de clientes regulados en los sistemas de distribución (USD)	116
1.9	Evolución histórica de precios medios de energía facturada a clientes regulados en los sistemas de distribución	118
1.10	Evolución histórica del número de clientes regulados en los sistemas de distribución	120
1.11	Evolución histórica del consumo promedio de energía eléctrica de los clientes regulados	122

INDICE DE TABLAS

TABLA No. 1. 1: Producción e importación de energía eléctrica, período 2002-2011	17
TABLA No. 1. 2: Balance de energía para servicio público, período 2002-2011	18
TABLA No. 1. 3: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	20
TABLA No. 1. 4 POTENCIA NOMINAL POR TIPO DE CENTRAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	21
TABLA No. 1. 5 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE CENTRAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	21
TABLA No. 1. 6: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA E IMPORTADA, PERÍODO 2002-2011.....	23
TABLA No. 1. 7: ENERGÍA BRUTA PRODUCIDA POR TIPO DE EMPRESA EN EL PERÍODO 2002-2011)	25
TABLA No. 1. 8: ENERGÍA BRUTA PRODUCIDA POR TIPO DE EMPRESA EN EL PERÍODO 2002-2011.....	26
TABLA No. 1. 9: BALANCE TOTAL DE ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS	27
TABLA No. 1. 10: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA GENERADORA	28
TABLA No. 1. 11: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA GENERADORA	29
TABLA No. 1. 12: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA GENERADORA	30
TABLA No. 1. 13: BALANCE TOTAL DE ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN	32
TABLA No. 1. 14: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN.....	33
TABLA No. 1. 15: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN.....	34
TABLA No. 1. 16: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN.....	35
TABLA No. 1. 17: CONSUMO DE COMBUSTIBLE UTILIZADO EN GENERACIÓN ELÉCTRICA	36
TABLA No. 1. 18: UNIDADES DE CONVERSIÓN A TONELADAS EQUIVALENTES DE PETRÓLEO (TEP).....	37
TABLA No. 1. 19: CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN TEP.....	37
TABLA No. 1. 20: CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA	40
TABLA No. 1. 21: CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TEP POR TIPO DE EMPRESA (TEP)	40
TABLA No. 1. 22: ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA	41
TABLA No. 1. 23: ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS POR TIPO DE CLIENTE (GWh).....	43
TABLA No. 1. 24: ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN POR TIPO DE CLIENTE (GWh).....	45
TABLA No. 1. 25: ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CLIENTE (GWh).....	47

TABLA No. 1. 26: ENERGÍA IMPORTADA POR TIPO DE CLIENTE (GWh)	48
TABLA No. 1. 27: ENERGÍA EXPORTADA POR TIPO DE CLIENTE (GWh)	49
TABLA No. 1. 28: VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA GENERADORA	50
TABLA No. 1. 29: VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN.....	51
TABLA No. 1. 30: VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA AUTOGENERADORA	52
TABLA No. 1. 31: VALOR DE LA ENERGÍA IMPORTADA (USD)	53
TABLA No. 1. 32: VALOR DE LA ENERGÍA EXPORTADA (USD).....	53
TABLA No. 1. 33: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE CLIENTE	54
TABLA No. 1. 34: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA.....	55
TABLA No. 1. 35: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA GENERADORA.....	56
TABLA No. 1. 36: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN.....	57
TABLA No. 1. 37: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA IMPORTADA (USD)	58
TABLA No. 1. 38: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA EXPORTADA (USD)	58
TABLA No. 1. 39: ENERGÍA RECIBIDA Y ENTREGADA POR CELEC-TRANSELECTRIC Y PÉRDIDAS EN EL SNT	58
TABLA No. 1. 40: VALORES FACTURADOS POR CELEC-TRANSELECTRIC	59
TABLA No. 1. 41: VOLTAJE Y LONGITUD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE CELEC- TRANSELECTRIC	60
TABLA No. 1. 42: POTENCIA DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES	60
TABLA No. 1. 43: TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA	62
TABLA No. 1. 44: VARIACIÓN ANUAL Y PRECIO MEDIO EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA.....	63
TABLA No. 1. 45: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA NACIONAL	65
TABLA No. 1. 46: VARIACIÓN ANUAL DEL CONSUMO PROMEDIO kWh/Cliente	66
TABLA No. 1. 47: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS A NIVEL NACIONAL.....	67
TABLA No. 1. 48: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS A NIVEL NACIONAL.....	68
TABLA No. 1. 49: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS A NIVEL.....	69
TABLA No. 1. 50: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS A NIVEL	70
TABLA No. 1. 51: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS A NIVEL	71
TABLA No. 1. 52: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL	72
TABLA No. 1. 53: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LAS ES.ES.	73
TABLA No. 1. 54: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-BOLÍVAR.....	75
TABLA No. 1. 55: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-EL ORO.....	76

TABLA No. 1. 56: VARIACIÓN ANUAL DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-ESMERALDAS.....	78
TABLA No. 1. 57: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-GUAYAS-LOS RÍOS	79
TABLA No. 1. 58: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-LOS RÍOS	81
TABLA No. 1. 59: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-MANABÍ	82
TABLA No. 1. 60: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-MILAGRO.....	84
TABLA No. 1. 61: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-STA. ELENA	85
TABLA No. 1. 62: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-STO. DOMINGO	87
TABLA No. 1. 63 VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-SUCUMBÍOS	88
TABLA No. 1. 64: PRECIO MEDIO Y VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. AMBATO.....	90
TABLA No. 1. 65: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA POR LA E.E. AZOGUES	91
TABLA No. 1. 66 VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. CENTRO SUR	93
TABLA No. 1. 67 VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. COTOPAXI.....	94
TABLA No. 1. 68 VARIACIÓN ANUAL EN COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. GALÁPAGOS.....	96
TABLA No. 1. 69 VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. NORTE	97
TABLA No. 1. 70 VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. QUITO.....	99
TABLA No. 1. 71 VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE E.E. RIOBAMBA.....	100
TABLA No. 1. 72 VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. SUR	102
TABLA No. 1. 73 VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. DE GUAYAQUIL	103
TABLA No. 1. 74 BALANCE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN EL PERIODO 2002-2011	107
TABLA No. 1. 75: VARIACIÓN DE ENERGÍA DISPONIBLE, FACTURADA A CLIENTES REGULADOS Y NO REGULADOS, ENTREGADA A TERCEROS Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	108
TABLA No. 1. 76: BALANCE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	109
TABLA No. 1. 77: BALANCE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CNEL	110
TABLA No. 1. 78: BALANCE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LAS Es.Es.....	111

TABLA No. 1. 79: BALANCE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA NACIONAL	112
TABLA No. 1. 80: EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN POR DISTRIBUIDORA	113
TABLA No. 1. 81: CONSUMO DE ENERGÍA POR GRUPO DE CONSUMO MWh	114
TABLA No. 1. 82: CONSUMO DE ENERGÍA POR GRUPO DE CONSUMO MWh.....	115
TABLA No. 1. 83: CONSUMO DE ENERGÍA POR GRUPO DE CONSUMO USD	116
TABLA No. 1. 84: CONSUMO DE ENERGÍA POR GRUPO DE CONSUMO USD	117
TABLA No. 1. 85: PRECIO MEDIO DE ENERGÍA POR GRUPO DE CONSUMO	118
TABLA No. 1. 86: PRECIO MEDIO DE ENERGÍA POR GRUPO DE CONSUMO	119
TABLA No. 1. 87: CLIENTES POR GRUPO DE CONSUMO	120
TABLA No. 1. 88: CLIENTES POR GRUPO DE CONSUMO	121
TABLA No. 1. 89: CONSUMO PROMEDIO POR GRUPO DE CONSUMO	122
TABLA No. 1. 90: CONSUMO PROMEDIO POR GRUPO DE CONSUMO	123
TABLA No. 1. 91: NÚMERO DE LUMINARIAS POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	124

INDICE DE FIGURAS

FIG. No. 1. 1: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA EN EL S.N.I., PERÍODO 2002-2011	19
FIG. No. 1. 2: BALANCE DE ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO	22
FIG. No. 1. 3: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES FINALES.....	22
FIG. No. 1. 4: EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN.....	23
FIG. No. 1. 5: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA E IMPORTADA, PERÍODO 2002-2011	24
FIG. No. 1. 6: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS	30
FIG. No. 1. 7: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	36
FIG. No. 1. 8: CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TEP.....	38
FIG. No. 1. 9: CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TEP POR TIPO DE EMPRESA.....	41
FIG. No. 1. 10: ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA.....	42
FIG. No. 1. 11: VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA	49
FIG. No. 1. 12: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE CLIENTE	55
FIG. No. 1. 13: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA	55
FIG. No. 1. 14: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS	56
FIG. No. 1. 15: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN.....	57
FIG. No. 1. 16: PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SNT.....	59
FIG. No. 1. 17: TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA	62

FIG. No. 1. 18: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS	64
FIG. No. 1. 19: TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA Y PRECIOS MEDIOS	65
FIG. No. 1. 20: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL.....	72
FIG. No. 1. 21: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LAS Es.Es.	74
FIG. No. 1. 22: PRECIO MEDIO Y TIPO DE TRANSACCIONES EN COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-BOLÍVAR	75
FIG. No. 1. 23: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-EL ORO	77
FIG. No. 1. 24: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-ESMERALDAS	78
FIG. No. 1. 25: PRECIO MEDIO Y TIPO DE TRANSACCIONES EN COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-GUAYAS-LOS RÍOS	80
FIG. No. 1. 26: PRECIO MEDIO Y TIPO DE TRANSACCIONES EN COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-LOS RÍOS.....	81
FIG. No. 1. 27: PRECIO MEDIO Y TIPO DE TRANSACCIONES EN COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-MANABÍ.....	83
FIG. No. 1. 28: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-MILAGRO	84
FIG. No. 1. 29: PRECIO MEDIO DE EN COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-STA. ELENA.....	86
FIG. No. 1. 30: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-STO. DOMINGO.....	87
FIG. No. 1. 31: PRECIO MEDIO Y TIPO DE TRANSACCIONES EN COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-SUCUMBÍOS	89
FIG. No. 1. 32: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE E.E. AMBATO.....	90
FIG. No. 1. 33: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. AZOGUES.....	92
FIG. No. 1. 34: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. CENTRO-SUR	93
FIG. No. 1. 35: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. COTOPAXI.....	95
FIG. No. 1. 36: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. GALÁPAGOS	96
FIG. No. 1. 37: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. NORTE	98
FIG. No. 1. 38: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. QUITO	99
FIG. No. 1. 39: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. RIOBAMBA	101
FIG. No. 1. 40: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. SUR.....	102
FIG. No. 1. 41: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. DE GUAYAQUIL	104
FIG. No. 1. 42: ENERGÍA DISPONIBLE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL PERIODO 2002-2011	107
FIG. No. 1. 43: PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL PERIODO 2002-2011	108
FIG. No. 1. 44: VARIACIÓN PORCENTUAL DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	109

1. Resumen de la Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano, periodo 2002-2011

1.1 Antecedentes

El Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC- rige su actividad en base a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico -LRSE- promulgada el 10 de octubre de 1996, la misma que contiene las políticas generales relacionadas con la estructura del sector eléctrico, su funcionamiento y el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, normando la acción de las empresas de generación, transmisión y distribución; así como el mercado eléctrico mayorista, convenios, mercados, tarifas y la preservación del medio ambiente.

Para el cumplimiento de sus funciones, el CONELEC, debe proveerse de las herramientas necesarias para ejercer las tareas de planificación para el desarrollo del sector y ejercer todas las actividades de regulación y control definidas en esta Ley. Una de estas herramientas es la información estadística, la misma que permite visualizar el comportamiento del Sector y realizar la evaluación de sus diversos componentes.

La presente publicación resume el comportamiento del Sector Eléctrico Ecuatoriano durante el período 2002 – 2011, el mismo que contiene los principales indicadores eléctricos nacionales, como son: energía generada e importada; energía disponible en sistemas de distribución; energía disponible para servicio público; transacciones en mercado ocasional y por contratos; potencia nominal y efectiva; pérdidas en transmisión y distribución; energía exportada; energía entregada a grandes consumidores en transmisión; energía facturada a clientes finales, clientes regulados y no regulados; consumos propios; consumo de combustibles; precios de la energía; demanda máxima en bornes de generación y en subestaciones principales; y la infraestructura del sector eléctrico

La normativa jurídica de este sector ha experimentado varios cambios durante los últimos diez años, debiendo destacar los producidos en los años 2009 y 2010, que compilan los anteriores y que marcan la normativa jurídica y operativa de la Institución, las mismas que inciden en la planificación y ejecución de las actividades que cumple el CONELEC dentro de la política del sector eléctrico del país. A continuación mencionamos las principales:

- a) *El Mandato Constituyente N° 15 expedido el 23 de julio de 2008, publicado en el Registro Oficial N° 393 de 31 de julio de 2008, asigna al CONELEC, la responsabilidad de aprobar 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 debe establecer los nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran, incluyendo el ajuste automático de los contratos de compra venta de energía vigentes.*

Además, en este mismo mandato se establece que las empresas de generación, distribución y transmisión, en las que el Estado Ecuatoriano tiene participación

accionaria mayoritaria, extinguirán, eliminarán y/o darán de baja todas las cuentas por cobrar y pagar de los rubros, compra-venta de energía, peaje de transmisión y combustible destinado para generación que existe entre esas empresas; para lo cual éstas, realizarán los ajustes contables necesarios que permitan el cumplimiento de las disposiciones de este mandato.

- b) *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, Regional Sucumbíos S.A.*
- c) *En este mismo sentido, CELEC, a partir del 19 de enero de 2009, se conformó por las siguientes empresas: Compañía de Generación Hidroeléctrica Paute S.A.; Compañía de Generación Hidroeléctrica Hidroagoyán S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica Guayas S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica Esmeraldas S.A.; Compañía de Generación Termoeléctrica Pichincha S.A.; y, Empresa de Transmisión de Electricidad –TRANSELECTRIC S.A.-. Desde enero de 2010, la CELEC pasó a ser la Empresa Pública Estratégica, Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y subrogó en todos los derechos y obligaciones de la CELEC S.A. e Hidronación S.A. A diciembre de 2010 CELEC EP estuvo conformada por siete unidades de negocio, tres de generación térmica, tres de generación hidráulica y una de transmisión.*
- d) *A través del Decreto Ejecutivo N° 1786 de 18 de junio de 2009, la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil -CATEG- en sus secciones de generación y distribución, se convirtió en la Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil -Eléctrica de Guayaquil-, pasando a ser un organismo de la Función Ejecutiva que conforma la administración pública central, con funciones descentralizadas y desconcentradas.*
- e) *Finalmente, el Mandato No. 15 dispuso que, en virtud de los indicadores de gestión de algunas empresas de distribución, las siguientes sociedades anónimas: Empresa Eléctrica Quito S.A.; Empresa Eléctrica Regional del Sur S.A.; Empresa Eléctrica Regional Norte S.A.; Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.; Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.; y, Empresa Eléctrica Riobamba S.A. mantengan su estado hasta que la normativa del sector eléctrico sea expedida conforme los principios constitucionales.*
- f) *Con la expedición de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, el 24 de julio de 2009, se dio paso a la creación de varias empresas que serán las que gestionen y desarrollen las actividades tendientes a brindar el servicio público de energía eléctrica.*

Se debe tomar en cuenta que, para efecto de seguimiento estadístico, en las tablas y gráficos del presente folleto, se mantiene la calificación de “empresa distribuidora” a las Gerencias Regionales de la CNEL y de “empresa generadora” a las Unidades de Negocio de la CELEC (excepto la Unidad de negocio CELEC-Transelectric); además, en las diversas tablas y gráficos se incluye la clasificación de la capacidad instalada y producción de energía, de acuerdo al tipo de fuente de energía primaria y al destino de ésta en el consumo, en base a lo cual se han clasificado la potencia y energía en Renovable y No Renovable; y, en potencia y energía para Servicio Público y No Público.

Tema importante de esta serie estadística es el referido a las **pérdidas de los sistemas de distribución**, que se define como aquella energía que se pierde en cada una las etapas

funcionales del sistema de distribución más las pérdidas no técnicas o comerciales producidas por la falta de medición y/o facturación a usuarios que se aprovisionan de energía en forma ilegal o cuyos sistemas de medición sufren algún daño.

Por consiguiente el balance de energía en sistemas de distribución, estará referido a la energía que recibe el sistema de distribución de cada una de las empresas distribuidoras y a la energía entregada a los usuarios finales; determinando las **pérdidas en distribución** como la diferencia entre la energía recibida por el sistema de distribución y la registrada en los equipos de medición (entregada) de los Clientes Finales.

En las diversas tablas y gráficos de este documento se utilizan varios términos técnicos y especializados, los mismos que para una mejor comprensión del lector, pueden ser consultados en los Glosarios de Términos y Siglas que se publican en el boletín ***Estadísticas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, año 2011.***

El siguiente resumen (TABLAS No 1.1 y 1.2) se muestran los principales índices obtenidos como resultado de la generación, transmisión, distribución y consumo de la energía eléctrica en Ecuador durante el periodo 2002-2011.

TABLA No. 1. 1: PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, PERÍODO 2002-2011

CONCEPTO \ AÑO	Unidad	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Energía generada bruta (1)	GWh	11.887,56	11.546,13	12.584,85	13.404,02	15.115,85	17.336,65	18.608,53	18.264,95	19.509,85	20.544,14
Energía importada desde Colombia	GWh	56,30	1.119,61	1.641,61	1.716,01	1.570,47	860,87	500,16	1.058,20	794,51	1.294,59
Energía importada desde Perú	GWh	n.a.	n.a.	n.a.	7,44	-	-	-	62,22	78,39	-
Energía bruta total	GWh	11.943,86	12.665,74	14.226,46	15.127,47	16.686,32	18.197,52	19.108,69	19.385,37	20.382,76	21.838,73
Energía generada no disponible para servicio público (2)	GWh	287,41	337,76	1.086,79	1.219,30	1.850,67	2.540,75	2.610,30	2.219,64	2.746,03	2.925,93
	%	2,41%	2,67%	7,64%	8,06%	11,09%	13,96%	13,66%	11,45%	13,47%	13,40%
Energía generada e importada para servicio público	GWh	11.656,45	12.327,98	13.139,67	13.908,16	14.835,65	15.656,78	16.498,39	17.165,72	17.636,72	18.912,80

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)

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, Petrobras, Petroamazonas, Petroproducción, Repsol y SIPEC; y, una parte de la energía generada por Agua y Gas de Sillunchi, Ecoelectric, Eculos, Ecoluz, EMAAP-Q, Lafarge, La Internacional, Molinos La Unión, Perlabí, San Carlos).

El % de la energía no disponible para Servicio Público es respecto a la Energía Bruta Total.

n.d. -> no disponible n.a.-> no aplica.

La mayor producción de energía eléctrica a nivel nacional en el 2011, también resultó en una mayor oferta de energía para Servicio Público, que comparado con el 2010, tuvo un incremento del 5,92 % equivalente a 1111,22 GWh.

TABLA No. 1. 2: BALANCE DE ENERGÍA PARA SERVICIO PÚBLICO, PERÍODO 2002-2011

CONCEPTO \ AÑO	Unidad	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Energía generada e importada para servicio público	GWh	11656,45	12327,98	13139,67	13908,16	14835,65	15656,78	16498,39	17165,72	17636,72	18912,80
Autoconsumos en generación para servicio público (1)	GWh	234,00	238,09	215,22	270,93	300,91	307,25	321,84	524,17	260,18	304,21
	%	2,01%	1,93%	1,64%	1,95%	2,03%	1,96%	1,95%	3,05%	1,48%	1,61%
Energía entregada para servicio público	GWh	11422,45	12089,89	12924,45	13637,23	14534,74	15349,52	16176,54	16641,56	17376,55	18608,59
Pérdidas en transmisión (2)	GWh	394,20	389,28	458,31	430,95	426,61	485,46	614,73	643,92	542,44	715,10
	%	3,38%	3,16%	3,49%	3,10%	2,88%	3,10%	3,73%	3,75%	3,08%	3,78%
Energía disponible para servicio público	GWh	11028,24	11700,61	12466,14	13206,29	14108,13	14864,06	15561,81	15997,64	16834,11	17893,49
Energía exportada a Colombia y Perú	GWh	n.a.	67,20	34,97	16,03	1,07	38,39	37,53	20,76	10,06	10,60
	%	n.a.	0,55%	0,27%	0,12%	0,01%	0,25%	0,23%	0,12%	0,06%	0,06%
Energía entregada a Grandes Consumidores en Subtransmisión (3)	GWh	129,15	127,62	125,59	133,22	315,57	397,81	264,70	0,00	0,00	0,00
	%	1,11%	1,04%	0,96%	0,96%	2,13%	2,54%	1,60%	0,00%	0,00%	0,00%
Energía disponible en sistemas de distribución	GWh	10899,09	11505,78	12305,57	13057,04	13791,49	14427,86	15259,58	15976,88	16824,04	17882,88
Pérdidas totales de energía en sistemas de distribución	GWh	2453,62	2633,41	2831,31	2971,72	3069,01	3089,83	2993,08	2766,31	2747,43	2634,08
	%	22,51%	22,89%	23,01%	22,76%	22,25%	21,42%	19,61%	17,31%	16,33%	14,73%
Energía facturada a clientes finales (4)	GWh	8445,47	8872,37	9474,26	10085,32	10722,48	11338,02	12266,51	13210,57	14076,61	15248,80
Demanda máxima en bornes de generación (solo Sistema Nacional Interconectado S.N.I.) (5)	GW	2,13	2,22	2,36	2,42	2,64	2,71	2,79	2,77	2,88	3,05
Demanda máxima en subestaciones principales (solo Sistema Nacional Interconectado S.N.I.) (5)	GW	2,06	2,13	2,29	2,33	2,48	2,61	2,73	2,74	2,77	2,90

Es la energía utilizada por las empresas generadoras, autogeneradoras y distribuidoras con generación, para los procesos de generación de energía eléctrica que estará disponible para el Servicio Público.

Considera todo el transporte de energía a nivel nacional. Incluye aquella que no es transportada por el Sistema Nacional de Transmisión (S.N.T.).

A Holcim Guayaquil se le entregó energía en el período sep/05 - ago/08 y a Interagua en el período dic/01 - agos/08.

Incluye clientes Regulados y No Regulados, excepto la energía exportada a Colombia y la entregada a los grandes consumidores en subtransmisión (Holcim Guayaquil > sep/05 - ago/08 e Interagua -> dic/01 - ago/08).

Para el año 2010, la demanda máxima en bornes de generación del S.N.I., se produjo el 9 de diciembre, a las 19:30.

n.d.-> no disponible n.a.-> no aplica.

La energía facturada a clientes finales creció en 7,68 % equivalente a 1172,26 GWh

1.2 Resumen multianual estadístico del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2002-2011

1.2.1 Evolución histórica de los principales indicadores de generación de energía eléctrica

La demanda en bornes de generación en cada año se refiere a la sumatoria de las demandas máximas no coincidentes de cada mes, medida a la salida de las centrales de generación, y tuvo un crecimiento del 2010 al 2011 del 5,98 %, mientras que en el período 2002-2011 creció 43,06 %, es decir, un promedio anual del 4,54 %. Por otro lado, la demanda máxima en subestaciones principales, es la resultante de la sumatoria de las demandas máximas no coincidentes de cada uno de los sistemas de distribución conectados al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.), el incremento del 2011 respecto del 2010 fue 1,21 %, mientras que en el periodo de análisis, creció 51,24 %.

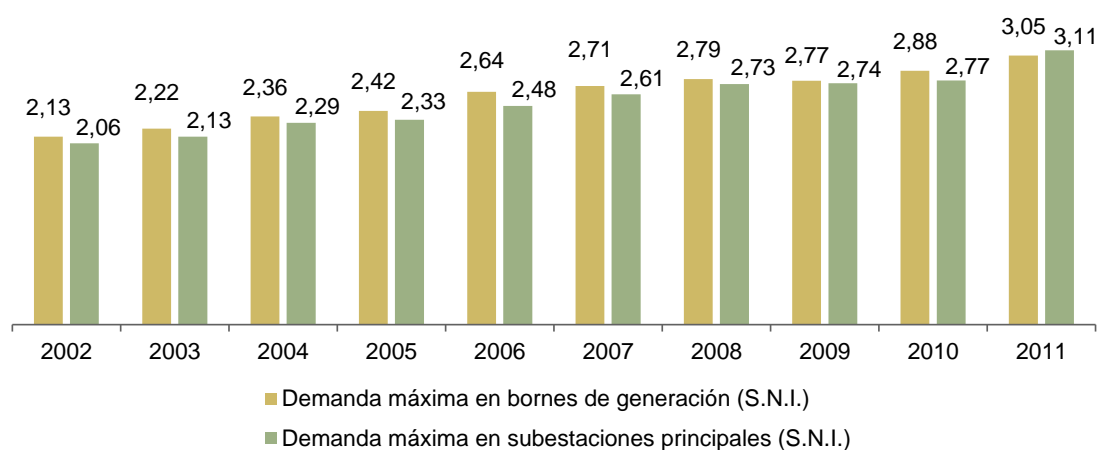


FIG. No. 1. 1: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA EN EL S.N.I., PERÍODO 2002-2011

A continuación se presenta un análisis comparativo multianual de la evolución de la potencia nominal y efectiva por tipo de empresa y por tipo de central en el periodo del 2002 al 2011.

1.2.2 Evolución histórica de la potencia instalada periodo 2002-2011.

TABLA No. 1. 3: POTENCIA NOMINAL Y EFECTIVA POR TIPO DE EMPRESA DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Año	Tipo Empresa	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
2002	Generadora	2.736,63	2.678,50
	Distribuidora	623,40	531,46
	Autogeneradora	61,72	56,03
Total 2002		3.421,76	3.265,99
2003	Generadora	2.743,35	2.693,30
	Distribuidora	625,96	529,71
	Autogeneradora	110,12	101,32
Total 2003		3.479,43	3.324,33
2004	Gran Consumidor	35,00	28,00
	Generadora	2.743,21	2.685,70
	Distribuidora	627,55	525,96
	Autogeneradora	131,99	119,37
Total 2004		3.537,75	3.359,04
2005	Gran Consumidor	64,80	55,60
	Generadora	2.788,21	2.709,20
	Distribuidora	608,00	494,51
	Autogeneradora	293,58	250,98
Total 2005		3.754,59	3.510,29
2006	Gran Consumidor	64,80	55,60
	Generadora	2.945,55	2.819,52
	Distribuidora	592,16	489,43
	Autogeneradora	459,15	395,33
Total 2006		4.061,65	3.759,88
2007	Generadora	3.180,58	3.083,67
	Distribuidora	585,26	488,96
	Autogeneradora	711,14	568,66
Total 2007		4.476,99	4.141,29
2008	Generadora	3.180,66	3.068,65
	Distribuidora	585,19	494,42
	Autogeneradora	775,03	615,94
Total 2008		4.540,88	4.179,01
2009	Generadora	3.301,34	3.253,85
	Distribuidora	595,95	494,89
	Autogeneradora	813,07	644,77
Total 2009		4.710,36	4.393,52
2010	Generadora	3.729,78	3.597,35
	Distribuidora	501,03	452,48
	Autogeneradora	911,87	711,56
Total 2010		5.142,68	4.761,39
2011	Generadora	3.810,07	3.670,63
	Distribuidora	503,57	455,20
	Autogeneradora	918,28	712,35
Total 2011		5.231,92	4.838,18

TABLA No. 1. 4 POTENCIA NOMINAL POR TIPO DE CENTRAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Fuente de energía	Tipo Central	Potencia Nominal (MW)									
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Renovable	Hidráulica	1.745,81	1.745,93	1.745,84	1.808,54	1.800,64	2.057,32	2.057,29	2.059,25	2.242,42	2.234,41
	Biomasa	-	-	35,00	64,80	73,80	73,80	106,80	106,80	101,30	101,30
	Eólica	-	-	-	-	-	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
	Solar	-	-	-	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,07
Total Renovable		1.745,81	1.745,93	1.780,84	1.873,35	1.874,45	2.133,54	2.166,51	2.168,47	2.346,13	2.338,18
No Renovable	Térmica	1.675,95	1.733,50	1.756,91	1.881,23	2.187,19	2.343,45	2.374,36	2.541,90	2.796,55	2.893,75
Total No Renovable		1.675,95	1.733,50	1.756,91	1.881,23	2.187,19	2.343,45	2.374,36	2.541,90	2.796,55	2.893,75
Total general		3.421,76	3.479,43	3.537,75	3.754,59	4.061,65	4.476,99	4.540,88	4.710,36	5.142,68	5.231,92

TABLA No. 1. 5 POTENCIA EFECTIVA POR TIPO DE CENTRAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

Fuente de energía	Tipo Central	Potencia Efectiva (MW)									
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Renovable	Hidráulica	1.733,40	1.735,49	1.732,50	1.794,94	1.785,73	2.030,64	2.033,52	2.032,16	2.215,19	2.207,17
	Biomasa	-	-	28,00	55,60	63,30	63,30	94,50	94,50	93,40	93,40
	Eólica	-	-	-	-	-	2,40	2,40	2,40	2,40	2,40
	Solar	-	-	-	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,07
Total Renovable		1.733,40	1.735,49	1.760,50	1.850,56	1.849,04	2.096,36	2.130,44	2.129,08	2.311,01	2.303,04
No Renovable	Térmica	1.532,59	1.588,84	1.598,54	1.659,74	1.910,83	2.044,93	2.048,57	2.264,44	2.450,38	2.535,15
Total No Renovable		1.532,59	1.588,84	1.598,54	1.659,74	1.910,83	2.044,93	2.048,57	2.264,44	2.450,38	2.535,15
Total general		3.265,99	3.324,33	3.359,04	3.510,29	3.759,88	4.141,29	4.179,01	4.393,52	4.761,39	4.838,18

En las tablas anteriores se detallan las potencias nominal y efectiva de todas las empresas del sector eléctrico por tipo de empresa generadora, distribuidora y autogeneradora, con su participación o no dentro del S.N.I.

En año 2011 se tiene una variación en la potencia efectiva con respecto al año anterior de 1,61 % y al 2002 del 48,14 %, siendo un aumento significativo pasando de 3266 MW en el 2002 a 4838 en el 2011, la mayor variación es de 10 % y se presenta en el año 2007 pasando de 3760 MW en el 2006 a 4141 MW en el 2007.

Con respecto a la potencia nominal se tiene una variación con respecto al año anterior de 1,74 % y al 2002 del 52,90 %, pasando de 3422 MW en el 2002 a 5232 en el 2011, la mayor variación es de 10 % y se presenta de igual manera en el año 2007 pasando de 4062 MW en el 2006 a 4477 MW en el 2007.

La energía entregada para servicio público, es aquella entregada a los clientes finales a través de los sistemas de transmisión y distribución. El siguiente gráfico muestra los valores totales anuales, donde se aprecia que en el periodo de análisis, esta energía se incrementó en 62,95 %, mientras que en el 2011 creció 7,12 % respecto al 2010.

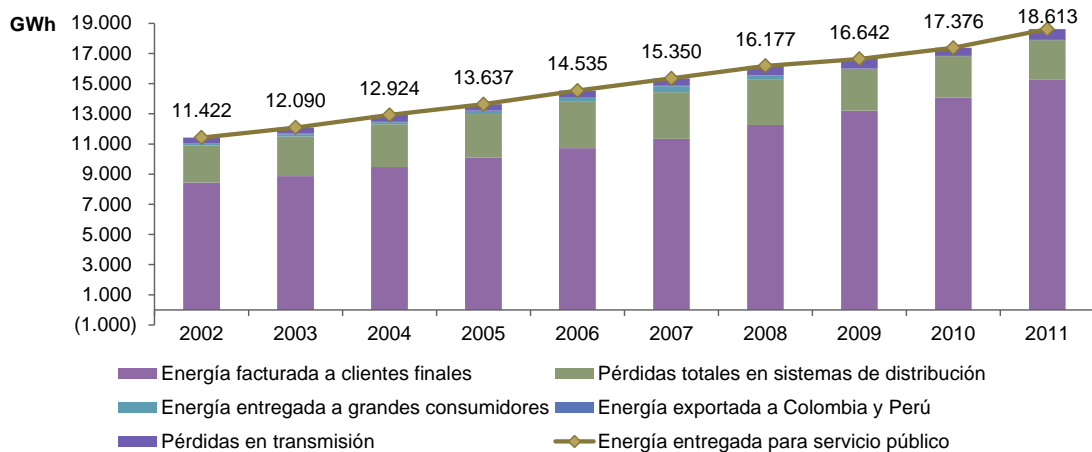


FIG. No. 1. 2: BALANCE DE ENERGÍA ENTREGADA PARA SERVICIO PÚBLICO

La energía facturada a clientes finales incluye a los clientes regulados y no regulados de los sistemas de distribución. De acuerdo a la figura **FIG. No. 1. 3**, este valor en el periodo 2002-2011 se incrementó en 80,56 %, es decir, un promedio anual de 7,32 %. La variación entre los años 2011 y 2010 fue del 8,33 %. En estos valores no se incluye la energía que se exportó a Colombia, ni la consumida por los grandes consumidores Holcim (sep/2005 – ago/2008) e Interagua (ene/02 – ago/2008), ya que ésta fue liquidada en el sistema de transmisión

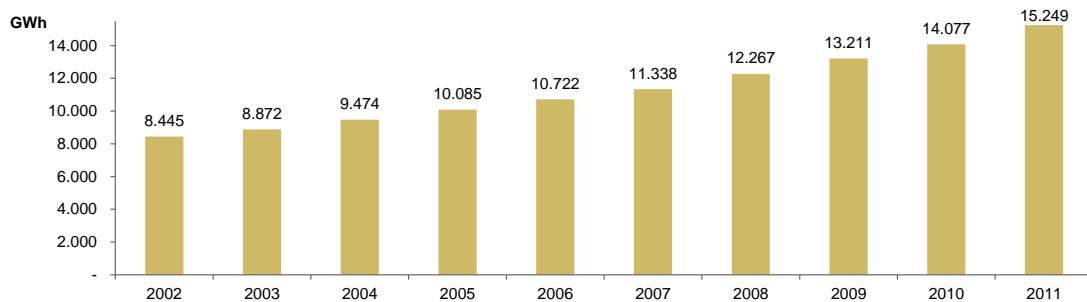


FIG. No. 1. 3: ENERGÍA FACTURADA A CLIENTES FINALES

Las pérdidas de energía (GWh) en los sistemas de distribución en el periodo 2002-2011 han tenido un incremento del 7,35 %; notándose que este indicador tiene tendencia a disminuir desde el 2008, que se puede atribuir a las políticas implementadas para la reducción de las pérdidas, tal como se muestra en la **FIG. No. 1.4**. En el 2011 las pérdidas disminuyeron en 4,13 % respecto al 2010.

Si las pérdidas son analizadas en función de la energía disponible en los sistemas de distribución, se observa en el gráfico que éstas han sufrido una disminución significativa desde 2002, año en el que alcanzaron el 22,51 %, llegando a 14,73 % en el 2011. Su máximo valor se dio en el 2004 con 23,01 %.

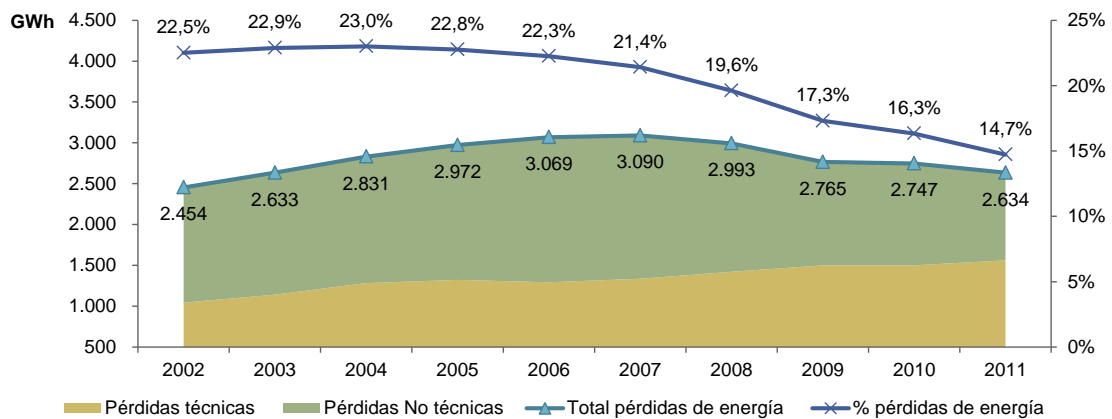


FIG. No. 1. 4: EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN

1.2.3 Resumen del balance de energía producida e importada

TABLA No. 1. 6: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA E IMPORTADA, PERÍODO 2002-2011

Año	Energía bruta		Energía consumos auxiliares generación		Energía disponible		Energía entregada al MEM		Energía no incorporada al MEM		Energía entregada para servicio público		Energía no entregada para servicio público	
	GWh	Variación %	GWh	Variación %	GWh	Variación %	GWh	Variación %	GWh	Variación %	GWh	Variación %	GWh	Variación %
2002	11.943,86		290,99		11.652,87		11.312,73		11.422,45		11.422,45		230,42	
2003	12.665,74	6,04	279,80	(3,85)	12.385,94	6,29	11.983,08	5,93	12.089,89	5,84	12.089,89	5,84	296,05	28,48
2004	14.226,46	12,32	268,21	(4,14)	13.958,24	12,69	12.825,82	7,03	12.924,45	6,90	12.924,45	6,90	1.033,80	249,19
2005	15.127,47	6,33	393,51	46,71	14.733,96	5,56	13.552,06	5,66	13.637,23	5,52	13.637,23	5,52	1.096,73	6,09
2006	16.686,32	10,30	424,53	7,88	16.261,79	10,37	14.440,70	6,56	14.534,74	6,58	14.534,74	6,58	1.727,05	57,47
2007	18.197,52	9,06	400,12	(5,75)	17.797,40	9,44	15.244,76	5,57	15.349,52	5,61	15.349,52	5,61	2.447,88	41,74
2008	19.108,69	5,01	597,42	49,31	18.511,27	4,01	16.112,27	5,69	16.188,79	5,47	16.188,79	5,47	2.322,48	(5,12)
2009	19.385,37	1,45	372,78	(37,60)	19.012,59	2,71	16.351,31	1,48	16.524,35	2,07	16.524,35	2,07	2.488,24	7,14
2010	20.382,76	5,15	300,69	(19,34)	20.082,07	5,63	16.482,89	0,80	17.376,37	5,16	17.376,37	5,16	2.705,70	8,74
2011	21.838,73	7,14	299,92	(0,25)	21.538,81	7,25	18.449,03	11,93	18.612,88	7,12	18.612,88	7,12	2.925,93	8,14

La energía bruta (producida e importada), en el período 2002-2011, experimentó un crecimiento del 82,84 %, al pasar de 11.943,86 GWh en 2002, a 21.838.73 GWh en el 2011, siendo los años 2004 y 2006, los de mayor incremento con relación al año inmediato anterior.

En el 2011, la energía disponible fue 21.538,81 MWh, de los cuales el 86,41 % (18.612,88 GWh) se entregó para el servicio público y el 13,58 % (2.925,93 GWh) al servicio no público. La energía para servicio público es aquella que se pone a disposición de los consumidores finales, a través de los distintos sistemas de distribución. La energía entregada para servicio no público es la que producen las autogeneradoras para satisfacer sus propias necesidades o las de sus empresas asociadas y que no se puede poner a disposición de los consumidores finales.

A continuación se mencionan cronológicamente, algunas novedades importantes en el proceso de generación y producción de energía de las empresas; así:

En el 2002 no se dispuso de los datos de las empresas autogeneradoras.

En el 2002 la generadora Machala Power entró en operación.

En el 2003 entra en funcionamiento la L/T a 230 KV entre las subestaciones de Jamondino en Pasto (Colombia) y Pomasqui en Quito (Ecuador), incrementando sustancialmente la importación de energía desde Colombia.

En el año 2004 aumentaron su producción las empresas autogeneradoras: Agip, Famiproduct, Hidroimbabura, La Internacional, Petroproducción y Repsol YPF. Además, en este año se incorporaron a la estadística del 2004 las autogeneradoras: Agua y Gas de Sillunchi, OCP y San Carlos.

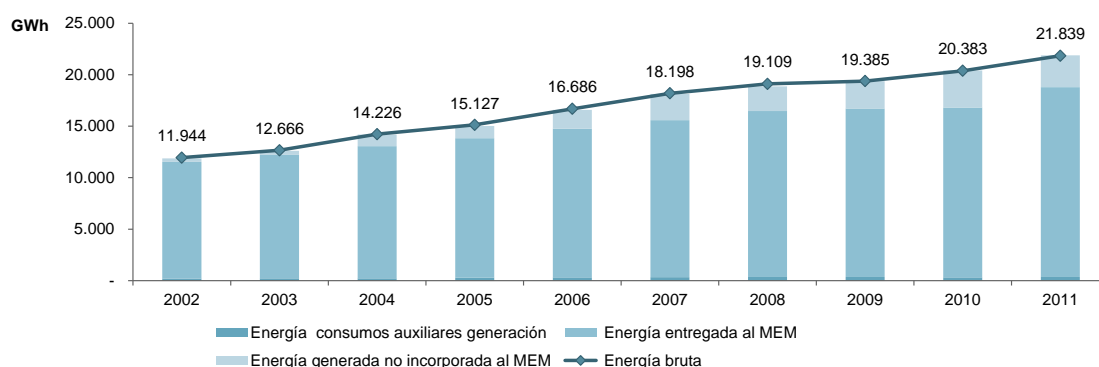


FIG. No. 1. 5: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA E IMPORTADA, PERÍODO 2002-2011

La producción de energía en el Ecuador está a cargo de diversos tipos de empresas, las que se clasifican en: generadoras, distribuidoras y autogeneradoras.

La empresa generadora es la titular de una concesión o permiso para la explotación económica de una o varias centrales de generación eléctrica, la misma que entrega su producción total o parcial de la siguiente manera:

- En uno o varios puntos en el Sistema Nacional de Transmisión,
- En un sistema aislado de transporte; o,
- En una red de distribución.
- La empresa distribuidora es la titular de una concesión o que por mandato expreso de la Ley asume la obligación de prestar el servicio público de suministro de energía eléctrica a los consumidores finales, dentro de su área de concesión o de servicio.
- La empresa autogeneradora es la que independientemente produce energía para su propio consumo, pudiendo tener excedentes a disposición de terceros o del Mercado Eléctrico Mayorista -MEM- a través del Sistema Nacional Interconectado o de los sistemas aislados.

Adicionalmente, la energía eléctrica en Ecuador se obtiene mediante la actividad de importación, es decir, mediante la compra a otros países, lo que comúnmente se ha dado a través de Colombia y Perú, especialmente en épocas deficitarias, o cuando las condiciones de mercado sean convenientes o ventajosas para el país.

TABLA No. 1. 7: ENERGÍA BRUTA PRODUCIDA POR TIPO DE EMPRESA EN EL PERÍODO 2002-2011)

Tipo Empresa	Empresa	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Generadora	CELEC-Electroquayas	1.653,45	1.530,82	1.212,91	1.801,40	2.016,47	1.659,22	1.544,18	2.015,02	2.884,65	2.288,59
	CELEC-Hidroagoyán	1.188,09	1.001,33	1.217,55	921,89	888,41	1.141,75	1.415,10	1.197,82	1.056,84	1.084,56
	CELEC-Hidropaute	4.557,72	4.596,36	4.783,67	4.607,74	4.579,88	5.075,11	6.285,85	4.796,31	4.311,05	6.757,90
	CELEC-Termoesmeraldas	747,22	788,64	885,56	922,43	955,11	908,90	670,02	1.013,24	486,15	780,06
	CELEC-Termopichincha	180,28	149,85	204,53	243,98	265,15	184,31	152,44	285,55	1.081,52	885,71
	Elecaastro	211,76	237,59	254,92	263,80	273,92	287,13	332,33	291,22	232,64	314,54
	Electroquil	523,89	263,47	413,96	622,83	669,98	442,84	270,44	546,23	514,78	228,88
	EMAAP-Q	131,27	139,37	144,87	138,29	127,60	137,32	140,56	150,32	137,41	145,60
	Eolicsa	-	-	-	-	-	0,96	2,68	3,20	3,43	3,34
	Generoca	-	-	-	-	4,59	192,59	156,22	172,82	170,41	141,64
	Hidronación	853,75	645,49	478,57	435,59	496,49	528,30	844,34	599,27	773,79	657,39
	Hidropastaza	-	-	-	-	-	822,55	972,39	1.064,82	1.043,88	913,52
	Hidrosibimbe	-	-	-	-	32,27	89,40	85,17	86,19	87,95	105,23
	Intervisa Trade	-	24,13	59,88	278,59	426,10	192,03	135,94	136,92	328,90	229,03
	Termoguayas	-	-	-	-	71,57	526,06	450,20	577,93	595,79	540,97
	Ulysseas	-	4,25	38,54	47,55	40,33	-	-	-	-	-
	CELEC-Termogas Machala	272,08	770,14	735,42	816,29	885,45	932,94	766,62	921,02	1.030,25	717,58
Total Generadora		10.319,51	10.151,44	10.430,37	11.100,39	11.733,32	13.121,40	14.224,46	13.857,90	14.739,45	15.794,54
Distribuidora	CNEL-Bolívar	6,26	6,17	4,40	4,49	1,45	1,52	4,24	3,28	4,51	2,26
	CNEL-EI Oro	4,53	5,01	3,68	5,45	6,62	4,23	3,73	1,95	0,09	0,03
	CNEL-Esmeraldas	0,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CNEL-Los Ríos	2,58	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	CNEL-Manabí	-	-	-	-	-	-	-	5,00	-	-
	CNEL-Milagro	-	-	-	-	-	-	-	0,02	-	-
	CNEL-Sta. Elena	4,90	3,69	4,62	4,20	13,55	4,96	-	-	-	-
	CNEL-Sucumbios	72,08	68,88	54,82	42,44	50,26	58,18	17,09	55,52	61,94	47,49
	E.E. Ambato	10,59	9,41	10,54	8,04	8,76	12,05	18,45	11,68	10,22	9,37
	E.E. Centro Sur	0,01	0,07	0,01	0,01	0,01	0,34	0,37	0,55	0,39	0,05
	E.E. Cotopaxi	56,45	58,92	62,29	57,92	57,10	61,39	59,48	53,94	51,55	60,79
	E.E. Galápagos	17,85	19,26	20,94	22,87	25,60	25,23	26,84	28,39	29,27	31,90
	E.E. Norte	44,07	42,51	41,67	46,04	47,72	50,87	59,50	51,11	52,66	69,18
	E.E. Quito	493,62	401,92	382,85	389,07	508,89	527,04	634,63	601,69	557,64	619,41
	E.E. Riobamba	86,82	94,17	103,71	97,88	104,30	101,13	92,05	99,08	105,70	100,83
	E.E. Sur	37,42	31,57	26,38	33,68	32,59	31,74	24,45	49,61	38,89	30,98
Eléctrica de Guayaquil	485,13	329,72	346,51	330,71	468,09	355,84	238,60	399,47	603,35	336,57	
Total Distribuidora		1.322,57	1.071,30	1.062,42	1.042,80	1.324,94	1.234,53	1.179,43	1.361,30	1.516,22	1.308,89

TABLA No. 1. 8: ENERGÍA BRUTA PRODUCIDA POR TIPO DE EMPRESA EN EL PERÍODO 2002-2011

Tipo Empresa	Empresa	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Autogeneradora	Agip	70,047,98	88,55	128,30	133,64	147,68	162,78	186,43	192,32	208,71	221,71
	Agua Y Gas De Sillunchi	-	-	2,82	2,89	2,71	2,79	2,41	2,53	2,82	1,66
	Andes Petro	-	-	-	-	301,74	367,44	378,77	388,58	362,23	467,85
	Consejo Provincial De Tungurahua	-	-	-	-	-	-	-	0,34	0,33	0,59
	Ecoelectric	-	-	-	18,89	25,99	77,16	74,89	76,64	70,51	110,99
	Ecoluz	32,11	48,18	37,18	34,50	35,21	38,31	41,83	39,67	30,58	39,58
	Ecados	-	-	-	39,84	77,68	86,34	75,01	69,27	96,48	94,04
	Electroandina	0,22	0,69	0,04	-	-	-	-	0,06	-	-
	Electrocordova	-	-	-	-	-	-	-	0,10	0,05	0,47
	Enermax	-	-	-	-	5,00	79,98	95,11	81,19	88,35	87,78
	Famiproduct	25,51	0,22	17,25	-	-	-	-	-	-	-
	Hidroabanico	-	-	-	0,44	123,68	209,37	319,54	318,49	299,63	324,82
	Hidroimbabura	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,50
	Hidroservice	-	-	-	-	-	-	-	0,29	0,05	-
	I.M. Mejía	5,04	5,53	4,40	7,40	5,88	9,04	4,71	5,63	7,60	9,88
	La Internacional	0,95	1,78	22,79	23,08	22,05	18,92	16,74	19,72	17,57	16,96
	Lafarge	-	-	-	-	80,07	75,01	84,07	116,44	127,62	96,93
	Managéneración	-	-	-	-	4,02	41,48	35,25	-	-	-
	Moderna Alimentos	3,42	3,32	3,14	3,69	6,73	6,05	10,07	4,70	1,70	7,00
	Municipio A. Ante	2,88	-	2,51	2,53	2,53	2,48	2,70	1,57	1,34	1,36
	Ocp	-	-	31,41	30,25	27,20	23,29	23,82	25,03	24,97	24,04
	Perlabí	-	-	-	6,92	9,93	9,62	16,03	13,95	7,14	14,58
	Petroamazonas	-	-	-	-	108,81	534,66	602,13	443,28	696,94	712,32
	Petrobras	-	-	-	-	-	-	-	68,90	69,26	82,09
Petroproducción	102,03	168,44	222,25	253,08	274,97	299,34	322,35	287,35	227,29	213,76	
Repsol	3,27	3,12	614,67	657,57	751,59	844,82	817,60	786,81	815,89	805,19	
San Carlos	-	-	3,24	44,13	41,89	55,25	58,43	70,60	68,57	73,17	
Sipac	-	-	-	-	-	34,05	34,27	31,96	28,56	33,45	
Total Autogeneradora		245,48	319,82	1.089,99	1.258,85	2.055,34	2.978,19	3.202,17	3.045,42	3.254,19	3.440,72
Importación	Inter. Colombia	56,30	1.119,61	1.641,61	1.716,01	1.570,47	860,87	500,16	1.058,20	794,51	1.294,59
	Inter. Perú	-	-	-	7,44	-	-	-	62,55	78,39	-
Total Importación		56,30	1.119,61	1.641,61	1.723,45	1.570,47	860,87	500,16	1.120,75	872,90	1.294,59
Total		11.943,86	12.662,17	14.224,39	15.125,48	16.684,07	18.195,00	19.106,23	19.385,37	20.382,76	21.838,73

1.2.4 Energía producida por las empresas generadoras

Las empresas generadoras, que son las titulares de una concesión o permiso para la explotación económica de una o varias centrales de generación eléctrica de cualquier tipo, entregan su producción total o parcialmente en uno o varios puntos en el Sistema Nacional de Transmisión o en una red de distribución. Esta producción, en términos de generación bruta, durante el período de análisis, tuvo una variación de 10.319,51 GWh en 2002 a 15.794,54 GWh en el 2011, lo que representa un crecimiento del 63,75 %, siendo los años 2002 y 2007 los de mayor incremento con relación al año inmediato anterior.

En las siguientes tablas, se debe considerar que toda la producción de las generadoras está destinada para servicio público, puesto que su misión es generar energía para consumo de los clientes finales.

TABLA No. 1. 9: BALANCE TOTAL DE ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS

Año	Energía bruta		Consumo auxiliares generación		Energía disponible		Energía entregada al MEM		Energía no incorporada al MEM		Energía entregada para servicio público	
	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)
2002	10.319,51		252,80		10.066,71		10.060,41		6,30		10.069,44	
2003	10.151,44	(1,63)	248,01	(1,89)	9.903,43	(1,62)	9.901,06	(1,58)	2,37	(62,30)	9.904,70	(1,64)
2004	10.430,37	2,75	231,80	(6,53)	10.198,56	2,98	10.192,44	2,94	6,13	158,01	10.198,56	2,97
2005	11.100,39	6,42	283,79	22,43	10.816,59	6,06	10.811,91	6,08	4,68	(23,62)	10.816,59	6,06
2006	11.733,32	5,70	301,57	6,26	11.431,75	5,69	11.426,17	5,68	5,58	19,33	11.428,52	5,66
2007	13.121,40	11,83	288,64	(4,29)	12.832,76	12,26	12.812,55	12,13	20,21	262,03	12.815,01	12,13
2008	14.224,46	8,41	311,75	8,01	13.912,72	8,42	13.898,44	8,48	14,28	(29,36)	13.911,99	8,56
2009	13.857,90	(2,58)	331,84	6,45	13.526,06	(2,78)	13.512,55	(2,78)	13,51	(5,40)	13.525,79	(2,78)
2010	14.739,45	6,36	247,18	(25,51)	14.492,27	7,14	13.710,81	1,47	781,47	5.685,44	14.442,15	6,77
2011	15.794,54	7,16	273,10	10,49	15.521,44	7,10	15.375,95	12,14	145,49	(81,38)	15.388,06	6,55

En la **TABLA No. 1.9** se muestra a detalle el balance de producción de energía por cada una de las empresas generadoras, las mismas cuyo número, ha aumentado a partir del 2003, dando, consecuentemente, una mayor oferta de energía.

En el periodo de análisis existe energía no incorporada al MEM que corresponde a la generación de las centrales termoeléctricas ubicadas en la Isla Puná y que anteriormente eran administradas por la distribuidora CNEL-Guayas-Los Ríos (hasta mayo de 2009) y que actualmente se encuentran a cargo de CELEC-Termopichincha.

TABLA No. 10: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA GENERADORA

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada al MEM (GWh)	Energía no incorporada al MEM (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2002	CELEC-Electroguayas	1.653,45	96,06	1.557,39	1.554,82	2,57	1.557,39
	CELEC-Hidroagoyán	1.188,09	2,03	1.186,06	1.186,52	(0,45)	1.186,52
	CELEC-Hidropaute	4.557,72	25,51	4.532,20	4.532,20	-	4.532,20
	CELEC-Termoesmeraldas	747,22	50,52	696,70	695,89	0,81	696,70
	CELEC-Termopichincha	180,28	3,52	176,76	176,17	0,59	176,99
	Elecaastro	211,76	2,14	209,62	209,62	-	209,62
	Electroquil	523,89	17,99	505,90	503,51	2,40	505,90
	EMAAP-Q	131,27	47,03	84,24	83,85	0,39	86,28
	Hidronación	853,75	3,92	849,83	849,83	-	849,83
CELEC-Termogas Machala	272,08	4,08	268,00	268,00	-	268,00	
Total 2002		10.319,51	252,80	10.066,71	10.060,41	6,30	10.069,44
2003	CELEC-Electroguayas	1.530,82	96,33	1.434,49	1.434,49	-	1.434,49
	CELEC-Hidroagoyán	1.001,33	2,09	999,24	999,40	(0,16)	999,72
	CELEC-Hidropaute	4.596,36	26,28	4.570,09	4.570,09	-	4.570,09
	CELEC-Termoesmeraldas	788,64	52,73	735,90	735,87	0,03	735,90
	CELEC-Termopichincha	149,85	3,77	146,07	145,46	0,61	146,30
	Elecaastro	237,59	3,01	234,58	234,58	-	234,58
	Electroquil	263,47	8,82	254,65	252,37	2,28	254,65
	EMAAP-Q	139,37	30,95	108,43	108,82	(0,39)	108,99
	Hidronación	645,49	8,70	636,80	636,80	-	636,80
	Intervisa Trade	24,13	-	24,13	24,13	-	24,13
Ulysseas	4,25	0,36	3,90	3,90	-	3,90	
CELEC-Termogas Machala	770,14	14,97	755,17	755,17	0,00	755,17	
Total 2003		10.151,44	248,01	9.903,43	9.901,06	2,37	9.904,70
2004	CELEC-Electroguayas	1.212,91	68,38	1.144,53	1.144,53	-	1.144,53
	CELEC-Hidroagoyán	1.217,55	1,85	1.215,70	1.215,69	0,01	1.215,70
	CELEC-Hidropaute	4.783,67	16,39	4.767,28	4.767,28	-	4.767,28
	CELEC-Termoesmeraldas	885,56	58,28	827,27	827,26	0,01	827,27
	CELEC-Termopichincha	204,53	5,02	199,51	198,72	0,79	199,51
	Elecaastro	254,92	4,13	250,80	250,80	(0,00)	250,80
	Electroquil	413,96	16,75	397,21	396,77	0,44	397,21
	EMAAP-Q	144,87	40,60	104,27	103,47	0,79	104,27
	Hidronación	478,57	6,88	471,69	471,69	-	471,69
	Intervisa Trade	59,88	1,33	58,55	58,55	0,00	58,55
Ulysseas	38,54	1,18	37,36	37,36	-	37,36	
CELEC-Termogas Machala	735,42	11,03	724,39	720,31	4,08	724,39	
Total 2004		10.430,37	231,80	10.198,56	10.192,44	6,13	10.198,56
2005	CELEC-Electroguayas	1.801,40	103,87	1.697,53	1.697,53	-	1.697,53
	CELEC-Hidroagoyán	921,89	1,50	920,39	920,15	0,24	920,39
	CELEC-Hidropaute	4.607,74	22,60	4.585,14	4.585,14	-	4.585,14
	CELEC-Termoesmeraldas	922,43	57,23	865,21	865,21	-	865,21
	CELEC-Termopichincha	243,98	5,71	238,28	237,33	0,94	238,28
	Elecaastro	263,80	4,59	259,20	259,20	-	259,20
	Electroquil	622,83	24,93	597,90	595,42	2,48	597,90
	EMAAP-Q	138,29	35,87	102,42	101,42	1,00	102,42
	Hidronación	435,59	4,60	430,99	430,99	-	430,99
	Intervisa Trade	278,59	1,39	277,20	277,20	-	277,20
Ulysseas	47,55	4,36	43,18	43,17	0,01	43,18	
CELEC-Termogas Machala	816,29	17,14	799,15	799,15	-	799,15	
Total 2005		11.100,39	283,79	10.816,59	10.811,91	4,68	10.816,59
2006	CELEC-Electroguayas	2.016,47	97,27	1.919,20	1.919,20	-	1.919,20
	CELEC-Hidroagoyán	888,41	1,43	886,99	885,65	1,34	886,99
	CELEC-Hidropaute	4.579,88	46,92	4.532,95	4.532,95	-	4.532,95
	CELEC-Termoesmeraldas	955,11	57,76	897,35	897,27	0,08	897,35
	CELEC-Termopichincha	265,15	5,93	259,23	258,30	0,92	259,23
	Elecaastro	273,92	4,60	269,31	269,31	(0,00)	269,31
	Electroquil	669,98	27,70	642,28	642,28	0,00	642,28
	EMAAP-Q	127,60	27,01	100,59	97,36	3,23	97,36
	Generoca	4,59	-	4,59	4,59	-	4,59
	Hidronación	496,49	7,43	489,06	489,06	-	489,06
	Hidrosibimbe	32,27	-	32,27	32,27	-	32,27
	Intervisa Trade	426,10	2,12	423,98	423,98	-	423,98
Termoguyayas	71,57	0,00	71,57	71,57	-	71,57	
Ulysseas	40,33	3,93	36,40	36,40	0,00	36,40	
CELEC-Termogas Machala	885,45	19,47	865,98	865,98	-	865,98	
Total 2006		11.733,32	301,57	11.431,75	11.426,17	5,58	11.428,52

TABLA No. 1. 11: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA GENERADORA

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada al MEM (GWh)	Energía no incorporada al MEM (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2007	CELEC-Electroguayas	1.659,22	93,34	1.565,88	1.565,88	0,00	1.565,88
	CELEC-Hidroagoyán	1.141,75	1,21	1.140,54	1.140,31	0,22	1.140,54
	CELEC-Hidropaute	5.075,11	63,21	5.011,91	5.011,91	-	5.011,91
	CELEC-Termoesmeraldas	908,90	57,28	851,62	851,62	0,00	851,62
	CELEC-Termopichincha	184,31	5,06	179,25	177,98	1,27	179,25
	Elecaastro	287,13	4,82	282,32	282,32	-	282,32
	Electroquil	442,84	19,74	423,09	423,09	0,00	423,09
	EMAAP-Q	137,32	3,77	133,55	115,79	17,76	115,79
	Eolicsa	0,96	-	0,96	-	0,96	0,96
	Generoca	192,59	8,15	184,44	184,44	0,00	184,44
	Hidronación	528,30	8,49	519,80	519,80	0,00	519,80
	Hidropastaza	822,55	1,50	821,05	821,05	0,00	821,05
	Hidrosibimbe	89,40	-	89,40	89,40	-	89,40
	Intervisa Trade	192,03	0,96	191,07	191,07	-	191,07
Termoguayas	526,06	0,00	526,06	526,06	-	526,06	
Ulysseas	-	-	-	-	-	-	-
CELEC-Termogas Machala	932,94	21,11	911,83	911,83	-	911,83	
Total 2007		13.121,40	288,64	12.832,76	12.812,55	20,21	12.815,01
2008	CELEC-Electroguayas	1.544,18	101,50	1.442,69	1.442,69	(0,00)	1.442,69
	CELEC-Hidroagoyán	1.415,10	2,22	1.412,88	1.412,78	0,09	1.412,88
	CELEC-Hidropaute	6.285,85	87,54	6.198,31	6.198,31	0,00	6.198,31
	CELEC-Termoesmeraldas	670,02	44,02	626,00	626,00	-	626,00
	CELEC-Termopichincha	152,44	4,99	147,45	146,14	1,31	147,45
	Elecaastro	332,33	5,18	327,15	327,15	0,00	327,15
	Electroquil	270,44	11,01	259,43	259,43	0,00	259,43
	EMAAP-Q	140,56	16,63	123,93	123,18	0,75	123,21
	Eolicsa	2,68	-	2,68	2,68	-	2,68
	Generoca	156,22	6,68	149,54	149,54	-	149,54
	Hidronación	844,34	13,30	831,03	831,03	-	831,03
	Hidropastaza	972,39	-	972,39	960,27	12,12	972,39
	Hidrosibimbe	85,17	-	85,17	85,17	-	85,17
	Intervisa Trade	135,94	0,70	135,23	135,23	-	135,23
Termoguayas	450,20	(0,00)	450,20	450,20	0,00	450,20	
CELEC-Termogas Machala	766,62	17,99	748,63	748,63	-	748,63	
Total 2008		14.224,46	311,75	13.912,72	13.898,44	14,28	13.911,99
2009	CELEC-Electroguayas	2.015,02	102,32	1.912,70	1.912,53	0,17	1.912,53
	CELEC-Hidroagoyán	1.197,82	2,15	1.195,67	1.195,67	-	1.195,67
	CELEC-Hidropaute	4.796,31	58,42	4.737,89	4.737,89	0,00	4.737,89
	CELEC-Termoesmeraldas	1.013,24	69,71	943,53	943,53	0,00	943,53
	CELEC-Termopichincha	285,55	10,40	275,16	275,20	(0,05)	275,16
	Elecaastro	291,22	5,17	286,06	286,06	0,00	286,06
	Electroquil	546,23	18,65	527,58	527,58	0,00	527,58
	EMAAP-Q	150,32	26,04	124,28	124,16	0,12	124,19
	Eolicsa	3,20	-	3,20	-	3,20	3,20
	Generoca	172,82	7,47	165,35	165,38	(0,03)	165,35
	Hidronación	599,27	9,88	589,39	589,39	0,00	589,39
	Hidropastaza	1.064,82	2,06	1.062,76	1.052,68	10,08	1.062,76
	Hidrosibimbe	86,19	-	86,19	86,19	0,00	86,19
	Intervisa Trade	136,92	0,39	136,53	136,53	0,00	136,53
Termoguayas	577,93	-	577,93	577,93	-	577,93	
CELEC-Termogas Machala	921,02	19,18	901,84	901,84	0,00	901,84	
Total 2009		13.857,90	331,84	13.526,06	13.512,55	13,51	13.525,79
2010	CELEC-Electroguayas	2.884,65	127,84	2.756,81	2.756,67	0,15	2.756,67
	CELEC-Hidroagoyán	1.056,84	1,65	1.055,19	1.055,19	(0,00)	1.055,19
	CELEC-Hidropaute	4.311,05	14,08	4.296,97	4.296,97	0,00	4.296,97
	CELEC-Termoesmeraldas	486,15	36,61	449,54	449,54	0,00	449,54
	CELEC-Termopichincha	1.081,52	5,59	1.075,93	360,95	714,98	1.075,93
	Elecaastro	232,64	3,99	228,65	228,65	0,00	228,65
	Electroquil	514,78	16,62	498,16	498,16	0,00	498,16
	EMAAP-Q	137,41	(1,33)	138,74	87,28	51,46	88,79
	Eolicsa	3,43	-	3,43	-	3,43	3,43
	Generoca	170,41	7,50	162,91	162,91	0,00	162,91
	Hidronación	773,79	10,93	762,86	762,86	0,00	762,86
	Hidropastaza	1.043,88	1,45	1.042,43	1.031,03	11,40	1.042,43
	Hidrosibimbe	87,95	-	87,95	87,95	-	87,95
	Intervisa Trade	328,90	0,96	327,94	327,94	0,00	327,94
Termoguayas	595,79	-	595,79	595,79	-	595,79	
CELEC-Termogas Machala	1.030,25	21,29	1.008,96	1.008,91	0,04	1.008,93	
Total 2010		14.739,45	247,18	14.492,27	13.710,81	781,47	14.442,15

TABLA No. 1. 12: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA GENERADORA

Año	Empresa generadora	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada al MEM (GWh)	Energía no incorporada al MEM (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2011	CELEC-Electroguayas	2.288,59	118,97	2.169,62	2.169,36	0,25	2.169,36
	CELEC-Hidroagoyán	1.084,56	1,33	1.083,23	1.083,23	-	1.083,23
	CELEC-Hidropaute	6.757,90	20,46	6.737,44	6.737,44	0,00	6.737,44
	CELEC-Termoesmeraldas	780,06	60,35	719,71	719,71	0,00	719,71
	CELEC-Termopichincha	885,71	24,11	861,59	757,59	104,00	757,59
	Elecaastro	314,54	5,27	309,26	309,26	0,00	309,26
	Electroquil	228,88	7,14	221,74	221,74	0,00	221,74
	EMAAP-Q	145,60	3,42	142,18	113,68	28,49	113,05
	Eolicisa	3,34	-	3,34	-	3,34	3,34
	Generoca	141,64	6,25	135,38	135,38	(0,00)	135,38
	Hidronación	657,39	9,56	647,83	647,83	(0,00)	647,83
	Hidropastaza	913,52	0,90	912,61	903,23	9,38	912,61
	Hidrosibimbe	105,23	-	105,23	105,23	-	105,23
	Intervisa Trade	229,03	0,69	228,34	228,34	0,00	228,34
	Termoguayas	540,97	-	540,97	540,97	-	540,97
CELEC-Termogas Machala	717,58	14,63	702,95	702,93	0,02	702,95	
Total 2011		15.794,54	273,10	15.521,44	15.375,95	145,49	15.388,06
Total		125.472,77	2.770,47	122.702,30	121.702,28	1.000,02	122.500,82

La evolución de la producción total de energía por parte de las empresas generadoras se observa en la **FIG. No. 1.6**. Un crecimiento significativo se ve a partir del 2005, relacionado con la incorporación de nuevas empresas generadoras, entre ellas: Generoca, Hidrosibimbe, Termoguayas. Notándose además una disminución de la producción en el 2009, debido al estiaje que se presentó a finales de ese año que afectó a las empresas generadoras hidráulicas, teniéndose una recuperación en el 2011.

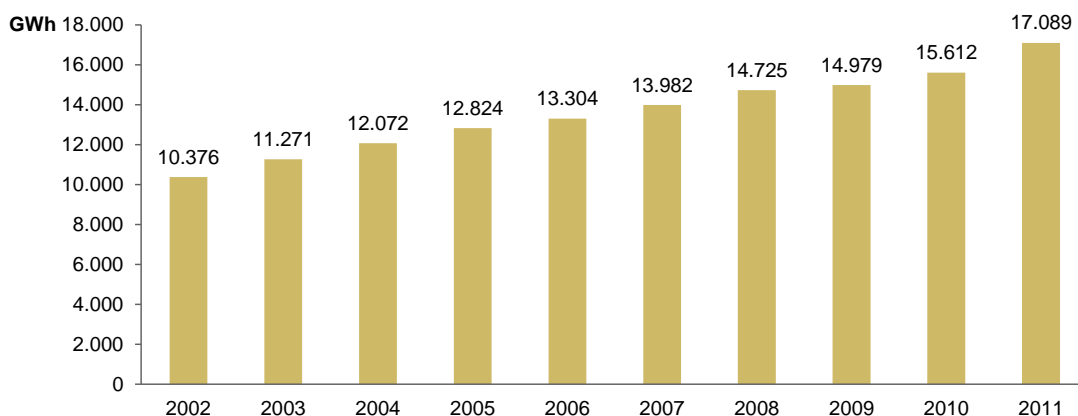


FIG. No. 1. 6: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS

1.2.5 Energía producida por las empresas distribuidoras

La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) asumió, a partir del mes de marzo del año 2009, los plenos derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa distribuidora de electricidad luego de suscribir un contrato de licencia con el CONELEC. Esta decisión se ajusta a las disposiciones del Mandato Constituyente 15, del 23 de julio de 2008, que en su transitoria tercera, faculta la fusión de empresas del Sector y determina que el ente Regulador facilite los mecanismos para su consecución. Por tal decisión, dejan de existir las denominaciones de: Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.; Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A. (EMELMANABI); Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A.; Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos S.A.(EMELGUR); Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.; Empresa Eléctrica Milagro C.A.; Empresa Eléctrica Península de Santa Elena S.A.; Empresa Eléctrica El Oro S.A.; Empresa Eléctrica Bolívar S.A.; y, Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., las cuales en el futuro funcionarán como gerencias regionales de CNEL.

En marzo de 2002 las unidades de la central Centro Industrial de la CNEL-Los Ríos sufrieron desperfectos que obligaron a parar esta central.

Las centrales Jambelí y Pongalillo de CNEL-El Oro pararon su producción en mayo y junio de 2006, respectivamente, por cuanto sus sistemas de distribución se incorporaron al S.N.I. Por otro lado, a partir de diciembre de 2008, la central Collin Locket también paró su producción por daño en sus unidades de generación.

En diciembre de 2008 la central Guaranda de la CNEL-Bolívar sufrió desperfectos que obligaron a salir de servicio.

En la CNEL-Esmeraldas, la central San Lorenzo dejó de producir energía desde noviembre de 2002, mientras que la central La Propicia pasó a ser administrada por la Unidad de Negocio CELEC-Termopichincha en diciembre de 2007.

En la CNEL-Santa Elena, a partir de septiembre de 2002 dejó de funcionar la central Playas y lo propio sucedió con la central Posorja en diciembre de 2006 y con la central La Libertad en julio de 2007.

Aun cuando parte del sistema de distribución de la distribuidora CNEL-Sucumbíos está ya integrada al S.N.I., por efectos estadísticos se considera a todo su sistema como no incorporado, razón por la cual no existen valores de energía entregada al MEM. En el período enero-2003 / enero-2008, la CNEL-Sucumbíos adquirió gran parte de su energía mediante un contrato a plazos con la E.E. Ambato, esta energía fue transmitida por la línea de subtransmisión Totoras-Baños-Puyo-Tena-Coca y posteriormente por las líneas de la Unidad de Negocio CELEC-Transelectric con lo cual desde febrero de 2008, la CNEL-Sucumbíos comenzó a adquirir energía en el MEM.

La generación CNEL-Sucumbíos en el año 2008 se redujo debido a que la adquirió, en gran parte, del MEM y de la distribuidora Ambato. Sin embargo y debido a la crisis energética de los meses de noviembre y diciembre de 2009, la CNEL-Sucumbíos se vio obligada a utilizar nuevamente sus centrales de generación para cubrir toda su demanda, manteniéndose en el 2010.

Las centrales Angamarca, Catazacón y El Estado de la E.E. Cotopaxi están aisladas o no incorporadas al S.N.I., no así las centrales Illunchi 1 e Illunchi 2.

A partir de enero de 2004, se incorporó a la estadística la información de la central hidráulica aislada Oyacachi de la E.E. Quito. Por otro lado, en los años 2007 y 2008 existió una energía de pruebas de las centrales Nayón, Luluncoto, Guangopolo y G. Hernández que no fue reconocida en las respectivas facturas. Los valores de energía en el periodo 2003-2005 se ven reducidos significativamente, por falta de producción en las centrales hidráulicas, provocado por las escasas lluvias en el sector. Durante la época de crisis energética del periodo octubre-diciembre de 2009, no fue posible obtener energía de la central Luluncoto, debido a indisponibilidades en sus unidades de generación.

Por efectos de la crisis energética del año 2009, las unidades U2, U3, U4, U5, U7, U8 y U9 de la central térmica Catamayo, aumentaron sus horas de operación considerablemente.

A continuación se muestran tablas y figuras resúmenes de los principales indicadores de producción de energía de las distribuidoras durante el periodo 2002-2011.

TABLA No. 1. 13: BALANCE TOTAL DE ENERGÍA PRODUCIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

Año	Energía bruta		Consumo auxiliares		Energía disponible		Energía entregada al MEM		Energía no incorporada al MEM		Energía entregada para servicio público	
	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)
2002	1.322,57		28,82		1.293,75		1.193,45		100,30		1.294,14	
2003	1.071,30	(19,00)	21,20	(26,45)	1.050,10	(18,83)	947,32	(20,62)	102,78	2,48	1.050,49	(18,83)
2004	1.062,42	(0,83)	23,17	9,30	1.039,25	(1,03)	946,75	(0,06)	92,50	(10,00)	1.039,25	(1,07)
2005	1.042,80	(1,85)	22,18	(4,27)	1.020,62	(1,79)	940,12	(0,70)	80,50	(12,98)	1.020,62	(1,79)
2006	1.324,94	27,06	25,64	15,57	1.299,30	27,31	1.207,62	28,45	91,68	13,90	1.299,30	27,31
2007	1.234,53	(6,82)	21,60	(15,74)	1.212,93	(6,65)	1.110,63	(8,03)	102,30	11,58	1.212,93	(6,65)
2008	1.179,43	(4,46)	13,69	(36,61)	1.165,74	(3,89)	1.102,78	(0,71)	62,96	(38,45)	1.165,74	(3,89)
2009	1.361,30	15,42	17,07	24,64	1.344,23	15,31	1.199,67	8,79	144,56	129,59	1.344,23	15,31
2010	1.516,22	11,38	18,33	7,42	1.497,88	11,43	1.354,16	12,88	143,72	(0,58)	1.497,88	11,43
2011	1.308,89	(13,67)	14,22	(22,42)	1.294,66	(13,57)	1.171,18	(13,51)	123,48	(14,08)	1.294,66	(13,57)

TABLA No. 1. 14: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN

Año	Empresa	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada al MEM (GWh)	Energía no incorporada al MEM (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2002	CNEL-Bolívar	6,26	0,06	6,20	6,20	-	6,20
	CNEL-EI Oro	4,53	0,67	3,86	4,01	(0,15)	4,25
	CNEL-Esmeraldas	0,26	0,01	0,25	-	0,25	0,25
	CNEL-Los Ríos	2,58	0,06	2,52	2,52	-	2,52
	CNEL-Sta. Elena	4,90	0,22	4,68	4,68	-	4,68
	CNEL-Sucumbíos	72,08	3,60	68,48	-	68,48	68,48
	E.E. Ambato	10,59	0,04	10,55	10,55	-	10,55
	E.E. Centro Sur	0,01	0,00	0,01	-	0,01	0,01
	E.E. Cotopaxi	56,45	0,39	56,06	42,38	13,68	56,06
	E.E. Galápagos	17,85	0,05	17,79	-	17,79	17,79
	E.E. Norte	44,07	0,05	44,02	44,02	-	44,02
	E.E. Quito	493,62	6,08	487,54	487,54	-	487,54
	E.E. Riobamba	86,82	0,14	86,67	86,44	0,24	86,67
	E.E. Sur	37,42	0,39	37,02	37,02	-	37,02
Eléctrica de Guayaquil	485,13	17,05	468,09	468,09	-	468,09	
Total 2002		1.322,57	28,82	1.293,75	1.193,45	100,30	1.294,14
2003	CNEL-Bolívar	6,17	0,06	6,11	6,11	-	6,11
	CNEL-EI Oro	5,01	0,74	4,26	4,38	(0,12)	4,65
	CNEL-Esmeraldas	-	-	-	-	-	-
	CNEL-Los Ríos	-	-	-	-	-	-
	CNEL-Sta. Elena	3,69	0,15	3,54	3,54	-	3,54
	CNEL-Sucumbíos	68,88	3,47	65,41	-	65,41	65,41
	E.E. Ambato	9,41	0,04	9,37	9,37	-	9,37
	E.E. Centro Sur	0,07	0,00	0,07	-	0,07	0,07
	E.E. Cotopaxi	58,92	0,07	58,85	42,96	15,89	58,85
	E.E. Galápagos	19,26	0,07	19,20	-	19,20	19,20
	E.E. Norte	42,51	0,06	42,45	42,45	-	42,45
	E.E. Quito	401,92	3,67	398,24	398,24	-	398,24
	E.E. Riobamba	94,17	0,14	94,03	91,70	2,33	94,03
	E.E. Sur	31,57	0,32	31,25	31,25	-	31,25
Eléctrica de Guayaquil	329,72	12,39	317,32	317,32	-	317,32	
Total 2003		1.071,30	21,20	1.050,10	947,32	102,78	1.050,49
2004	CNEL-Bolívar	4,40	0,08	4,32	4,32	-	4,32
	CNEL-EI Oro	3,68	0,14	3,54	3,25	0,29	3,54
	CNEL-Sta. Elena	4,62	0,12	4,49	4,49	-	4,49
	CNEL-Sucumbíos	54,82	2,74	52,08	-	52,08	52,08
	E.E. Ambato	10,54	0,02	10,52	10,52	0,00	10,52
	E.E. Centro Sur	0,01	0,00	0,01	-	0,01	0,01
	E.E. Cotopaxi	62,29	0,04	62,26	45,38	16,87	62,26
	E.E. Galápagos	20,94	0,08	20,86	-	20,86	20,86
	E.E. Norte	41,67	0,06	41,61	41,61	-	41,61
	E.E. Quito	382,85	4,98	377,87	377,78	0,09	377,87
	E.E. Riobamba	103,71	0,15	103,56	101,27	2,29	103,56
	E.E. Sur	26,38	0,31	26,07	26,07	-	26,07
Eléctrica de Guayaquil	346,51	14,46	332,05	332,05	-	332,05	
Total 2004		1.062,42	23,17	1.039,25	946,75	92,50	1.039,25

TABLA No. 1. 15: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN

Año	Empresa	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada al MEM (GWh)	Energía no incorporada al MEM (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2005	CNEL-Bolívar	4,49	0,05	4,44	4,44	-	4,44
	CNEL-EI Oro	5,45	0,10	5,35	5,02	0,33	5,35
	CNEL-Sta. Elena	4,20	0,10	4,10	4,10	-	4,10
	CNEL-Sucumbíos	42,44	2,12	40,32	-	40,32	40,32
	E.E. Ambato	8,04	0,03	8,01	8,01	0,00	8,01
	E.E. Centro Sur	0,01	0,00	0,01	-	0,01	0,01
	E.E. Cotopaxi	57,92	0,05	57,86	43,00	14,87	57,86
	E.E. Galápagos	22,87	0,09	22,78	-	22,78	22,78
	E.E. Norte	46,04	0,06	45,99	45,99	-	45,99
	E.E. Quito	389,07	4,99	384,08	383,98	0,09	384,08
	E.E. Riobamba	97,88	0,15	97,73	95,64	2,09	97,73
	E.E. Sur	33,68	0,58	33,10	33,10	-	33,10
Eléctrica de Guayaquil	330,71	13,86	316,85	316,85	-	316,85	
Total 2005		1.042,80	22,18	1.020,62	940,12	80,50	1.020,62
2006	CNEL-Bolívar	1,45	0,03	1,42	1,42	-	1,42
	CNEL-EI Oro	6,62	0,16	6,47	6,29	0,18	6,47
	CNEL-Sta. Elena	13,55	0,39	13,16	13,16	-	13,16
	CNEL-Sucumbíos	50,26	2,52	47,74	-	47,74	47,74
	E.E. Ambato	8,76	0,04	8,72	8,72	0,00	8,72
	E.E. Centro Sur	0,01	0,00	0,01	-	0,01	0,01
	E.E. Cotopaxi	57,10	(0,04)	57,14	41,44	15,70	57,14
	E.E. Galápagos	25,60	0,08	25,52	-	25,52	25,52
	E.E. Norte	47,72	0,05	47,67	47,67	-	47,67
	E.E. Quito	508,89	6,53	502,36	502,24	0,11	502,36
	E.E. Riobamba	104,30	0,14	104,16	101,74	2,42	104,16
	E.E. Sur	32,59	0,65	31,94	31,94	-	31,94
Eléctrica de Guayaquil	468,09	15,10	452,99	452,99	(0,00)	452,99	
Total 2006		1.324,94	25,64	1.299,30	1.207,62	91,68	1.299,30
2007	CNEL-Bolívar	1,52	0,01	1,51	1,51	-	1,51
	CNEL-EI Oro	4,23	0,09	4,14	4,06	0,08	4,14
	CNEL-Sta. Elena	4,96	0,14	4,82	4,82	-	4,82
	CNEL-Sucumbíos	58,18	2,92	55,26	-	55,26	55,26
	E.E. Ambato	12,05	0,05	12,00	12,00	(0,00)	12,00
	E.E. Centro Sur	0,34	-	0,34	-	0,34	0,34
	E.E. Cotopaxi	61,39	0,06	61,33	45,02	16,31	61,33
	E.E. Galápagos	25,23	0,08	25,15	-	25,15	25,15
	E.E. Norte	50,87	0,06	50,81	50,81	-	50,81
	E.E. Quito	527,04	5,29	521,74	518,81	2,93	521,74
	E.E. Riobamba	101,13	0,13	101,00	98,76	2,23	101,00
	E.E. Sur	31,74	0,45	31,29	31,29	-	31,29
Eléctrica de Guayaquil	355,84	12,31	343,53	343,53	0,00	343,53	
Total 2007		1.234,53	21,60	1.212,93	1.110,63	102,30	1.212,93

TABLA No. 1. 16: BALANCE DE ENERGÍA PRODUCIDA POR EMPRESA DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN

Año	Empresa	Energía bruta (GWh)	Consumo auxiliares generación (GWh)	Energía disponible (GWh)	Energía entregada al MEM (GWh)	Energía no incorporada al MEM (GWh)	Energía entregada para servicio público (GWh)
2008	CNEL-Bolívar	4,24	0,01	4,23	4,23	-	4,23
	CNEL-EI Oro	3,73	0,02	3,71	3,62	0,09	3,71
	CNEL-Sucumbíos	17,09	0,86	16,23	-	16,23	16,23
	E.E. Ambato	18,45	0,02	18,43	18,43	-	18,43
	E.E. Centro Sur	0,37	-	0,37	-	0,37	0,37
	E.E. Cotopaxi	59,48	0,88	58,60	43,68	14,92	58,60
	E.E. Galápagos	26,84	0,08	26,76	-	26,76	26,76
	E.E. Norte	59,50	0,00	59,50	59,50	-	59,50
	E.E. Quito	634,63	3,74	630,89	626,62	4,27	630,89
	E.E. Riobamba	92,05	0,11	91,94	91,61	0,32	91,94
	E.E. Sur	24,45	0,24	24,21	24,21	-	24,21
Eléctrica de Guayaquil	238,60	7,73	230,87	230,87	0,00	230,87	
Total 2008		1.179,43	13,69	1.165,74	1.102,78	62,96	1.165,74
2009	CNEL-Bolívar	3,28	0,01	3,27	3,27	-	3,27
	CNEL-EI Oro	1,95	0,00	1,95	1,85	0,09	1,95
	CNEL-Manabí	5,00	0,04	4,96	4,96	0,00	4,96
	CNEL-Milagro	0,02	0,00	0,01	-	0,01	0,01
	CNEL-Sucumbíos	55,52	1,86	53,67	-	53,67	53,67
	E.E. Ambato	11,68	0,02	11,66	11,66	-	11,66
	E.E. Centro Sur	0,55	-	0,55	-	0,55	0,55
	E.E. Cotopaxi	53,94	0,05	53,88	41,74	12,14	53,88
	E.E. Galápagos	28,39	0,11	28,28	-	28,28	28,28
	E.E. Norte	51,11	-	51,11	51,11	-	51,11
	E.E. Quito	601,69	10,59	591,10	591,10	-	591,10
E.E. Riobamba	99,08	0,17	98,90	98,00	0,90	98,90	
E.E. Sur	49,61	0,72	48,90	-	48,90	48,90	
Eléctrica de Guayaquil	399,47	3,50	395,98	395,98	0,00	395,98	
Total 2009		1.361,30	17,07	1.344,23	1.199,67	144,56	1.344,23
2010	CNEL-Bolívar	4,51	0,01	4,49	4,49	-	4,49
	CNEL-EI Oro	0,09	0,00	0,09	-	0,09	0,09
	CNEL-Sucumbíos	61,94	2,03	59,91	-	59,91	59,91
	E.E. Ambato	10,22	0,02	10,20	10,20	0,00	10,20
	E.E. Centro Sur	0,39	-	0,39	-	0,39	0,39
	E.E. Cotopaxi	51,55	0,05	51,50	38,74	12,76	51,50
	E.E. Galápagos	29,27	0,08	29,19	-	29,19	29,19
	E.E. Norte	52,66	-	52,66	52,66	-	52,66
	E.E. Quito	557,64	7,84	549,80	549,72	0,09	549,80
	E.E. Riobamba	105,70	0,13	105,57	102,66	2,91	105,57
	E.E. Sur	38,89	0,51	38,38	-	38,38	38,38
Eléctrica de Guayaquil	603,35	7,65	595,70	595,70	0,00	595,70	
Total 2010		1.516,22	18,33	1.497,88	1.354,16	143,72	1.497,88
2011	CNEL-Bolívar	2,26	0,01	2,26	2,26	-	2,26
	CNEL-EI Oro	0,03	0,00	0,03	-	0,03	0,03
	CNEL-Sucumbíos	47,49	1,71	45,78	-	45,78	45,78
	E.E. Ambato	9,37	0,01	9,37	9,37	-	9,37
	E.E. Centro Sur	0,05	-	0,05	-	0,05	0,05
	E.E. Cotopaxi	60,79	0,11	60,69	50,03	10,65	60,69
	E.E. Galápagos	31,90	0,15	31,76	-	31,76	31,76
	E.E. Norte	69,18	-	69,18	69,18	-	69,18
	E.E. Quito	619,41	6,59	612,82	612,82	-	612,82
	E.E. Riobamba	100,83	0,11	100,72	96,07	4,65	100,72
E.E. Sur	30,98	0,42	30,56	-	30,56	30,56	
Eléctrica de Guayaquil	336,57	5,13	331,45	331,45	0,00	331,45	
Total 2011		1.308,89	14,22	1.294,66	1.171,18	123,48	1.294,66

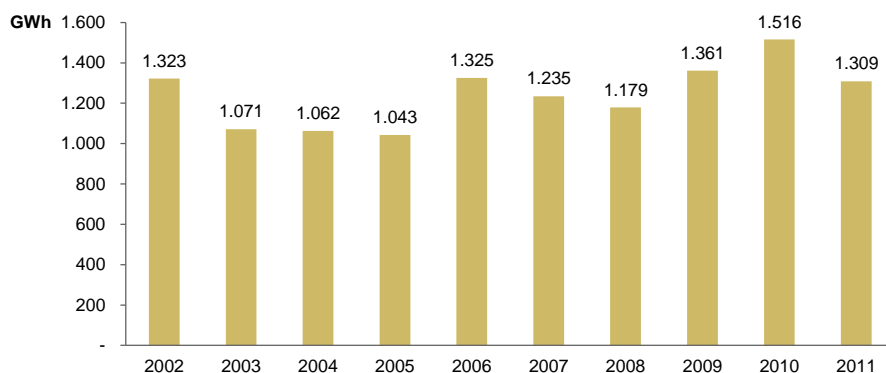


FIG. No. 1.7: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

1.2.6 Consumo de combustible de las empresas de generación eléctrica en el período 2002-2011

Las empresas generadoras, distribuidoras y autogeneradoras de energía, en sus centrales térmicas, disponen de motores de combustión interna (MCI), unidades turbovapor o unidades turbogas, las mismas que para su funcionamiento utilizan diversos combustibles, como son: Fuel Oil; Diesel 2; Nafta; Gas Natural; Crudo; Residuo y Bagazo de Caña, siendo este último considerado un tipo de biocombustible.

A continuación, en la **TABLA No. 1.17** se presenta el consumo de los combustibles en el período 2002-2011 con sus respectivas unidades de medición.

TABLA No. 1.17: CONSUMO DE COMBUSTIBLE UTILIZADO EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

Combustible	Unidad	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Fuel Oil	Millones gl	190,13	180,11	169,40	201,29	210,61	220,85	191,90	225,01	235,42	232,22
	Variación (%)		(5,27)	(5,94)	18,82	4,63	4,87	(13,11)	17,25	4,63	(1,36)
Diesel 2	Millones gl	78,65	55,10	91,78	120,14	171,49	166,47	124,31	207,80	315,20	172,52
	Variación (%)		(29,94)	66,57	30,90	42,74	(2,93)	(25,33)	67,16	51,68	(45,26)
Nafta	Millones gl	7,13	2,28	5,78	26,50	34,44	4,00	7,94	9,95	14,64	14,71
	Variación (%)		(68,04)	-	-	-	-	-	-	47,09	0,49
Gas Natural	Millones pc	5,11	8,92	11,32	12,30	15,72	16,46	14,38	19,30	20,04	17,71
	Variación (%)					27,78	4,70	(12,60)	34,18	3,83	(11,63)
Residuo	Millones gl	-	-	-	-	-	0,68	-	38,95	38,43	67,88
	Variación (%)							-	-	(1,32)	76,62
Crudo	Millones gl	-	-	3,68	5,06	5,51	35,33	37,53	57,04	60,53	62,81
	Variación (%)					8,87	540,85	6,23	51,97	6,13	3,76
LPG	Millones gl	-	-	-	-	7,59	7,55	0,93	7,58	7,75	7,07
	Variación (%)									2,24	(8,84)
Bagazo de Caña	Millones Tn	-	-	-	2,05	1,33	1,94	1,31	0,86	0,91	1,06
	Variación (%)								(34,26)	5,74	16,66

Para una acertada cuantificación del consumo de estos combustibles por parte de las centrales térmicas del Sector Eléctrico Ecuatoriano, se ha unificado la unidad de medida, con la introducción del

concepto de **Toneladas Equivalentes de Petróleo TEP**, con la cual medimos el volumen y valor correspondientes que se consumiría en toneladas de petróleo para generar energía, en lugar del combustible normalmente utilizado, o de la misma energía. Esto ayuda a tener una mejor visión sobre el rendimiento de cada una de las unidades de generación, como en el caso de aquellas que utilizan dos o más tipos de combustibles, ya sea para su arranque o para su operación normal.

En la **TABLA No. 1.18** se indica las equivalencias entre las diferentes unidades de medida de los combustibles usados por las centrales térmicas y las Toneladas Equivalentes de Petróleo y en la **TABLA No. 1.19** se dan los consumos convertidos a TEP.

TABLA No. 1. 18: UNIDADES DE CONVERSIÓN A TONELADAS EQUIVALENTES DE PETRÓLEO (TEP)

Combustible	Unidad		TEP
Fuel Oil	gl	=	0,003404736
Diesel 2	gl	=	0,003302303
Nafta	gl	=	0,002907111
Gas Natural	pc	=	0,022278869
Residuo	gl	=	0,003302303
Crudo	gl	=	0,003404736
LPG	gl	=	0,002046800
Bagazo de Caña	Tn	=	0,181997480

TABLA No. 1. 19: CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN TEP

Combustible	Unidad	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Fuel Oil	Miles TEP	647,35	613,21	576,76	685,33	717,05	751,95	653,37	766,10	801,53	790,63
	Variación (%)		(5,27)	(5,94)	18,82	4,63	4,87	(13,11)	17,25	4,63	(1,36)
Diesel 2	Miles TEP	259,72	181,96	303,09	396,74	566,30	549,73	410,50	686,21	1.040,87	569,73
	Variación (%)		(29,94)	66,57	30,90	42,74	(2,93)	(25,33)	67,16	51,68	(45,26)
Nafta	Miles TEP	20,73	6,63	16,81	77,05	100,12	11,64	23,07	28,94	42,56	42,77
	Variación (%)		(68,04)	153,73	358,33	29,94	(88,37)	98,21	25,42	47,09	0,49
Gas Natural	Miles TEP	113,86	198,70	252,24	274,08	350,22	366,67	320,47	430,02	446,46	394,52
	Variación (%)					27,78	4,70	(12,60)	34,18	3,83	(11,63)
Residuo	Miles TEP	-	-	-	-	-	2,25	-	128,62	126,92	224,16
	Variación (%)							-	-	(1,32)	76,62
Crudo	Miles TEP	-	-	12,54	17,24	18,77	120,28	127,78	194,19	206,09	213,84
	Variación (%)					8,87	540,85	6,23	51,97	6,13	3,76
LPG	Miles TEP	-	-	-	-	15,53	15,45	1,91	15,52	15,87	14,47
	Variación (%)									2,24	(8,84)
Bagazo de Caña	Miles TEP	-	-	-	373,68	241,60	353,02	238,86	157,02	166,04	193,69
	Variación (%)								(34,26)	5,74	16,66
Total	Miles TEP	1.041,67	1.000,50	1.161,44	1.824,12	2.009,59	2.170,98	1.775,97	2.406,61	2.846,34	2.443,81

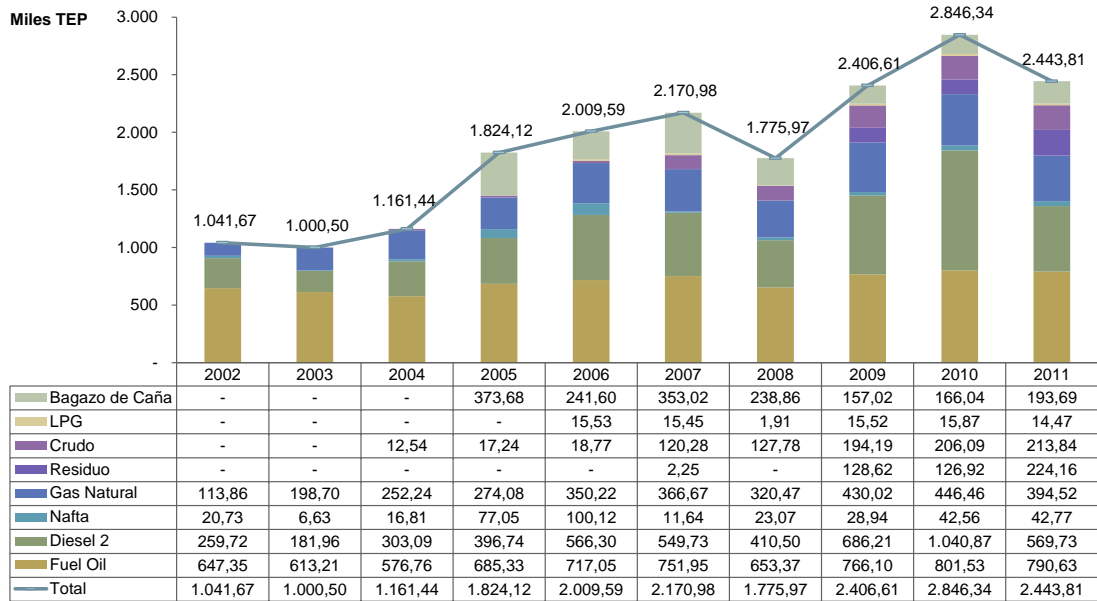


FIG. No. 1. 8: CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TEP

De esta tabla se desprende que el combustible más utilizado es el Fuel Oil, el mismo que ha sido consumido en mayor escala por las centrales Gonzalo Zevallos (Vapor), Termoesmeraldas, Trinitaria, Aníbal Santos (Vapor), Termoguayas y G. Hernández; mientras que las centrales Guangopolo, Álvaro Tinajero, Guayaquil, El Descanso y Power Barge I, han tenido un consumo medio; finalmente con un pequeño consumo está las centrales Generoca, Lasso, Monay, Luluncoto, Santa Cruz y Selva Alegre

El Diesel 2 fue consumido especialmente por las centrales Electroquil, Álvaro Tinajero, REPSOL YPF-NPF-1, Enrique García, Aníbal Santos (Gas) y Santa Rosa; un consumo mediano fue el que tuvieron las centrales Lago Agrío, Victoria II, Jivino, TPP, Shushufindi Sur, Repsol, YPF-SPF-1, Shushufindi Norte, Celso Castellanos, G. Hernández, Repsol YPF-SSFD, Catamayo, Santa Cruz y Justice Sacha

La Nafta fue utilizada únicamente por la unidad de generación conocida como Victoria II (barcaza apostada en el sector de Fertisa, en el puerto marítimo de Guayaquil), la cual inicialmente fue administrada por la empresa generadora Energycorp (agosto de 2002 a diciembre de 2002), luego pasó en custodia a la Unidad de negocio CELEC-Electroguayas; (enero 2001 a diciembre de 2003) y; desde enero de 2004 hasta la actualidad, la empresa Intervis Trade S.A. es quien la administra.

El Gas Natural en nuestro medio es obtenido para la generación de energía eléctrica de dos maneras: una por medio de la explotación de los yacimientos del Gas del Golfo de Guayaquil (generadora Termogas Machala) y otra mediante la extracción del gas residual que se obtiene en la extracción del petróleo (autogeneradoras Andes Petroleum Company, Petroamazonas, Petroproducción, Repsol YPF, OCP y SIPEC)

Algunas autogeneradoras (Agip, Andes Petroleum Company, OCP, Petroamazonas, Petroproducción y Repsol YPF) utilizan el petróleo Crudo para producir energía eléctrica que luego es utilizada para

mover las bombas de extracción del petróleo. A partir del mes de febrero de 2009, la distribuidora Regional CNEL-Sucumbíos procede a instalar 2 unidades de generación térmica que utilizan el Crudo, en la central Jivino.

El residuo es una especie de combustible obtenido a partir de la refinación del petróleo, pero que no alcanza un grado mayor de purificación, su calidad es inferior al diesel, sin embargo existen centrales como El Descanso, Generoca, Guangopolo, Quevedo II, Sacha, La Propicia; Selva Alegre, Manta II, Miraflores, y TPP que lo han utilizado en el periodo 2004-2011

Las empresas azucareras Ecoelectric (a partir de junio de 2005), Ecudos (desde julio de 2005) y San Carlos (desde diciembre de 2004), emplean el Bagazo de Caña para obtener vapor de agua, el cual mueve las turbinas de sus generadores eléctricos. Esta generación es utilizada principalmente para abastecer sus necesidades productivas (elaboración de azúcar para el consumo humano) y luego sus excedentes son vendidos en el Mercado Eléctrico Mayorista. Por consiguiente el Bagazo de Caña es utilizado únicamente en los periodos de zafra que en nuestro país generalmente están entre los meses de junio a febrero.

La única empresa que utiliza el gas licuado de petróleo LPG es la autogeneradora Andes Petroleum Company; esta información se la ha podido obtener recién a partir de enero de 2006.

Las siguientes tablas muestran los consumos y su variación anual y del periodo, de cada uno de los tipos de combustibles utilizados por las centrales térmicas para la producción de energía, tanto en unidades de consumo como en TEP.

En la última década, y con el crecimiento anual de la demanda de energía eléctrica, en los periodos de estiaje, se ha vuelto necesario el contar con mayor generación térmica para suplir la disminución en la disponibilidad de las centrales de generación hidroeléctricas, lo que ha provocado una mayor dependencia de la generación eléctrica basada en combustibles fósiles, de altos costos de producción.

La disminución en el año 2008 se presentó por una mayor producción de energía hidroeléctrica de la central Paute-Molino, mientras que el considerable incremento del consumo de combustibles durante los años 2009 y 2010 se debió, principalmente, a fuertes periodos de estiaje que obligaron a incorporar centrales termoeléctricas que utilizan Diesel.

En el Sistema Nacional Interconectado ingresaron las centrales: Pascuales II (114 MW), Quevedo (130 MW), Santa Elena (75 MW), Mazar (160 MW) en el 2010, y en el 2011 las centrales de: Manta II (20,4 MW), Santa Elena II (90,1 MW) y Quevedo II (100 MW).

TABLA No. 1. 20: CONSUMO DE COMBUSTIBLE POR TIPO DE EMPRESA

Valores	Tipo de Empresa	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Fuel Oil (Millones gl)	Generadora	160,57	163,51	146,49	177,93	188,44	197,43	177,91	220,68	206,10	-
	Distribuidora	27,92	16,59	21,57	23,36	21,94	23,42	13,99	4,33	29,32	-
	Autogeneradora	1,64	-	1,34	-	0,23	-	-	-	-	-
Diesel 2 (Millones gl)	Generadora	44,12	21,93	35,51	65,95	92,06	68,53	28,13	80,04	201,09	-
	Distribuidora	31,32	22,54	21,28	20,38	33,97	27,55	20,04	50,99	39,48	-
	Autogeneradora	3,21	10,63	34,99	33,81	45,46	70,38	76,14	76,76	74,63	-
Nafta (Millones gl)	Generadora	7,13	2,28	5,78	26,50	34,44	4,00	7,94	9,95	14,64	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural (Millones pc)	Generadora	3,06	8,78	8,49	9,24	9,89	10,43	8,79	10,45	11,69	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	2,05	0,14	2,83	3,06	5,83	6,03	5,59	8,85	8,35	-
Residuo (Millones gl)	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	23,22	20,74	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	-	-	-	-	-	0,68	-	15,73	17,69	-
Crudo (Millones gl)	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	2,25	2,47	-
	Autogeneradora	-	-	3,68	5,06	5,51	35,33	37,53	54,79	58,06	-
LPG (Millones gl)	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	-	-	-	-	7,59	7,55	0,93	7,58	7,75	-
Bagazo de Caña (Millones Tn)	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	-	-	-	2,05	1,33	1,94	1,31	0,86	0,91	-

TABLA No. 1. 21: CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TEP POR TIPO DE EMPRESA (TEP)

Valores	Tipo de Empresa	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Fuel Oil	Generadora	546,70	556,72	498,75	605,80	641,58	672,19	605,75	751,37	701,70	-
	Distribuidora	95,06	56,50	73,45	79,54	74,69	79,75	47,62	14,73	99,83	-
	Autogeneradora	5,59	-	4,57	-	0,78	-	-	-	-	-
Diesel 2	Generadora	145,69	72,41	117,25	217,78	304,00	226,32	92,89	264,33	664,07	-
	Distribuidora	103,42	74,45	70,28	67,30	112,19	90,99	66,18	168,38	130,37	-
	Autogeneradora	10,61	35,10	115,56	111,65	150,11	232,42	251,43	253,49	246,44	-
Nafta	Generadora	20,73	6,63	16,81	77,05	100,12	11,64	23,07	28,94	42,56	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural	Generadora	68,13	195,66	189,13	205,96	220,38	232,29	195,92	232,78	260,40	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	45,73	3,04	63,10	68,12	129,84	134,38	124,55	197,23	186,06	-
Residuo	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	76,68	68,49	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	-	-	-	-	-	2,25	-	51,93	58,43	-
Crudo	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	7,65	8,42	-
	Autogeneradora	-	-	12,54	17,24	18,77	120,28	127,78	186,54	197,67	-
LPG	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	-	-	-	-	15,53	15,45	1,91	15,52	15,87	-
Bagazo de Caña	Generadora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Autogeneradora	-	-	-	373,68	241,60	353,02	238,86	157,02	166,04	-

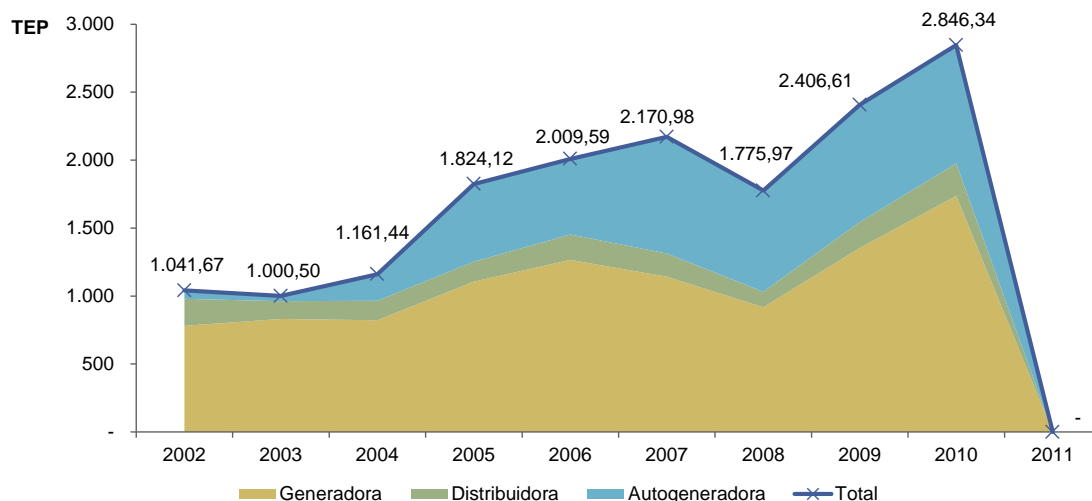


FIG. No. 1. 9: CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN TEP POR TIPO DE EMPRESA

1.2.7 Evolución histórica de la energía vendida en el Mercado Eléctrico Mayorista en el período 2002-2011

El Mercado Eléctrico Mayorista -MEM- es el mercado integrado por generadores, distribuidores, autogeneradores y grandes consumidores, donde se realizan transacciones de grandes bloques de energía eléctrica, también aquí se incluye la exportación e importación de energía.

En la **TABLA No. 1.22** se muestra un detalle de la venta de energía eléctrica medida en GWh con la variación anual porcentual, de acuerdo al tipo de empresas que conforman el sector eléctrico ecuatoriano durante el periodo 2002-2011.

TABLA No. 1. 22: ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA

Año	Generadora		Distribuidora		Autogeneradora		Importación		Exportación		Total	
	GWh	Variación (%)	GWh	Variación (%)	GWh	Variación (%)	GWh	Variación (%)	GWh	Variación (%)	GWh	Variación (%)
2002	9.991,61		1.233,28		41,15		56,30		-		11.322,34	
2003	9.911,02	(0,81)	1.052,62	(14,65)	46,79	13,71	1.119,61	1.888,62	67,20	-	12.197,25	7,73
2004	10.189,25	2,81	1.181,02	12,20	42,80	(8,54)	1.641,61	46,62	34,97	(47,96)	13.089,66	7,32
2005	10.799,58	5,99	1.230,66	4,20	60,45	41,26	1.723,45	4,98	16,03	(54,17)	13.830,16	5,66
2006	11.415,13	5,70	1.582,86	28,62	219,72	263,45	1.570,47	(8,88)	1,07	(93,32)	14.789,25	6,93
2007	12.798,00	12,11	1.617,37	2,18	376,98	71,57	860,87	(45,18)	38,39	3.486,69	15.691,60	6,10
2008	13.896,58	8,58	1.444,15	(10,71)	589,98	56,50	500,16	(41,90)	37,53	(2,24)	16.468,41	4,95
2009	13.533,81	(2,61)	1.253,51	(13,20)	588,78	(0,20)	1.120,75	124,08	20,76	(44,68)	16.517,61	0,30
2010	13.704,68	1,26	1.392,73	11,11	552,73	(6,12)	872,90	(22,11)	9,96	(52,05)	16.533,00	0,09
2011	15.363,88	12,11	1.202,08	(13,69)	625,46	13,16	1.294,59	48,31	14,39	44,55	18.500,40	11,90

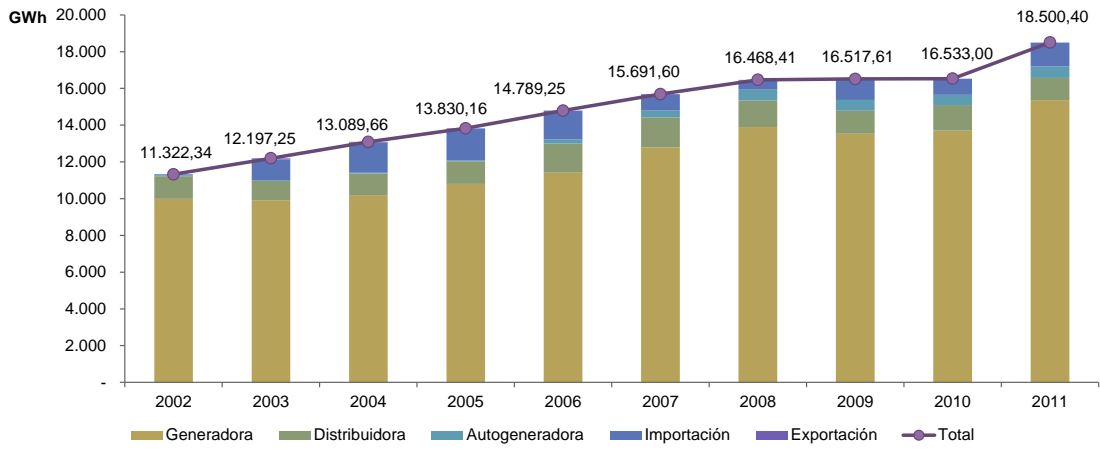


FIG. No. 1. 10: ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA

En el 2005 la empresa generadora Intervisa Trade aumentó sus transacciones de venta de energía en el M. Ocasional por una mayor operación de su central Victoria II.

En el 2008, las principales centrales hidroeléctricas incrementaron su producción y venta de energía debido a condiciones hidrológicas favorables en sus cuencas. Esto influyó para que las empresas de generación térmica bajen su venta de energía.

En el 2009 y 2010, la venta de energía de las empresas con centrales hidroeléctricas disminuyó a causa del estiaje que se presentó en sus cuencas a finales del 2009 y comienzo del 2010. Esto, en cambio, favoreció la venta de energía de algunas empresas cuyas plantas generadoras son térmicas.

En el 2010, toda la producción de la generación arrendada de las centrales Quevedo y Santa Elena fue reportada por CELEC-Termopichcincha. CELEC-Electroguayas aumentó su producción y venta de energía por la incorporación de Pascuales II en diciembre de 2009. CELEC-Termoesmeraldas bajó su venta de energía por problemas en la unidad generadora. EMAAP-Q reportó toda su producción como generadora, aunque mantiene también su calidad de autogeneradora. Intervisa Trade mejoró notablemente su producción en su central Victoria II respecto al 2009.

Desde enero de 2010, la CELEC pasó a ser la Empresa Pública Estratégica, Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y subrogó en todos los derechos y obligaciones de la CELEC S.A. e Hidronación S.A.

1.2.7.2 Energía vendida por las empresas distribuidoras con generación (GWh)

TABLA No. 1. 24: ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN POR TIPO DE CLIENTE (GWh)

Empresa	Tipo de Cliente	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
CNEL-Bolívar	Distribuidora	-	-	-	-	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05
	M. Ocasional	6,20	6,11	4,32	4,44	1,43	1,51	4,23	3,27	4,49	2,26
	Total CNEL	6,20	6,11	4,32	4,44	1,47	1,55	4,27	3,31	4,54	2,31
	Variación (%)	-	(1,54)	(29,24)	2,71	(66,96)	5,73	175,54	(22,41)	36,89	(49,10)
CNEL-EI Oro	M. Ocasional	4,01	4,38	3,25	5,02	6,29	4,06	3,62	1,85	-	-
	Total CNEL	4,01	4,38	3,25	5,02	6,29	4,06	3,62	1,85	-	-
	Variación (%)	-	9,30	(25,96)	54,63	25,37	(35,46)	(10,80)	(48,81)	-	-
CNEL-Esmeraldas	M. Ocasional	1,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total CNEL	1,03	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Los Ríos	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	0,66	-	-	-
	M. Ocasional	2,52	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total CNEL	2,52	-	-	-	-	-	0,66	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Manabí	M. Ocasional	1,82	2,97	0,32	8,50	5,94	5,70	0,76	5,00	-	-
	Total CNEL	1,82	2,97	0,32	8,50	5,94	5,70	0,76	5,00	-	-
	Variación (%)	-	63,21	(89,23)	2.558,67	(30,14)	(4,12)	(86,60)	555,03	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Milagro	M. Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total CNEL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Sta. Elena	M. Ocasional	4,68	3,54	4,64	4,12	13,10	4,83	-	-	-	-
	Total CNEL	4,68	3,54	4,64	4,12	13,10	4,83	-	-	-	-
	Variación (%)	-	(24,43)	31,33	(11,30)	218,08	(63,14)	-	-	-	-
E.E. Ambato	Distribuidora	-	-	55,58	81,69	84,46	89,22	5,36	-	-	-
	Gran Consumidor	-	-	-	-	1,55	5,08	5,52	3,75	-	-
	M. Ocasional	10,55	9,37	10,52	8,01	8,72	12,00	18,43	11,67	10,20	9,37
	Total E.E. Ambato	10,55	9,37	66,10	89,71	94,73	106,31	29,31	15,42	10,20	9,37
E.E. Azogues	G. Consumidor	39,60	42,31	43,71	43,40	45,74	46,52	43,02	-	-	-
	Total E.E. Azogues	39,60	42,31	43,71	43,40	45,74	46,52	43,02	-	-	-
	Variación (%)	-	6,85	3,31	(0,70)	5,38	1,71	(7,53)	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Centro Sur	Gran Consumidor	-	35,90	57,80	84,11	70,87	72,19	41,60	-	-	-
	M. Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total E.E. Centro Sur	-	35,90	57,80	84,11	70,87	72,19	41,60	-	-	-
E.E. Cotopaxi	Distribuidora	-	-	-	-	-	1,92	5,65	1,11	-	-
	G. Consumidor	-	26,33	47,20	78,73	115,10	119,87	41,49	-	-	-
	M. Ocasional	42,38	42,96	45,38	43,00	41,44	41,46	43,68	41,88	38,74	49,99
	Total E.E. Cotopaxi	42,38	69,29	92,58	121,72	156,54	163,25	90,82	42,99	38,74	49,99
E.E. Norte	G. Consumidor	-	-	-	-	3,03	8,21	8,50	-	-	-
	M. Ocasional	41,39	42,45	41,75	45,99	47,67	50,81	59,50	51,11	52,66	69,18
	Total E.E. Norte	41,39	42,45	41,75	45,99	50,71	59,02	68,00	51,11	52,66	69,18
	Variación (%)	-	2,57	(1,66)	10,15	10,27	16,39	15,21	(24,83)	3,02	31,39
E.E. Quito	G. Consumidor	-	-	28,50	123,78	163,62	85,54	-	-	-	-
	M. Ocasional	487,54	396,04	377,25	254,28	351,99	433,27	626,62	590,95	549,67	612,82
	Total E.E. Quito	487,54	396,04	405,74	378,06	515,60	518,81	626,62	590,95	549,67	612,82
	Variación (%)	-	(18,77)	2,45	(6,82)	36,38	0,62	20,78	(5,69)	(6,99)	11,49
E. E. Riobamba	M. Ocasional	86,44	91,70	101,27	95,64	101,74	98,76	91,61	98,00	102,66	96,07
	Total E.E. Riobamba	86,44	91,70	101,27	95,64	101,74	98,76	91,61	98,00	102,66	96,07
	Variación (%)	-	6,09	10,43	(5,56)	6,38	(2,92)	(7,24)	6,97	4,75	(6,42)
E.E. Sur	G. Consumidor	-	-	-	-	0,32	0,47	0,30	-	-	-
	Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	0,32	0,33
	M. Ocasional	37,02	31,24	26,06	33,10	31,94	31,29	24,21	48,90	38,38	30,56
	Total E.E. Sur	37,02	31,24	26,06	33,10	32,26	31,77	24,50	48,90	38,70	30,89
	Variación (%)	-	(15,61)	(16,58)	26,99	(2,52)	(1,55)	(22,86)	99,54	(20,86)	(20,16)
Eléctrica de Guayaquil	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	331,45
	Gran Consumidor	-	-	-	-	34,87	161,13	188,33	395,98	595,70	-
	M. Ocasional	468,10	317,32	333,49	316,85	452,99	343,46	231,02	-	-	-
	Total E. de Guayaquil	468,10	317,32	333,49	316,85	487,86	504,59	419,35	395,98	595,70	331,45
Variación (%)	-	(32,21)	5,09	(4,99)	53,97	3,43	(16,89)	(5,57)	50,44	(44,36)	
Total general	1.233,28	1.052,62	1.181,02	1.230,66	1.582,86	1.617,37	1.444,15	1.253,51	1.392,86	1.202,08	
Variación (%)	-	(14,65)	12,20	4,20	28,62	2,18	(10,71)	(13,20)	11,12	(13,70)	

La distribuidora CNEL-Los Ríos paralizó definitivamente su producción en marzo de 2002. En este mismo año se subió el nivel de transacciones, en cuanto a venta de energía, debido al comienzo de los contratos con los Grandes Consumidores. También este año CNEL-Esmeraldas bajó la venta de energía debido a que algunas unidades de generación se encontraban indisponibles, para dejar de producir definitivamente en el 2003.

En el 2008 la distribuidora E.E. Ambato bajó la venta de energía debido a que ya no realizó transacciones con la CNEL-Sucumbíos desde el mes de febrero. Por otro lado, la CNEL-Los Ríos y la CNEL-Bolívar tuvieron transacciones de venta de energía, mutuamente, para moradores que se encuentran ubicados en sus áreas de concesión.

A partir 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, Regional Sucumbíos S.A.

En el 2009 bajó la venta de energía debido a que las empresas que actuaban como grandes consumidores pasaron a ser clientes regulados por el Mandato 15. En junio de este mismo año la CELEC-Termopichincha pasó a administrar las centrales Miraflores y Pedernales de la distribuidora CNEL-Manabí, y en julio las centrales Campo Alegre y Puná Nueva de la distribuidora CNEL-Guayas-Los Ríos.

1.2.7.3 Energía vendida por las empresas autogeneradoras

TABLA No. 1. 25: ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS AUTOGENERADORAS POR TIPO DE CLIENTE (GWh)

Empresa	Tipo de Cliente	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Agua y Gas de Sillunchi	Distribuidora	-	-	0,58	0,47	0,52	0,51	0,20	0,04	0,03	0,03
	Total Agua y Gas de Sillunchi	-	-	0,58	0,47	0,52	0,51	0,20	0,04	0,03	0,03
	Variación (%)	-	-	-	(19,46)	11,15	(2,29)	(60,42)	(82,21)	(12,45)	(12,34)
Consejo Provincial de Tungurahua	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	0,34	0,33	-
	Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,59
	Total C.P. de Tungurahua	-	-	-	-	-	-	-	0,34	0,33	0,59
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ecoelectric	M. Ocasional	-	-	-	1,43	0,69	5,46	38,99	40,19	34,75	64,92
	Total Ecoelectric	-	-	-	1,43	0,69	5,46	38,99	40,19	34,75	64,92
	Variación (%)	-	-	-	-	(51,42)	688,08	613,71	3,06	(13,54)	86,85
Ecoluz	Distribuidora	16,75	28,99	30,34	27,35	28,10	31,26	34,82	34,50	27,22	35,99
	Gran Consumidor	3,57	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Consumo Propio	-	-	-	-	-	-	-	2,40	2,49	2,44
	Total Ecoluz	20,32	28,99	30,34	27,35	28,10	31,26	34,82	36,90	29,72	38,43
	Variación (%)	-	42,67	4,67	(9,87)	2,75	11,23	11,38	5,99	(19,47)	29,32
Ecudos	M. Ocasional	-	-	-	15,39	34,93	42,13	36,05	30,67	51,02	49,02
	Total Ecudos	-	-	-	15,39	34,93	42,13	36,05	30,67	51,02	49,02
	Variación (%)	-	-	-	-	126,89	20,64	(14,44)	(14,93)	66,36	(3,93)
Electroandina	Distribuidora	0,23	0,69	0,04	-	-	-	-	0,06	-	-
	Total Electroandina	0,23	0,69	0,04	-	-	-	-	0,06	-	-
	Variación (%)	-	205,88	(93,60)	-	-	-	-	-	-	-
Electrocórdova	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	0,10	0,05	0,26
	Total Electrocórdova	-	-	-	-	-	-	-	0,10	0,05	0,26
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	(48,70)	388,46
Enermax	Consumo Propio	-	-	-	-	4,57	-	64,72	68,25	47,65	52,49
	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	29,95	36,65	37,36
	M. Ocasional	-	-	-	-	1,37	35,72	39,77	0,18	0,00	-
	Total Enermax	-	-	-	-	5,94	35,72	104,50	98,38	84,30	89,85
	Variación (%)	-	-	-	-	-	501,73	192,53	(5,85)	(14,31)	6,58
Famiproduct	Distribuidora	2,57	0,21	0,28	-	-	-	-	-	-	-
	M. Ocasional	0,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Total Famiproduct	2,77	0,21	0,28	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	(92,56)	35,36	-	-	-	-	-	-	-
Hidroabanico	Consumo Propio	-	-	-	-	-	-	-	171,29	184,44	225,56
	Distribuidora	-	-	-	-	31,62	86,23	104,95	114,57	96,27	85,53
	Gran Consumidor	-	-	-	-	47,41	92,48	178,10	26,27	29,82	9,70
	M. Ocasional	-	-	-	0,44	45,80	33,75	49,71	8,39	-	-
	Total Hidroabanico	-	-	-	0,44	124,82	212,47	332,75	320,52	310,53	320,79
	Variación (%)	-	-	-	-	28.118,83	70,22	56,61	(3,68)	(3,12)	3,30
Hidroimbabura	Distribuidora	2,88	3,57	0,31	0,02	0,05	0,01	0,04	-	-	0,50
	Total Intervisa Trade	2,88	3,57	0,31	0,02	0,05	0,01	0,04	-	-	0,50
	Variación (%)	-	24,06	(91,30)	(94,42)	188,45	(81,62)	369,37	-	-	-
Hidroservice	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	0,29	0,05	-
	Total Hidroservice	-	-	-	-	-	-	-	0,29	0,05	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	(82,79)	-
I.M.Mejía	Distribuidora	6,88	5,53	4,40	7,40	5,88	9,04	4,71	5,63	7,60	9,88
	Total I.M.Mejía	6,88	5,53	4,40	7,40	5,88	9,04	4,71	5,63	7,60	9,88
	Variación (%)	-	(19,63)	(20,51)	68,29	(20,51)	53,79	(47,90)	19,50	34,98	29,98
La Internacional	Distribuidora	1,39	1,78	0,63	0,67	1,77	3,41	0,24	-	-	-
	M. Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	1,56	0,31	0,13
	Total La Internacional	1,39	1,78	0,63	0,67	1,77	3,41	0,24	1,56	0,31	0,13
	Variación (%)	-	28,19	(64,29)	4,91	166,01	92,83	(93,00)	553,19	(79,94)	(58,09)
Lafarge	Distribuidora	-	-	-	-	0,05	1,71	0,65	3,35	6,37	0,38
	M. Ocasional	-	-	-	-	7,14	-	0,64	-	-	-
	Total Lafarge	-	-	-	-	7,19	1,71	1,29	3,35	6,37	0,38
	Variación (%)	-	-	-	-	-	(76,22)	(24,36)	159,31	90,19	(94,00)
Manageneración	Consumo Propio	-	-	-	-	-	-	29,85	-	-	-
	M. Ocasional	-	-	-	-	4,02	30,61	8,75	-	-	-
	Total Manageneración	-	-	-	-	4,02	30,61	38,60	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	661,54	26,11	-	-	-
Moderna Alimentos	Distribuidora	3,42	3,32	3,14	3,69	3,62	4,90	9,99	4,63	0,71	3,63
	Total Moderna Alimentos	3,42	3,32	3,14	3,69	3,62	4,90	9,99	4,63	0,71	3,63
	Variación (%)	-	(2,90)	(5,29)	17,63	(2,04)	35,42	103,76	(53,63)	(84,57)	408,63
Municipio A. Ante	Distribuidora	-	-	-	-	-	-	-	1,57	1,34	1,36
	Total M. A. Ante	-	-	-	-	-	-	-	1,57	1,34	1,36
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,63
Perlabí	Consumo Propio	-	-	-	-	-	-	-	12,16	6,77	13,79
	Distribuidora	-	-	-	0,20	0,55	0,30	1,04	1,74	0,42	0,88
	Total Perlabí	-	-	-	0,20	0,55	0,30	1,04	1,39	0,42	1,46
	Variación (%)	-	-	-	-	168,80	(46,20)	253,37	1.231,31	(48,24)	103,95
Repsol YPF	Distribuidora	3,27	2,71	3,06	3,39	3,73	3,83	1,55	-	-	-
	Total Repsol YPF	3,27	2,71	3,06	3,39	3,73	3,83	1,55	-	-	-
	Variación (%)	-	(17,20)	12,99	10,69	9,93	2,72	(59,61)	-	-	-
San Carlos	M. Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	33,30	29,56	33,33
	Total San Carlos	-	-	-	-	-	-	-	33,30	29,56	33,33
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	(11,24)	12,76
Total general		41,15	46,79	42,80	60,45	221,81	381,37	604,78	591,42	563,87	627,77
Variación (%)		-	13,71	(8,54)	41,26	266,90	71,94	58,58	(2,21)	(4,66)	11,33

A partir del año 2002 se incorporó a la estadística la información de las empresas autogeneradoras Ecoluz (Ex HCJB), Electroandina, Famiproduct, Hidroimbabura, I. M. Mejía, La Internacional, Molinos La Unión Y Repsol YPF. Mientras que la información de Agua y Gas de Sillunchi y de EMAAP-Q se la incorporó desde el 2004.

A partir del 2005 se añadió, a la estadística, la información de las empresas Ecoelectric, Ecudos y Perlabí. En este mismo año, Hidroabanico comenzó a producir y vender energía al MEM, mientras que Famiproduct dejó de generar desde enero.

Desde el 2008, Agua y Gas de Sillunchi, y el I. M. Mejía bajaron su producción por problemas en sus unidades generadoras y Repsol dejó de vender energía a CNEL-Sucumbíos desde junio. En este año Ecoelectric aumentó su venta de energía por la incorporación de una nueva unidad a finales del 2007.

A partir del 2009 se sumó, a la estadística, la información de las empresas autogeneradoras Consejo Provincial de Tungurahua, ElectroCórdova e Hidroservice. Para este año, Lafarge aumentó su producción por la instalación de nuevas unidades de generación. Por otra parte, la empresa Manageneración dejó de producir energía por daños ambientales, motivo por el cual el CONELEC suspendió los permisos de operación.

En el 2010, Molinos La Unión pasó a llamarse Moderna Alimentos; toda la producción de la EMAAP se la reportó como empresa generadora, aunque mantiene también la calificación de autogeneradora; así mismo, Ecoluz reportó toda su producción y venta como autogeneradoras y también mantiene su calificación como generadora; Hidroimbabura no tuvo producción de energía; y, se incorporó la central del Municipio de Antonio Ante a la estadística con su venta de energía a la E.E. Norte.

1.2.7.4 Energía importada

A partir del 2003 y hasta el 2006 aumentó considerablemente la importación de energía debido a la falta de generación hidráulica por disminución de la hidrología en las principales centrales de generación.

En el 2007 comenzó la producción la empresa generadora Hidropastaza, lo que ayudó a disminuir la importación desde Colombia; sin embargo, en el 2009 y 2010, nuevamente, debido al estiaje en las principales centrales hidroeléctricas del país.

TABLA No. 1. 26: ENERGÍA IMPORTADA POR TIPO DE CLIENTE (GWh)

Empresa	Tipo de Cliente	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Inteconexión Colombia	Distribuidora	56,30	150,88	-	-	-	-	-	-	-	-
	Interconexión	-	968,73	1.641,61	1.716,01	1.570,47	860,87	500,16	-	-	-
	M. Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	1.058,20	794,51	1.294,59
	Total Inter. Colombia	56,30	1.119,61	1.641,61	1.716,01	1.570,47	860,87	500,16	1.058,20	794,51	1.294,59
	Variación (%)	-	1.888,62	46,62	4,53	(8,48)	(45,18)	(41,90)	111,57	(24,92)	62,94
Inteconexión Perú	Interconexión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	M. Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	62,55	78,39	-
	Total Inter. Perú	-	-	-	-	-	-	-	62,55	78,39	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	25,33	-
Total general	56,30	1.119,61	1.641,61	1.716,01	1.570,47	860,87	500,16	1.120,75	872,90	1.294,59	

1.2.7.5 Energía exportada

La exportación de energía a través de las interconexiones con Colombia, se inició a partir de abril de 2003, con la puesta en operación del primer circuito de la línea de transmisión a 230 kV Pomasqui (Ecuador)-Jamondino (Colombia). Esta exportación sucede únicamente en periodos de baja demanda y por las diferencia de curvas de carga programadas para la importación de energía.

Debido al estiaje de noviembre y diciembre de 2009 y enero de 2010 hubo racionamientos de energía en todo el país, con lo cual también bajó el nivel de exportación de energía hacia Colombia.

La energía exportada a Perú en el 2011, es aquella energía que vende la E.E. Sur, por medio de sus redes de distribución, y la que se entrega por medio de CNEL-El Oro directamente a clientes regulados ubicados en el lado peruano, misma que en el 2011 fue de 6.173,1 MWh.

TABLA No. 1. 27: ENERGÍA EXPORTADA POR TIPO DE CLIENTE (GWh)

Empresa	Tipo de Cliente	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Inteconexión Colombia	Interconexión	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	M. Ocasional	67,20	34,97	16,03	1,07	38,39	37,53	20,76	9,74	8,22
	Total Inter. Colombia	67,20	34,97	16,03	1,07	38,39	37,53	20,76	9,74	8,22
	Variación (%)	-	(47,96)	(54,17)	(93,32)	3.486,69	(2,24)	(44,68)	(53,07)	(15,66)
Inteconexión Perú	M. Ocasional	-	-	-	-	-	-	-	0,21	5,84
	Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	0,33
	Total Inter. Perú	-	-	-	-	-	-	-	0,21	6,17
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	2.821,77
Total general	67,20	34,97	16,03	1,07	38,39	37,53	20,76	20,76	9,96	14,39

1.2.8 Evolución histórica de los valores monetarios de la energía vendida en el Mercado Eléctrico Mayorista en el período 2002-2011

1.2.8.1 Valor de la energía vendida por tipo de empresa

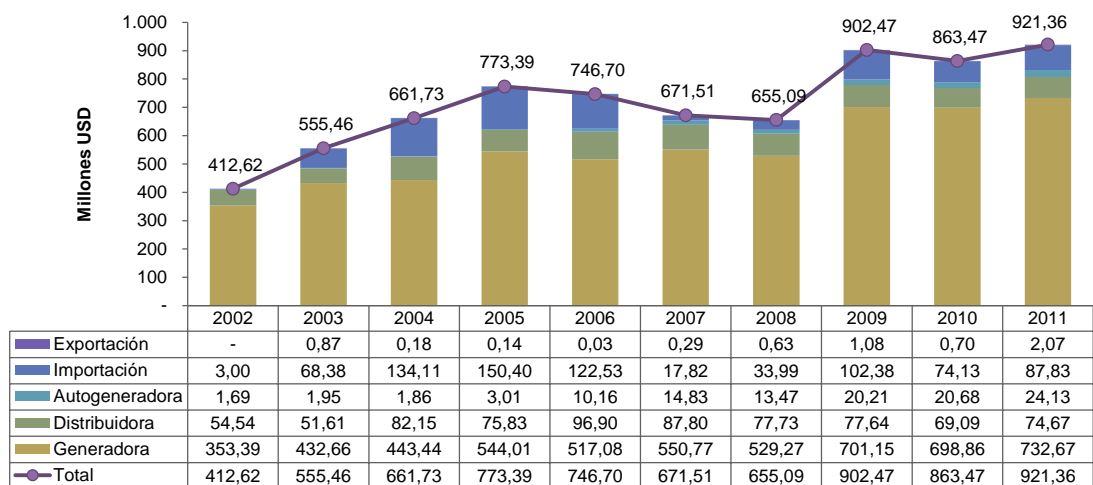


FIG. No. 1. 11: VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR TIPO DE EMPRESA

1.2.8.2 Valor de la energía vendida por las empresas generadoras

TABLA No. 1. 28: VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA GENERADORA

Empresa	Tipo de Cliente	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
CELEC-Electroguayas	Millones USD	92,98	105,04	80,35	132,75	127,77	96,07	86,05	131,93	173,00	192,88
	Variación (%)	-	12,97	(23,50)	65,21	(3,76)	(24,81)	(10,43)	53,33	31,13	11,49
CELEC-Hidroagoyán	Millones USD	25,42	22,41	27,84	23,44	23,19	30,83	38,81	29,60	38,64	30,77
	Variación (%)	-	(11,87)	24,26	(15,82)	(1,04)	32,93	25,88	(23,72)	30,54	(20,37)
CELEC-Hidropaute	Millones USD	106,79	119,21	137,90	148,51	132,49	151,08	162,88	77,97	61,09	90,08
	Variación (%)	-	11,63	15,68	7,70	(10,79)	14,03	7,82	(52,13)	(21,65)	47,46
CELEC-Termoesmeraldas	Millones USD	33,63	47,34	47,68	46,10	32,83	35,58	30,03	43,90	27,14	34,65
	Variación (%)	-	40,79	0,70	(3,32)	(28,78)	8,38	(15,60)	46,17	(38,16)	27,67
CELEC-Termopichincha	Millones USD	14,38	15,73	18,08	18,37	16,10	11,02	8,73	27,21	38,04	68,46
	Variación (%)	-	9,42	14,96	1,57	(12,38)	(31,56)	(20,75)	211,65	39,81	79,99
Elecaastro	Millones USD	8,66	10,67	12,49	13,68	12,88	13,18	13,82	15,39	13,34	14,32
	Variación (%)	-	23,29	17,08	9,48	(5,82)	2,29	4,89	11,34	(13,29)	7,34
Electroquil	Millones USD	18,80	21,00	39,00	51,82	48,58	32,51	19,43	52,86	62,19	38,70
	Variación (%)	-	11,68	85,73	32,85	(6,24)	(33,09)	(40,21)	171,97	17,66	(37,78)
EMAAP-Q	Millones USD	3,49	4,97	5,15	4,25	3,97	5,23	5,05	4,60	5,30	4,24
	Variación (%)	-	42,59	3,61	(17,48)	(6,58)	31,63	(3,36)	(8,92)	15,22	(19,97)
Eolicsa	Millones USD	-	-	-	-	-	0,12	0,34	0,41	0,44	0,43
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	178,80	19,46	7,19	(2,63)
Generoca	Millones USD	-	-	-	-	0,26	12,12	9,17	12,29	12,29	10,89
	Variación (%)	-	-	-	-	-	4.525,39	(24,40)	34,13	(0,07)	(11,35)
Hidronación	Millones USD	33,29	36,71	20,27	15,60	18,94	19,58	34,06	24,56	20,51	23,22
	Variación (%)	-	10,29	(44,79)	(23,05)	21,44	3,37	73,94	(27,88)	(16,51)	13,24
Hidropastaza	Millones USD	-	-	-	-	-	32,67	39,62	64,53	22,25	11,55
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	21,24	62,89	(65,52)	(48,10)
Hidrosibimbe	Millones USD	-	-	-	-	2,26	5,37	4,11	3,29	4,05	4,90
	Variación (%)	-	-	-	-	-	137,33	(23,39)	(20,04)	23,12	21,01
Intervisa Trade	Millones USD	-	1,39	5,87	24,70	31,94	13,76	8,28	12,51	38,30	30,61
	Variación (%)	-	-	321,61	320,95	29,30	(56,93)	(39,83)	51,11	206,20	(20,09)
CELEC-Termogas Machala	Millones USD	15,96	48,19	47,17	61,36	58,76	56,80	42,42	59,94	67,89	51,24
	Variación (%)	-	201,93	(2,12)	30,10	(4,25)	(3,33)	(25,31)	41,29	13,26	(24,53)
Termoguayas	Millones USD	-	-	-	-	4,38	34,86	26,46	37,78	40,25	37,88
	Variación (%)	-	-	-	-	-	696,73	(24,09)	42,77	6,53	(5,88)
Ulysseas	Millones USD	-	-	1,63	3,44	2,73	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	111,22	(20,43)	-	-	-	-	-
Total general		353,39	432,66	443,44	544,01	517,08	550,77	529,27	598,77	624,73	644,84
Variación (%)		-	22,43	2,49	22,68	(4,95)	6,52	(3,90)	13,13	4,34	3,22

La Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC S.A.) asumió, a partir de marzo de 2009, los plenos derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa generadora de electricidad, luego de suscribir un contrato de licencia con el CONELEC. Esta decisión se ajusta a las disposiciones del Mandato Constituyente N° 15, del 23 de julio de 2008, que en su transitoria tercera, faculta la fusión de empresas del sector y determina que el ente regulador facilite los mecanismos para su consecución. Desde enero de 2010, la CELEC pasó a ser la Empresa Pública Estratégica, Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y subrogó en todos los derechos y obligaciones de la CELEC S.A. e Hidronación S.A.

Uno de los objetivos fundamentales de CELEC EP es concretar los proyectos de expansión y enfrentar el desafío de ejecutar la construcción de los nuevos proyectos de generación hidroeléctrica, tales como: Sopladora, Mazar (en ejecución), Coca Codo Sinclair, Toachi Pilatón (en ejecución) y Cardenillo.

1.2.8.3 Valor de la energía vendida por las distribuidoras con generación

TABLA No. 1. 29: VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN

Empresa	Tipo de Cliente	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
CNEL-Bolívar	Millones USD	0,52	0,10	0,56	0,15	0,09	0,10	0,03	0,26	0,25	0,19
	Variación (%)	-	(81,80)	485,37	(73,59)	(41,86)	13,19	(64,06)	659,31	(3,53)	(23,91)
CNEL-EI Oro	Millones USD	0,55	0,79	0,88	0,77	0,75	0,71	0,34	0,44	0,16	-
	Variación (%)	-	44,41	11,25	(12,84)	(2,26)	(5,74)	(51,49)	27,10	(62,75)	-
CNEL-Esmeraldas	Millones USD	0,08	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Los Ríos	Millones USD	0,21	-	-	-	-	-	0,06	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Manabí	Millones USD	0,25	0,31	0,04	1,04	0,69	0,57	0,02	0,29	-	-
	Variación (%)	-	26,85	(87,53)	2.575,20	(33,77)	(17,76)	(96,45)	1.317,27	-	-
CNEL-Milagro	Millones USD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Sta. Elena	Millones USD	0,61	0,56	0,83	0,54	1,37	0,53	-	-	-	-
	Variación (%)	-	(9,55)	48,83	(34,50)	153,31	(61,20)	-	-	-	-
E.E. Ambato	Millones USD	0,27	0,39	5,35	7,35	6,00	6,19	1,77	0,51	1,24	1,17
	Variación (%)	-	43,81	1.260,35	37,35	(18,45)	3,30	(71,42)	(71,07)	141,61	(5,73)
E.E. Azogues	Millones USD	2,01	1,87	2,38	1,88	1,89	1,73	1,60	-	-	-
	Variación (%)	-	(6,97)	26,84	(20,73)	0,27	(8,42)	(7,53)	-	-	-
E.E. Centro Sur	Millones USD	-	2,30	2,63	3,18	3,06	3,20	2,32	-	-	-
	Variación (%)	-	-	14,49	20,59	(3,74)	4,60	(27,35)	-	-	-
E.E. Cotopaxi	Millones USD	0,75	2,34	5,61	7,71	9,63	8,16	4,72	2,26	1,20	1,58
	Variación (%)	-	211,58	140,12	37,38	24,86	(15,22)	(42,12)	(52,18)	(46,92)	31,46
E.E. Galápagos	Millones USD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Norte	Millones USD	1,50	1,08	3,40	7,36	2,03	3,22	4,36	2,13	2,98	2,94
	Variación (%)	-	(28,51)	215,99	116,45	(72,40)	58,43	35,52	(51,10)	39,80	(1,42)
E.E. Quito	Millones USD	20,71	12,43	33,12	18,15	30,08	28,48	37,62	28,44	32,24	28,45
	Variación (%)	-	(39,99)	166,57	(45,20)	65,73	(5,32)	32,08	(24,40)	13,35	(11,75)
E. E. Riobamba	Millones USD	1,69	1,25	6,58	7,28	7,49	2,71	0,60	3,14	3,39	2,88
	Variación (%)	-	(26,28)	428,56	10,62	2,81	(63,78)	(77,73)	420,71	7,85	(15,03)
E.E. Sur	Millones USD	2,40	2,34	2,77	2,66	2,40	2,28	0,82	3,28	4,60	4,02
	Variación (%)	-	(2,44)	18,17	(3,88)	(9,67)	(5,16)	(64,13)	301,78	40,16	(12,71)
Eléctrica de Guayaquil	Millones USD	46,39	39,34	45,12	41,10	49,09	45,74	36,85	40,68	48,33	33,74
	Variación (%)	-	(15,19)	14,70	(8,92)	19,44	(6,82)	(19,45)	10,40	18,80	(30,19)
Total general		77,95	65,09	109,27	99,17	114,56	103,62	91,12	81,44	94,39	74,96
Variación (%)		-	(16,50)	67,88	(9,25)	15,52	(9,55)	(12,06)	(10,63)	15,91	(20,59)

1.2.8.4 Valor de la energía vendida por las empresas autogeneradoras

TABLA No. 1. 30: VALOR DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA AUTOGENERADORA

Empresa	Tipo de Cliente	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Agua y Gas de Sillunchi	Millones USD	-	-	0,02	0,01	0,02	0,02	0,01	0,00	0,00	0,00
	Variación (%)	-	-	-	(19,46)	11,15	(2,29)	(60,42)	(82,21)	(12,15)	(13,03)
Consejo Provincial de	Millones USD	-	-	-	-	-	-	-	0,01	0,01	0,02
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,85)	
Ecoelectric	Millones USD	-	-	-	0,15	0,07	0,52	3,79	3,82	3,37	6,11
	Variación (%)	-	-	-	-	(51,63)	637,71	624,55	0,88	(11,79)	81,13
Ecoluz	Millones USD	0,81	1,17	1,27	1,07	1,10	1,22	1,36	1,44	1,39	1,84
	Variación (%)	-	45,41	8,57	(16,30)	2,75	11,23	11,38	5,78	(3,35)	32,20
Eculos	Millones USD	-	-	-	1,12	3,44	4,07	-	2,97	4,91	4,70
	Variación (%)	-	-	-	-	207,05	18,38	(100,00)	-	65,04	(4,33)
Electroandina	Millones USD	0,01	0,02	0,00	-	-	-	-	0,00	-	-
	Variación (%)	-	180,49	-	-	-	-	-	-	-	-
Electrocórdoba	Millones USD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EMAAP-Q	Millones USD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enermax	Millones USD	-	-	-	-	(0,00)	2,02	1,41	0,22	1,60	1,63
	Variación (%)	-	-	-	-	-	(209.889,70)	(29,88)	(84,09)	611,28	2,11
Famiproduct	Millones USD	0,12	0,01	0,01	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	(91,96)	35,26	-	-	-	-	-	-	-
Hidroabánico	Millones USD	-	-	-	0,00	4,07	5,15	5,91	7,01	5,32	5,02
	Variación (%)	-	-	-	-	-	26,33	14,79	18,68	(24,12)	(5,62)
Hidroimbabura	Millones USD	0,12	0,14	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	-	-	0,04
	Variación (%)	0	24,06	(92,43)	(94,39)	188,41	(81,61)	369,20	-	-	-
Hidroservice	Millones USD	-	-	-	-	-	-	-	0,01	0,00	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I.M.Mejía	Millones USD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Internacional	Millones USD	0,06	0,06	0,02	0,02	0,05	0,10	0,01	0,04	0,01	0,00
	Variación (%)	-	15,87	(66,08)	(26,29)	210,06	92,77	(93,00)	553,64	(79,96)	(58,09)
Lafarge	Millones USD	-	-	-	-	0,57	0,07	0,07	0,11	0,34	0,02
	Variación (%)	-	-	-	-	-	(87,19)	(6,07)	63,64	206,57	(93,88)
Manageneración	Millones USD	-	-	-	-	0,26	0,92	0,23	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	250,67	(74,51)	-	-	-
Moderna Alimentos	Millones USD	0,11	0,13	0,13	0,15	0,14	0,20	0,40	0,19	0,03	0,15
	Variación (%)	-	19,25	(5,29)	17,63	(2,04)	35,42	103,63	(53,60)	(84,57)	408,63
Municipio A. Ante	Millones USD	-	-	-	-	-	-	-	0,05	0,05	0,05
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	(15,03)	1,62
Perlábí	Millones USD	-	-	-	0,00	0,01	0,01	0,03	0,71	0,38	0,78
	Variación (%)	-	-	-	-	-	(46,29)	253,37	2.735,24	(46,46)	104,92
Repsol YPF	Millones USD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
San Carlos	Millones USD	-	-	-	-	-	-	-	3,41	2,99	3,41
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	(12,13)	13,90
Total general		1,22	1,55	1,47	2,52	9,73	14,29	13,21	20,01	20,40	23,76
Variación (%)		-	26,73	(5,19)	71,88	286,54	46,77	(7,52)	51,44	1,98	16,45

1.2.8.5 Valor de la energía importada

TABLA No. 1. 31: VALOR DE LA ENERGÍA IMPORTADA (USD)

Empresa	Tipo de Cliente	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Interconexión Colombia	Millones USD	3,00	68,38	134,11	148,55	122,53	17,82	33,99	102,38	74,13	87,83
	Variación (%)	-	2.182,41	96,14	10,76	(17,51)	(85,46)	90,81	201,17	(27,59)	18,48
Interconexión Perú	Millones USD	-	-	-	1,85	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total general		3,00	68,38	134,11	150,40	122,53	17,82	33,99	102,38	74,13	87,83
Variación (%)		-	2.182,41	96,14	12,14	(18,53)	(85,46)	90,81	201,17	(27,59)	18,48

1.2.8.6 Valor de la energía exportada

TABLA No. 1. 32: VALOR DE LA ENERGÍA EXPORTADA (USD)

Empresa	Tipo de Cliente	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Interconexión Colombia	Millones USD	0,87	0,18	0,14	0,03	0,29	0,63	1,08	0,68	0,19
	Variación (%)	-	-	-	-	1.000,09	117,95	71,50	(36,79)	(72,57)
Interconexión Perú	Millones USD	-	-	-	-	-	-	-	0,02	1,88
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	8.611,91
Total general		0,87	0,18	0,14	0,03	0,29	0,63	1,08	0,70	2,07
Variación (%)		-	(79,55)	(23,05)	(80,83)	1.000,09	117,95	71,50	(34,78)	194,69

1.2.9 Evolución histórica de los precios medios de la energía vendida en el Mercado Eléctrico Mayorista en el período 2002-2011

1.2.9.1 Precio medio de la energía por tipo de mercado, cliente y empresa

TABLA No. 1. 33: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE CLIENTE

Año	Mercado	Tipo Cliente	Energía vendida (GWh)	Total (Millones USD)	Precio medio (USD ¢/KWh)
2002	Contratos	Distribuidora	5.524,04	155,63	2,82
		Gran Consumidor	479,33	18,80	3,92
	M. Ocasional	M. Ocasional	5.690,66	254,36	4,47
Total 2002			11.694,03	428,79	3,67
2003	Contratos	Distribuidora	6.901,93	246,37	3,57
		Gran Consumidor	637,60	30,85	4,84
		Interconexión	1.119,61	68,38	6,11
	M. Ocasional	M. Ocasional	4.005,44	237,16	5,92
Total 2003			12.664,58	582,76	4,60
2004	Contratos	Distribuidora	6.427,10	206,07	3,21
		Gran Consumidor	915,82	34,00	3,71
	Interconexión	Interconexión	1.641,61	134,11	8,17
	M. Ocasional	M. Ocasional	4.232,12	298,14	7,04
Total 2004			13.216,65	672,32	5,09
2005	Contratos	Distribuidora	5.910,39	218,02	3,69
		Gran Consumidor	1.175,93	40,00	3,40
	Interconexión	Interconexión	1.723,45	150,40	8,73
	M. Ocasional	M. Ocasional	5.238,98	383,31	7,32
Total 2005			14.048,75	791,73	5,64
2006	Contratos	Distribuidora	7.409,31	272,07	3,67
		Gran Consumidor	1.454,27	49,16	3,38
	Interconexión	Interconexión	1.570,47	122,53	7,80
	M. Ocasional	M. Ocasional	4.703,18	327,89	6,97
Total 2006			15.137,23	771,65	5,10
2007	Contratos	Distribuidora	8.574,88	308,71	3,60
		Gran Consumidor	1.554,03	53,41	3,44
	Interconexión	Interconexión	860,87	17,82	2,07
	M. Ocasional	M. Ocasional	4.851,32	305,58	6,30
Total 2007			15.841,10	685,52	4,33
2008	Contratos	Distribuidora	10.921,29	376,97	3,45
		Gran Consumidor	1.340,49	41,56	3,10
	Interconexión	Interconexión	500,16	33,99	6,80
	M. Ocasional	M. Ocasional	3.725,33	205,90	5,53
Total 2008			16.487,27	658,42	3,99
2009	Contratos	Distribuidora	12.782,94	529,14	4,14
		Gran Consumidor	187,30	7,64	4,08
	Interconexión	Interconexión	966,91	49,75	5,14
	M. Ocasional	M. Ocasional	2.566,31	213,02	8,30
Total 2009			16.503,46	799,54	4,84
2010	Contratos	Distribuidora	14.601,77	680,08	4,66
		Gran Consumidor	44,72	1,84	4,11
	Interconexión	Interconexión	797,11	22,37	2,81
	M. Ocasional	M. Ocasional	1.090,70	85,28	7,82
Total 2010			16.534,30	789,56	4,78
2011	Contratos	Distribuidora	16.062,06	678,51	4,22
		Gran Consumidor	113,69	10,41	9,16
	Interconexión	Interconexión	1.294,92	87,87	6,79
	M. Ocasional	M. Ocasional	1.017,65	54,78	5,38
Total 2011			18.488,32	831,57	4,50

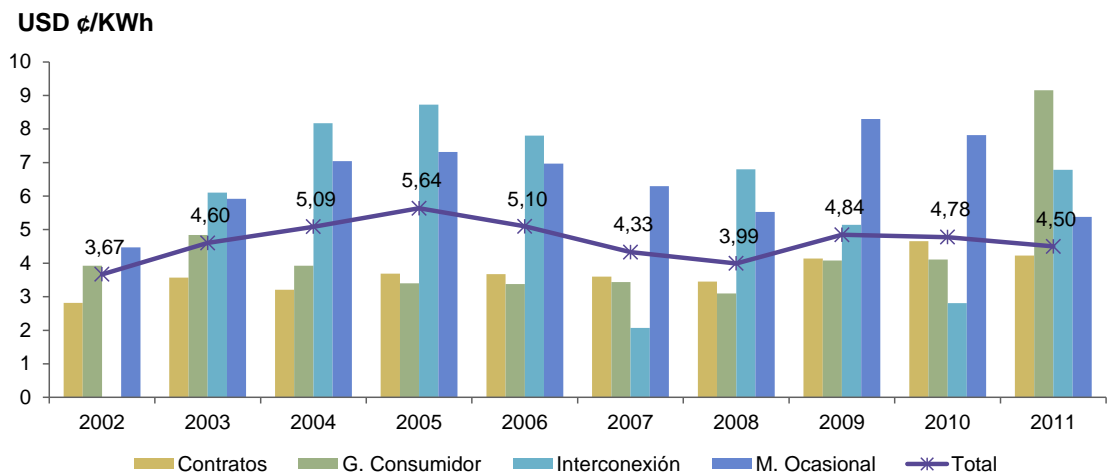


FIG. No. 1. 12: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE CLIENTE

TABLA No. 1. 34: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA

Tipo	Unidad	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Generadora	USD ¢/KWh	3,54	4,37	4,35	5,04	4,53	4,30	3,81	4,78	4,79	4,40
	Variación (%)	-	23,43	(0,31)	15,75	(10,08)	(4,99)	(11,50)	25,62	25,87	(8,07)
Distribuidora	USD ¢/KWh	4,42	4,90	6,96	6,16	6,12	5,43	5,38	6,19	4,96	6,21
	Variación (%)	-	10,88	41,85	(11,41)	(0,65)	(11,32)	(0,85)	15,08	(7,83)	0,28
Autogeneradora	USD ¢/KWh	4,11	4,16	4,34	4,98	4,62	3,93	2,28	3,43	3,74	3,86
	Variación (%)	-	1,42	4,19	14,89	(7,24)	(14,91)	(41,98)	50,39	8,97	3,09
Importación	USD ¢/KWh	3,64	4,57	-	5,60	5,05	4,30	3,99	4,84	4,77	4,50
	Variación (%)	-	25,46	-	-	(9,80)	(14,98)	(7,10)	21,31	(1,46)	(5,76)
Exportación	USD ¢/KWh	3,88	4,79	4,99	5,71	4,93	4,59	4,48	4,77	4,73	4,07
	Variación (%)	-	23,51	4,00	14,57	(13,70)	(6,81)	(2,47)	3,75	5,47	
Total	USD ¢/KWh	3,64	4,57	5,07	5,60	5,05	4,30	3,99	4,84	4,77	4,50
	Variación (%)	-	25,46	10,84	10,58	(9,80)	(14,98)	(7,10)	21,31	19,55	(7,14)

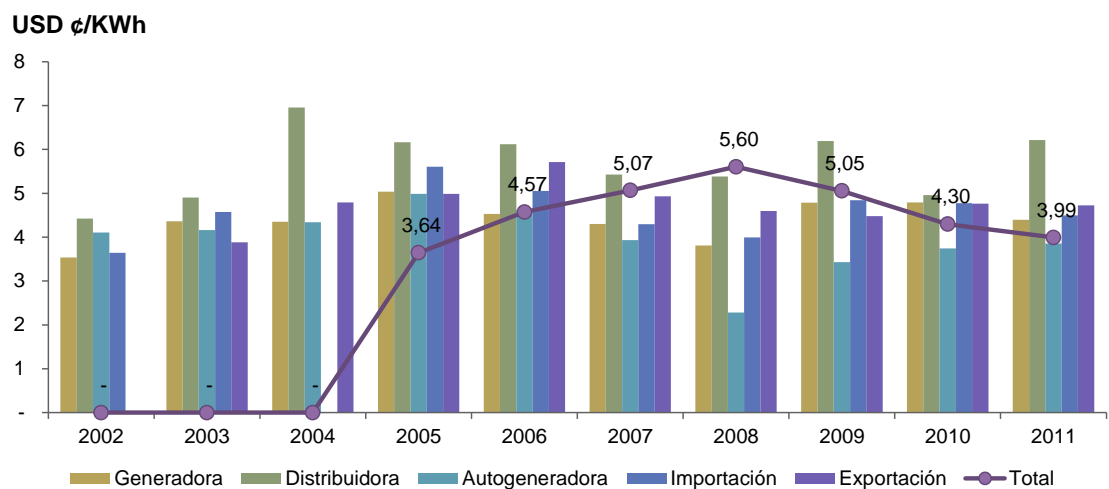


FIG. No. 1. 13: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA

1.2.9.2 Precio medio de la energía vendida por las empresas generadoras

TABLA No. 1. 35: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR EMPRESA GENERADORA

Empresa	Unidad	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
CELEC-Electroguayas	USD ¢/KWh	6,09	7,26	7,02	7,82	6,66	6,14	5,96	6,90	6,28	8,89
	Variación (%)	-	19,13	(3,30)	11,39	(14,86)	(7,78)	(2,85)	15,65	(9,02)	41,68
CELEC-Hidroagoyán	USD ¢/KWh	2,19	2,24	2,29	2,55	2,62	2,70	2,75	2,48	3,66	2,84
	Variación (%)	-	2,24	2,15	11,25	2,78	3,25	1,65	(9,91)	47,91	(22,43)
CELEC-Hidropaute	USD ¢/KWh	2,36	2,61	2,89	3,24	2,92	3,01	2,63	1,65	1,42	1,34
	Variación (%)	-	10,68	10,90	11,98	(9,76)	3,13	(12,82)	(37,38)	(13,61)	(5,95)
CELEC-Termoemeraldas	USD ¢/KWh	4,83	6,43	5,76	5,33	3,66	4,18	4,80	4,65	6,04	4,82
	Variación (%)	-	33,14	(10,42)	(7,50)	(31,36)	14,24	14,76	(3,02)	29,78	(20,26)
CELEC-Termogas Machala	USD ¢/KWh	5,96	6,38	6,55	7,68	6,79	6,23	5,67	6,65	6,73	7,29
	Variación (%)	-	7,15	2,61	17,27	(11,64)	(8,19)	(9,03)	17,29	1,24	8,33
CELEC-Termopichincha	USD ¢/KWh	8,30	10,75	8,23	8,03	6,38	6,50	6,01	9,90	10,54	9,22
	Variación (%)	-	29,57	(23,47)	(2,39)	(20,56)	1,83	(7,54)	64,85	6,44	(12,52)
Elecaastro	USD ¢/KWh	4,13	4,55	4,98	5,28	4,78	4,67	4,22	5,38	5,84	4,63
	Variación (%)	-	10,17	9,51	5,93	(9,36)	(2,42)	(9,48)	27,33	8,48	(20,64)
Electroquil	USD ¢/KWh	3,73	8,32	9,90	8,70	7,56	7,68	7,49	10,02	12,48	17,45
	Variación (%)	-	122,90	18,92	(12,06)	(13,08)	1,57	(2,49)	33,74	24,61	39,79
EMAAP-Q	USD ¢/KWh	4,47	4,56	4,74	4,21	4,11	4,12	4,11	3,72	6,82	3,73
	Variación (%)	-	2,13	3,75	(11,09)	(2,32)	0,25	(0,42)	(9,36)	83,15	(45,22)
Eolica	USD ¢/KWh	-	-	-	-	-	12,82	12,82	12,82	12,82	12,82
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	(0,00)	(0,00)
Generoca	USD ¢/KWh	-	-	-	-	5,71	6,57	6,13	7,43	7,54	8,04
	Variación (%)	-	-	-	-	-	15,08	(6,76)	21,29	1,48	6,64
Hidronación	USD ¢/KWh	3,93	5,76	4,34	3,64	3,89	3,77	4,10	4,04	2,69	3,58
	Variación (%)	-	46,50	(24,59)	(16,16)	6,85	(3,19)	8,80	(1,47)	(33,42)	33,34
Hidropastaza	USD ¢/KWh	-	-	-	-	-	4,06	4,13	6,13	2,16	1,28
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	1,61	48,56	(64,79)	(40,76)
Hidrosibimbe	USD ¢/KWh	-	-	-	-	7,43	6,01	4,83	3,82	4,61	4,69
	Variación (%)	-	-	-	-	-	(19,23)	(19,58)	(20,95)	20,67	1,84
Intervisa Trade	USD ¢/KWh	-	5,77	10,02	8,91	7,53	7,20	6,12	9,16	11,68	13,39
	Variación (%)	-	-	73,73	(11,09)	(15,46)	(4,42)	(14,98)	49,67	27,48	14,61
Termoguayas	USD ¢/KWh	-	-	-	-	6,11	6,63	5,88	6,54	6,76	7,00
	Variación (%)	-	-	-	-	-	8,43	(11,32)	11,22	3,33	3,66
Ulysseas	USD ¢/KWh	-	-	10,61	7,93	7,51	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	(25,26)	(5,30)	-	-	-	-	-
Total general	USD ¢/KWh	3,54	4,37	4,35	5,04	4,53	4,30	3,81	4,42	4,56	4,20
	Variación (%)	-	23,43	(0,31)	15,75	(10,08)	(4,99)	(11,50)	16,16	3,03	(7,93)

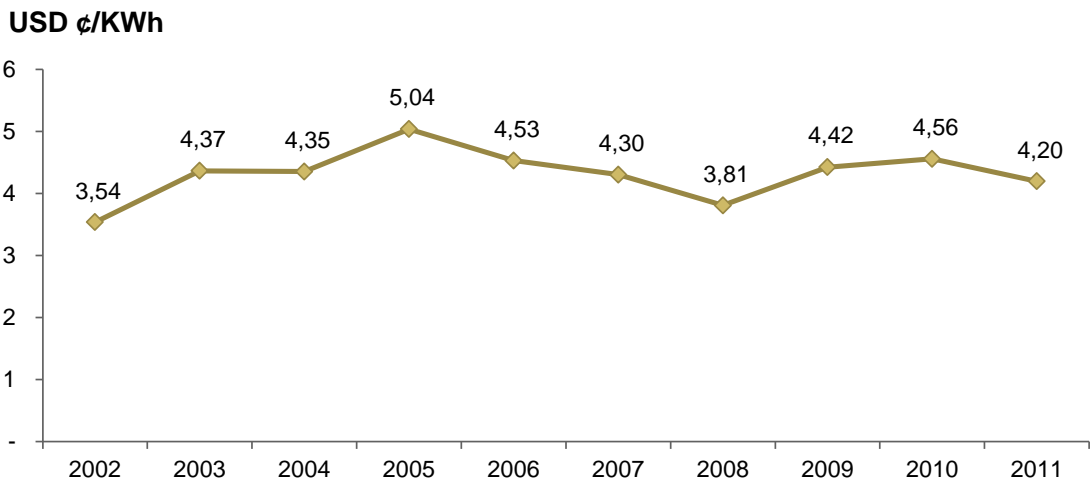


FIG. No. 1. 14: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS

1.2.9.3 Precio medio de la energía vendida por las empresas distribuidoras con generación

TABLA No. 1. 36: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR DISTRIBUIDORA CON GENERACIÓN

Empresa		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
CNEL-Bolívar	USD ¢/KWh	4,11	5,80	11,50	6,68	6,98	5,35	5,16	7,70	5,77	8,40
	Variación (%)	-	41,04	98,26	(41,94)	4,46	(23,26)	(3,69)	49,34	(25,05)	45,45
CNEL-El Oro	USD ¢/KWh	8,68	9,11	11,44	10,03	8,37	8,25	8,37	4,37	-	-
	Variación (%)	-	4,95	25,62	(12,34)	(16,59)	(1,41)	1,44	(47,82)	-	-
CNEL-Esmeraldas	USD ¢/KWh	5,48	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Los Ríos	USD ¢/KWh	6,76	-	-	-	-	-	9,30	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Manabí	USD ¢/KWh	7,40	9,29	8,06	9,48	9,13	9,06	8,98	9,00	-	-
	Variación (%)	-	25,48	(13,22)	17,67	(3,77)	(0,72)	(0,87)	0,21	-	-
CNEL-Milagro	USD ¢/KWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNEL-Sta. Elena	USD ¢/KWh	8,05	8,97	11,98	10,33	8,26	9,00	-	-	-	-
	Variación (%)	-	11,43	33,66	(13,79)	(20,01)	8,97	-	-	-	-
E.E. Ambato	USD ¢/KWh	4,51	5,19	7,60	7,74	5,96	5,87	5,23	4,62	12,13	12,45
	Variación (%)	-	15,16	46,41	1,77	(22,93)	(1,64)	(10,83)	(11,69)	162,58	2,65
E.E. Azogues	USD ¢/KWh	4,15	4,43	4,03	3,62	4,14	3,72	3,72	-	-	-
	Variación (%)	-	6,64	(9,10)	(10,10)	14,30	(10,10)	(0,00)	-	-	-
E.E. Centro Sur	USD ¢/KWh	-	6,41	4,56	3,78	4,31	4,43	5,58	-	-	-
	Variación (%)	-	-	(28,88)	(17,13)	14,25	2,69	26,08	-	-	-
E.E. Cotopaxi	USD ¢/KWh	1,05	5,97	5,80	6,12	5,99	4,85	4,91	4,71	2,61	2,60
	Variación (%)	-	467,81	(2,85)	5,58	(2,20)	(18,92)	1,07	(4,00)	(44,53)	(0,30)
E.E. Galápagos	USD ¢/KWh	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
E.E. Norte	USD ¢/KWh	2,14	6,00	6,58	7,56	6,97	6,21	5,63	4,12	5,64	4,26
	Variación (%)	-	180,97	9,64	14,90	(7,86)	(10,85)	(9,39)	(26,76)	36,93	(24,49)
E.E. Quito	USD ¢/KWh	3,03	1,86	6,97	3,64	5,00	4,60	5,24	4,72	1,63	4,64
	Variación (%)	-	(38,72)	275,12	(47,82)	37,41	(8,00)	13,98	(9,95)	(65,48)	184,82
E.E. Riobamba	USD ¢/KWh	4,18	5,61	5,85	6,80	6,62	5,72	4,95	3,19	3,25	3,00
	Variación (%)	-	34,27	4,12	16,27	(2,63)	(13,60)	(13,40)	(35,58)	1,87	(7,69)
E.E. Sur	USD ¢/KWh	5,94	7,38	7,36	9,24	8,39	7,25	6,74	7,74	11,91	13,01
	Variación (%)	-	24,24	(0,31)	25,47	(9,20)	(13,50)	(7,03)	14,69	53,97	9,24
Eléctrica de Guayaquil	USD ¢/KWh	6,23	7,60	8,11	8,80	7,37	6,32	5,80	9,40	7,82	10,17
	Variación (%)	-	22,01	6,74	8,49	(16,27)	(14,25)	(8,21)	62,12	(16,86)	30,19
Total	USD ¢/KWh	4,42	4,90	6,96	6,16	6,12	5,43	5,38	6,19	4,96	6,21
	Variación (%)	-	10,88	41,85	(11,41)	(0,65)	(11,32)	(0,85)	15,08	(7,83)	0,28

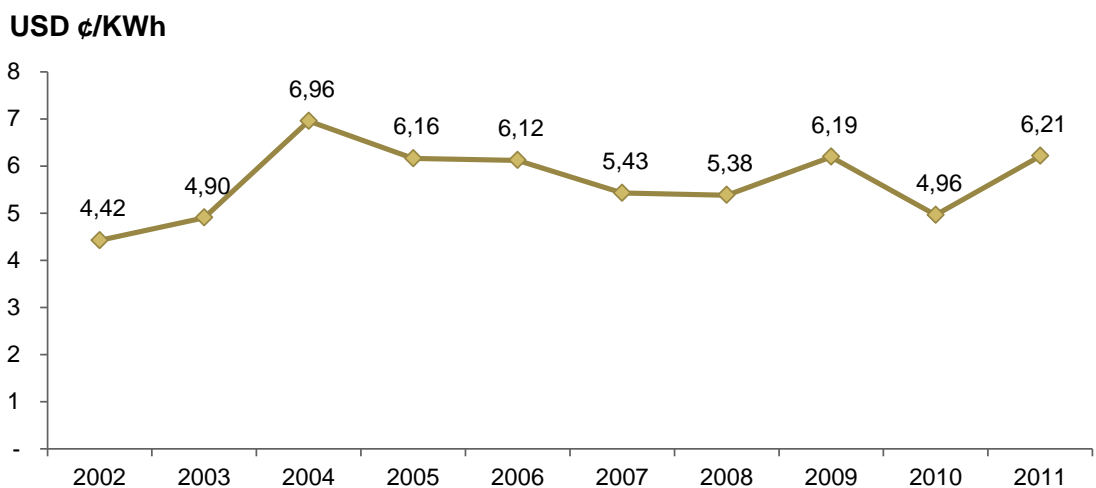


FIG. No. 1. 15: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS DISTRIBUIDORAS CON GENERACIÓN

1.2.9.4 Precio medio de la energía importada

TABLA No. 1. 37: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA IMPORTADA (USD)

Empresa	Precio Medio	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Interconexión Colombia	USD ¢/kWh	5,32	6,11	8,17	8,66	7,80	2,07	6,80	9,68	9,33	6,78
	Variación (%)	-	14,77	33,77	5,96	(9,87)	(73,48)	228,42	42,35	(3,56)	(27,29)
Interconexión Perú	USD ¢/kWh	-	-	-	24,90	-	-	-	-	-	-
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total general		5,32	6,11	8,17	33,55	7,80	2,07	6,80	9,68	9,33	6,78
Variación (%)		-	14,77	33,77	310,70	(76,75)	(73,48)	228,42	42,35	(3,56)	(27,29)

1.2.9.5 Precio medio de la energía exportada

TABLA No. 1. 38: PRECIO MEDIO DE LA ENERGÍA EXPORTADA (USD)

Empresa	Precio Medio	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Interconexión Colombia	USD ¢/kWh	1,29	0,51	0,85	2,44	0,75	1,67	5,18	6,97	2,27
	Variación (%)	-	-	-	-	(69,33)	122,94	210,00	34,68	(67,48)
Interconexión Perú	USD ¢/kWh	-	-	-	-	-	-	-	10,21	30,46
	Variación (%)	-	-	-	-	-	-	-	-	198,17
Total general		1,29	0,51	0,85	2,44	0,75	1,67	5,18	17,19	32,72
Variación (%)		-	(60,70)	67,91	187,06	(69,33)	122,94	210,00	231,93	90,38

1.3 Evolución histórica del Sistema Nacional de Transmisión (SNT)

1.3.1 Energía recibida, entregada y pérdidas de energía del SNT

En la siguiente tabla se muestra el balance de energía recibida y entregada por CELEC-Transelectric, así como sus pérdidas de energía. En el período de análisis, la energía recibida ha crecido de 9.888,75 GWh, a 14.919,05 GWh, lo que significa un incremento del 132,40 % en los últimos once años. De igual manera, las pérdidas del SNT, en el mismo período, tuvieron un incremento del 114,76 %, al pasar de 377,14 GWh (3,81 % de la energía recibida) en 2002, a 605,41 GWh (4,06 % de la energía recibida) en el 2010.

TABLA No. 1. 39: ENERGÍA RECIBIDA Y ENTREGADA POR CELEC-TRANSELECTRIC Y PÉRDIDAS EN EL SNT

Año	Energía recibida por el S.N.T.		Energía entregada por el S.N.T.		Pérdidas del S.N.T.		Porcentaje de pérdidas del S.N.T.	
	GWh	Variación (%)	GWh	Variación (%)	GWh	Variación (%)	(%)	Variación (%)
2002	9.888,75	-	9.511,60	-	377,14	-	3,81	-
2003	10.782,53	9,04	10.392,74	9,26	389,79	3,35	3,62	(5,21)
2004	11.579,73	7,39	11.147,46	7,26	432,27	10,90	3,73	3,26
2005	12.265,35	5,92	11.849,19	6,29	416,16	(3,73)	3,39	(9,11)
2006	12.813,36	4,47	12.366,27	4,36	447,09	7,43	3,49	2,84
2007	13.498,62	5,35	12.966,25	4,85	532,36	19,07	3,94	13,03
2008	14.290,43	5,87	13.669,03	5,42	621,40	16,72	4,35	10,26
2009	14.919,05	4,40	14.293,87	4,57	625,18	0,61	4,19	(3,63)
2010	15.745,87	5,54	15.208,38	6,40	537,49	(14,03)	3,41	(18,54)
2011	16.462,55	4,55	15.809,23	3,95	653,33	21,55	3,97	16,26

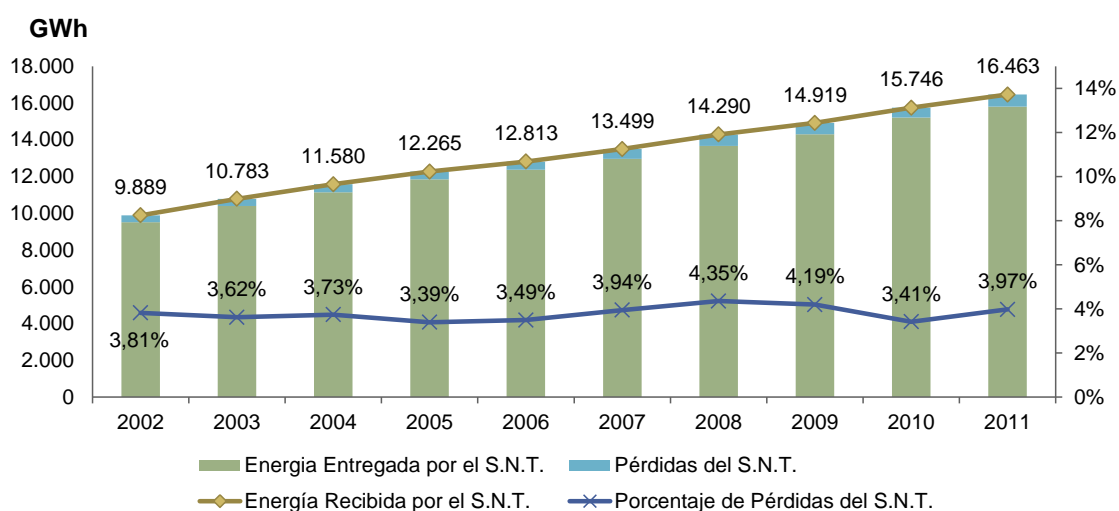


FIG. No. 1. 16: PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SNT

1.3.2 Valores facturados por la empresa transmisora

Por concepto de energía recibida y entregada en el SNT, CELEC-Transelectric facturó USD 740,51 millones, entre costos fijos, variables y otros cargos, en el período 2002 – 2009, que son los años que se dispone de información. Del total facturado: el 6,06 % corresponde al cargo fijo; el 100 % al cargo variable; y, el 100 % a otros cargos.

TABLA No. 1. 40: VALORES FACTURADOS POR CELEC-TRANSELECTRIC

Año	Valores facturados por la Transmisora (Millones USD)			
	Cargo fijo	Cargo variable	Otros	Total
2002	65,11	10,59	0,10	75,80
2003	65,11	10,59	0,10	75,80
2004	83,78	16,11	(0,02)	99,88
2005	85,23	17,20	-	102,43
2006	87,33	16,20	-	103,53
2007	180,92	28,07	-	208,99
2008	-	75,07	-	75,07
2009	-	50,07	-	50,07
2010	53,40	53,40	-	106,80
2011	61,16	0,00	0,00	61,16
Total	682,05	277,29	0,19	959,52

La información de la energía recibida y entregada de la **TABLA No. 1.39** corresponde a los registros del CENACE. A partir del 2008, como consecuencia de la aplicación del Mandato 15, se eliminó el cargo fijo.

1.3.3 Líneas de transmisión

El voltaje de las líneas de transmisión, es el potencial o la presión que ejerce una fuente de suministro de energía sobre las cargas eléctricas, para que se establezca el flujo de una corriente eléctrica. En el país se utilizan, principalmente, líneas de alta tensión de 138 kV y de 230 kV con el fin de disminuir las pérdidas en transmisión. En el período 2002-2011 se tiene voltajes de 138 kV y 230 kV, teniendo, únicamente, en los años 2006 y 2007 un voltaje de 69 kV. A diciembre de 2011 la longitud total de las líneas de transmisión fue 3.850,10 Km, significando un incremento de 53 % (1.333,64 km) con respecto al año 2002. El detalle por años se indica en la siguiente tabla:

TABLA No. 1. 41: VOLTAJE Y LONGITUD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE CELEC-TRANSELECTRIC

Año	Voltaje de Líneas (kV)			Longitud (km)	Variación (%)
	69	138	230		
2002	-	1.278,24	1.238,22	2.516,46	-
2003	-	1.278,24	1.420,82	2.699,06	7,26
2004	-	1.278,24	1.420,82	2.699,06	-
2005	-	1.278,34	1.420,82	2.699,16	0,00
2006	214,53	1.420,44	1.474,02	3.108,99	15,18
2007	148,40	1.648,47	1.474,02	3.270,89	5,21
2008	-	1.885,99	1.669,92	3.555,91	8,71
2009	-	1.754,25	1.670,98	3.425,23	(3,67)
2010	-	1.769,06	1.826,04	3.595,10	4,96
2011	-	1.847,38	2.002,72	3.850,10	7,09

1.3.4 Transformadores y autotransformadores

El aumento o la disminución de la tensión de los circuitos eléctricos se los realiza a través de los transformadores y autotransformadores, los mismos que, a diciembre de 2011, suman una potencia total de 7.742,79 MVA, incluida la potencia de reserva. Esta potencia con relación al año 2002 se incrementó en 1.391,08 MVA, que representa el 21,90 % de incremento. En la **TABLA No. 1.42** se detalla, año a año, la potencia de los transformadores y autotransformadores de la empresa transmisora:

TABLA No. 1. 42: POTENCIA DE TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

Año	Potencia Autotransformadores (MVA)	Potencia Transformadores (MVA)	Potencia Total (MVA)
2002	5597,38	754,33	6.351,71
2003	5737,38	754,33	6.491,71
2004	5737,38	820,93	6.558,31
2005	5902,38	820,93	6.723,31
2006	6231,85	577,59	6.809,45
2007	6695,14	577,59	7.272,73
2008	6734,96	569,59	7.304,56
2009	7002,62	647,96	7.650,58
2010	7312,68	895,43	8.208,11
2011	6655,69	1087,10	7.742,79

1.4 Evolución histórica de los sistemas de distribución en el periodo 2002-2011

1.4.1 Resumen de transacciones de compra de energía por tipo de empresa.

La Corporación Nacional de Electricidad (CNEL) asumió, a partir del mes de marzo del 2009, los plenos derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa distribuidora de electricidad, luego de suscribir un contrato de licencia con el CONELEC. Esta decisión se ajusta a las disposiciones del Mandato Constituyente 15, del 23 de julio de 2008, que en su transitoria tercera, faculta la fusión de empresas del Sector y determina que el ente Regulador facilite los mecanismos para su consecución.

Por tal decisión, dejan de existir las denominaciones de: Empresa Eléctrica Esmeraldas S.A.; Empresa Eléctrica Regional Manabí S.A. (EMELMANABI); Empresa Eléctrica Santo Domingo S.A.; Empresa Eléctrica Regional Guayas-Los Ríos S.A. (EMELGUR); Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.; Empresa Eléctrica Milagro C.A.; Empresa Eléctrica Península de Santa Elena S.A.; Empresa Eléctrica El Oro S.A.; Empresa Eléctrica Bolívar S.A.; y, Empresa Eléctrica Regional Sucumbíos S.A., las cuales en el futuro funcionarán como gerencias regionales de CNEL.

En la **TABLA No. 1.43** se indican las transacciones históricas de compra de energía por tipo de empresa, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 17.380,53 GWh, lo que representa un incremento de 64,31 % respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 1.849,51 GWh que representa el 10,64 %, la compra a las generadoras fue de 15.309,51 GWh que representa el 88,08 % del total, la compra a las distribuidoras 32,09 GWh que corresponde el 0,18 % y a los autogeneradores 189,41 GWh que representa el 1,09 % del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 1.047,51 GWh lo que representa un incremento del 6,41 %.

La compra de energía realizada por las empresas distribuidoras en el periodo 2002-2011 se efectuó para repartirla a sus clientes finales, entre los cuales se encuentran los clientes regulados de las empresas eléctricas distribuidoras y los clientes no regulados.

TABLA No. 1. 43: TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA

Año	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total
2002	5 104,50	5 402,76	32,97	37,37	10 577,60
2003	4 167,57	6 834,10	19,28	46,78	11 067,73
2004	5 232,41	6 330,82	46,16	35,13	11 644,52
2005	6 316,29	5 785,61	81,74	43,43	12 227,07
2006	5 639,26	7 248,33	84,00	74,90	13 046,50
2007	5 014,24	8 261,20	91,33	140,25	13 507,02
2008	3 144,34	11 046,56	11,83	206,44	14 409,17
2009	2 996,84	12 215,42	11,85	195,73	15 419,84
2010	1 946,02	13 994,45	180,81	211,74	16 333,02
2011	1 849,51	15 309,51	32,09	189,41	17 380,53

En la **FIG. No. 1.17**, se puede observar la evolución de la compra de energía por tipo de empresa (Mercado Ocasional, Generadora, Distribuidora, Autogeneradora), crecimiento total de la compra total de energía en el país por año y la variación que existe entre la energía comprada en el Mercado Ocasional.

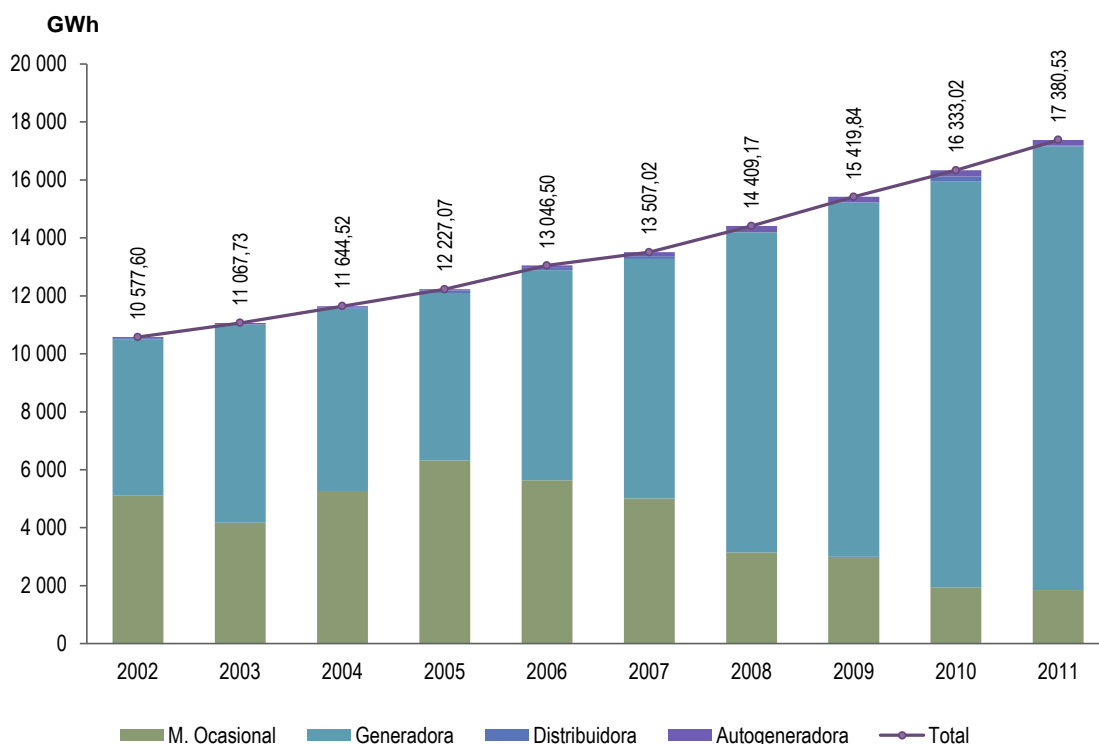


FIG. No. 1. 17: TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA

1.4.2 Transacciones de compra de energía de los sistemas de distribución.

La variación en la compra de energía durante el periodo 2002-2011 corresponde al 64,31%, es decir, 6.802,93GWh comprados, para el año 2011 fue de 17.380,53GWh, lo que representa una variación

del 6,41 %. El incremento anual de la cantidad de energía comprada (GWh) presenta un crecimiento constante. Debido a que las empresas distribuidoras reparten la energía a sus clientes finales, cuya demanda se incrementa anualmente

La variación del precio medio de la energía comprada en el periodo 2002-2005 tiende a crecer de 3,88 USD ¢/kWh a 5,72 USD ¢/kWh, a excepción del año 2002 que tiene una disminución y alcanza un precio medio de 3,88 USD ¢/kWh, esto se debe a la codificación del reglamento de tarifas.

En el periodo 2006-2008 los precios medios bajan de 4,93 USD ¢/kWh a 4,56 USD ¢/kWh, como consecuencia de la aplicación del Mandato 15 que establece los nuevos parámetros regulatorios que permitan obtener la nueva tarifa única.

En el año 2009 el precio medio se registra un tanto mayor al año anterior, de 4,56 USD ¢/kWh a 4,75 USD ¢/kWh debido al estiaje presentado en este año, ya que gran parte de la energía comprada fue proporcionada por las Generadoras Térmicas y la compra de energía a Colombia.

En el año 2010 el precio medio de la energía respecto al año anterior prácticamente se mantuvo, registró una pequeña disminución de 0,04 USD ¢/kWh. El ingreso de nueva generación térmica¹ en diciembre del 2009 y durante el 2010, propició en parte, la disminución de energía comprada a Colombia y reafirmó que la mayor parte de la energía comprada fue proporcionada por las Generadoras Térmicas. Para el año 2011 existe una disminución en el precio medio con respecto al año 2010 en 0,66 USD ¢/kWh, alcanzando un precio medio de 4,06 USD ¢/kWh, esto se debe al ingreso de la Central de Mazar, por lo que la generación hidroeléctrica contribuye a bajar el precio del kWh.

Las variaciones del precio medio en cada una de las distribuidoras siguen un comportamiento de crecimiento proporcional al número de clientes y los periodos donde se reduce son consecuencia de los eventos mencionados anteriormente.

TABLA No. 1. 44: VARIACIÓN ANUAL Y PRECIO MEDIO EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA

Año	Energía Comprada (GWh)	Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
2002	10 577,60		410,60		3,88
2003	11 067,73	4,63	532,37	29,65	4,81
2004	11 644,52	5,21	582,17	9,36	5,00
2005	12 227,07	5,00	699,28	20,12	5,72
2006	13 046,50	6,70	643,21	-8,02	4,93
2007	13 507,02	3,53	639,74	-0,54	4,74
2008	14 409,17	6,68	657,49	2,77	4,56
2009	15 419,84	7,01	733,11	11,50	4,75
2010	16 333,02	5,92	770,77	5,14	4,72
2011	17 380,53	6,41	705,61	-8,45	4,06

¹ Pascuales 2 (132MW), Miraflores (22,8MW), Quevedo (130MW) y Santa Elena (70MW).

En la **FIG. No. 1.18** se aprecia claramente el crecimiento en la compra de energía año a año mientras que existe una variación en el valor del precio medio del kWh, siendo el mínimo valor en el año 2002 de 3,88 USD ¢/kWh y el máximo valor en el año 2005 con 5,72 USD ¢/kWh.

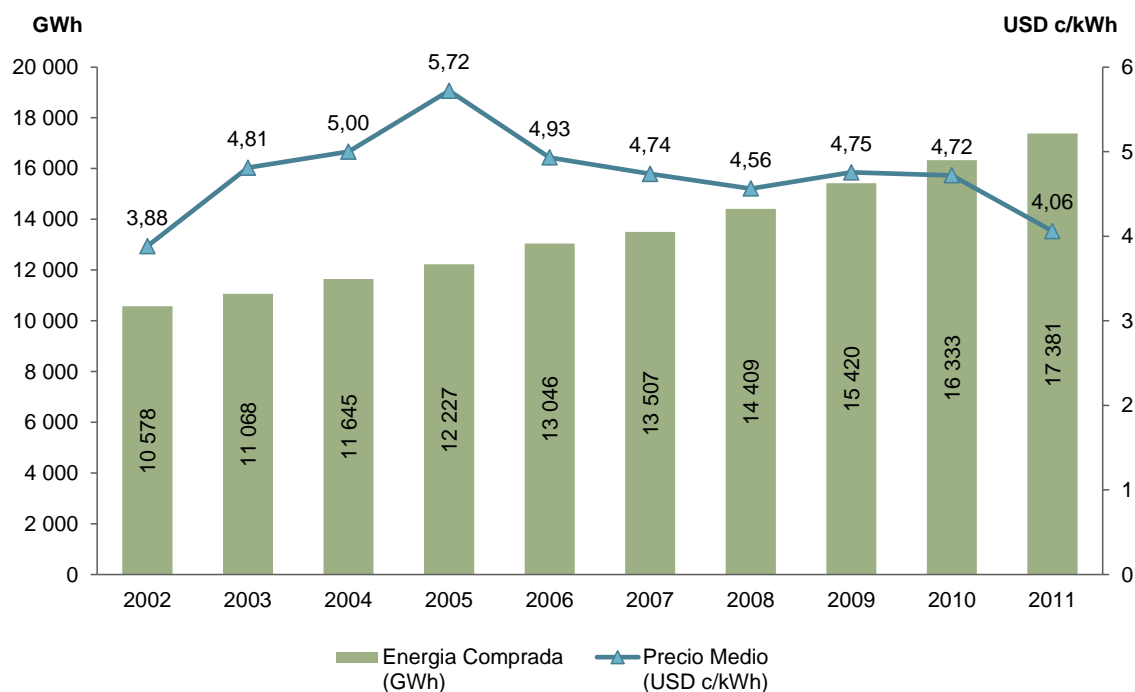


FIG. No. 1. 18: COMPRA DE ENERGÍA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

1.5 Precio medio y variación anual de las transacciones de compra de energía por cada una de las empresas distribuidoras.

En la **TABLA No. 1.45** se indican las transacciones históricas de compra de energía de las distribuidoras, donde se puede apreciar que en el año 2011 compraron 17.380,53GWh, lo que representa un incremento de 64,31% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 1.849,51GWh que representa el 11,02%, la compra a las generadoras fue de 15.309,51GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 221,50GWh que representa el 1,27% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 1.047,51GWh lo que representa un incremento del 6,41%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 705,61 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 71,85%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 65,16 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 8,45%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que,

para el año 2011 el precio medio es de 4,06USD ¢/kWh, mayor en 0,18USD ¢/kWh que el año 2002, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,66USD ¢/kWh

TABLA No. 1. 45: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA NACIONAL

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	5 104,50	5 402,76	32,97	37,37	10 577,60		410,60		3,88
2003	4 167,57	6 834,10	19,28	46,78	11 067,73	4,63	532,37	29,65	4,81
2004	5 232,41	6 330,82	46,16	35,13	11 644,52	5,21	582,17	9,36	5,00
2005	6 316,29	5 785,61	81,74	43,43	12 227,07	5,00	699,28	20,12	5,72
2006	5 639,26	7 248,33	84,00	74,90	13 046,50	6,70	643,21	-8,02	4,93
2007	5 014,24	8 261,20	91,33	140,25	13 507,02	3,53	639,74	-0,54	4,74
2008	3 144,34	11 046,56	11,83	206,44	14 409,17	6,68	657,49	2,77	4,56
2009	2 996,84	12 215,42	11,85	195,73	15 419,84	7,01	733,11	11,50	4,75
2010	1 946,02	13 994,45	180,81	211,74	16 333,02	5,92	770,77	5,14	4,72
2011	1 849,51	15 309,51	32,09	189,41	17 380,53	6,41	705,61	-8,45	4,06

En la **FIG. No. 1.19** se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 a nivel nacional, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 10.577,60GWh en el año 2002 a 17.380,53GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 3,88USD ¢/kWh en el año 2002 a 5,72USD ¢/kWh en el año 2005, alcanzando en el año 2011 un valor de 4,06USD ¢/kWh.

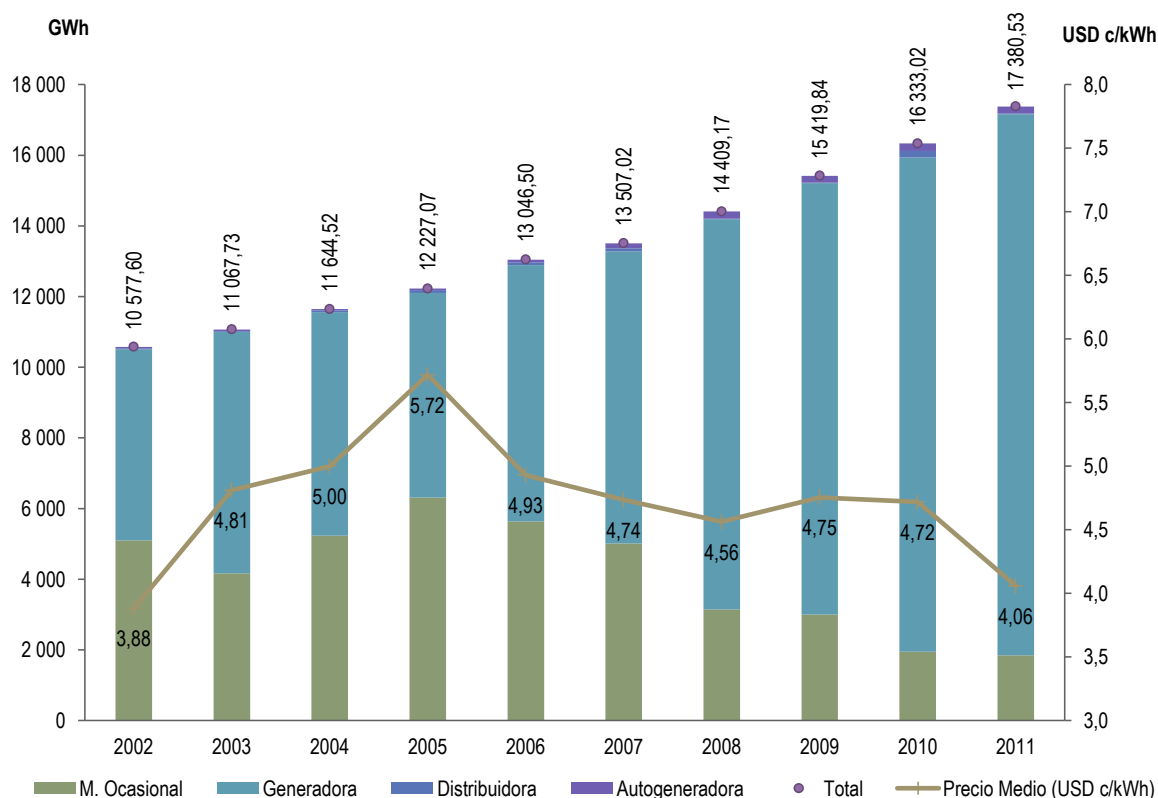


FIG. No. 1. 19: TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA Y PRECIOS MEDIOS

En la **TABLA No. 1.46** se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 6.116,74 GWh, lo que representa un incremento de

93,96% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 661,86GWh que representa el 11,02%, la compra a las generadoras fue de 59,73GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 61,83GWh que representa el 1,01% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 480,06GWh lo que representa un incremento del 8,52%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 249,97 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 101,99%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 11,95 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 4,56%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 4,09USD ¢/kWh mayor en 0,16USD ¢/kWh que el año 2002, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,56 USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 46: VARIACIÓN ANUAL DEL CONSUMO PROMEDIO kWh/Cliente

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	1.131,76	2.018,53	0,00	3,26	3.153,55		123,75		3,92
2003	1.376,45	1.972,57	19,28	2,71	3.371,01	6,90	167,08	35,02	4,96
2004	1.787,34	1.800,99	46,15	3,06	3.637,55	7,91	188,25	12,67	5,18
2005	2.184,65	1.630,23	81,73	3,39	3.900,00	7,22	239,71	27,34	6,15
2006	2.628,50	1.439,29	83,94	3,73	4.155,46	6,55	245,74	2,52	5,91
2007	2.317,41	1.962,20	89,27	3,86	4.372,74	5,23	226,22	-7,94	5,17
2008	1.417,59	3.354,33	6,05	1,55	4.779,52	9,30	198,20	-12,38	4,15
2009	1.398,76	3.816,64	10,55	21,06	5.247,00	9,78	252,45	27,37	4,81
2010	736,29	4.825,51	0,00	74,88	5.636,68	7,43	261,92	3,75	4,65
2011	661,86	5.393,06	0,00	61,83	6.116,74	8,52	249,97	-4,56	4,09

TABLA No. 1. 47: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS A NIVEL NACIONAL

Precio Medio (USD ¢/kWh)							
Año	Empresa	Residencial	Comercial	Industrial	A Público	Otros	Total general
2002	CNEL-Bolívar	12,08	8,55	8,46	12,02	10,38	11,47
	E.E. Ambato	10,13	9,35	10,69	13,10	8,18	10,22
	E.E. Azogues	10,42	9,14	10,55	17,16	7,35	10,95
	E.E. Centro Sur	9,17	8,50	8,87	10,09	8,07	9,02
	CNEL-EI Oro	9,55	9,14	9,18	10,78	9,98	9,61
	CNEL-Esmeraldas	7,43	8,31	8,55	10,07	8,48	8,30
	CNEL-Guayas Los Ríos	9,99	9,77	9,93	11,26	10,53	10,10
	CNEL-Los Ríos	10,41	8,42	10,25	10,77	10,56	10,16
	CNEL-Manabí	9,62	9,93	10,21	11,68	9,99	10,21
	CNEL-Milagro	10,19	9,71	10,88	10,99	10,27	10,28
	CNEL-Sta. Elena	9,56	9,54	10,63	10,87	10,51	10,05
	CNEL-Sto. Domingo	9,38	9,14	10,49	17,48	7,78	10,00
	CNEL-Sucumbíos	12,28	10,98	14,17	12,05	10,75	11,88
	E.E. Cotopaxi	10,63	8,72	9,87	11,45	9,30	10,06
	E.E. Galápagos	8,71	8,62	6,70	9,88	9,50	8,93
	E.E. Norte	9,30	8,28	9,58	10,76	9,17	9,36
	E.E. Quito	7,50	7,38	7,04	7,51	8,31	7,44
	E.E. Riobamba	9,72	8,76	8,85	10,54	9,30	9,44
	E.E. Sur	10,71	9,22	10,57	12,02	8,88	10,46
Eléctrica de Guayaquil	7,82	7,82	6,98	8,08	6,86	7,49	
Total 2002		8,66	8,24	8,06	10,07	8,37	8,52
2003	CNEL-Bolívar	13,63	10,13	13,11	13,84	10,10	12,93
	E.E. Ambato	11,41	10,16	11,11	15,44	8,43	11,20
	E.E. Azogues	11,74	9,72	10,47	18,43	8,92	12,14
	E.E. Centro Sur	10,33	9,02	9,07	11,48	7,60	9,84
	CNEL-EI Oro	10,54	9,58	9,07	11,93	9,99	10,25
	CNEL-Esmeraldas	9,81	9,13	8,47	10,77	8,57	9,33
	CNEL-Guayas Los Ríos	10,91	10,12	10,29	11,99	9,38	10,56
	CNEL-Los Ríos	9,50	8,58	7,77	9,45	7,78	8,98
	CNEL-Manabí	9,56	10,35	11,07	13,34	9,91	10,65
	CNEL-Milagro	11,17	9,91	10,65	12,53	10,08	10,74
	CNEL-Sta. Elena	10,97	9,88	9,85	11,50	9,93	10,49
	CNEL-Sto. Domingo	10,35	9,51	9,61	11,26	9,50	10,04
	CNEL-Sucumbíos	13,56	12,97	14,67	12,81	10,99	12,97
	E.E. Cotopaxi	11,94	10,08	10,13	12,25	9,71	10,83
	E.E. Galápagos	9,71	9,21	9,79	11,20	8,80	9,50
	E.E. Norte	10,55	9,37	9,94	10,69	8,83	10,13
	E.E. Quito	8,07	7,77	7,09	9,20	7,69	7,80
	E.E. Riobamba	10,99	9,45	9,22	11,73	9,64	10,45
	E.E. Sur	12,19	10,31	10,95	13,65	9,74	11,77
Eléctrica de Guayaquil	8,57	8,04	6,81	9,17	6,77	7,79	
Total 2003		9,46	8,60	7,97	11,24	8,21	8,97

TABLA No. 1. 48: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS A NIVEL NACIONAL

2004	CNEL-Bolívar	13,88	10,19	12,83	14,04	9,92	13,06
	E.E. Ambato	11,79	9,86	10,25	14,47	8,17	11,05
	E.E. Azogues	11,70	10,04	10,00	18,01	9,22	12,08
	E.E. Centro Sur	10,42	8,86	8,64	11,77	7,70	9,82
	CNEL-EI Oro	10,79	9,19	7,94	11,82	8,87	9,99
	CNEL-Esmeraldas	10,09	9,01	8,37	10,46	9,29	9,38
	CNEL-Guayas Los Ríos	10,79	9,21	8,80	11,70	8,95	10,08
	CNEL-Los Ríos	10,62	9,27	9,18	10,61	8,71	10,05
	CNEL-Manabí	11,03	9,68	9,03	12,89	7,96	10,42
	CNEL-Milagro	11,60	9,14	8,87	13,07	8,87	10,30
	CNEL-Sta. Elena	11,33	9,13	8,60	11,12	9,17	10,12
	CNEL-Sto. Domingo	10,59	9,04	8,11	15,50	8,57	10,12
	CNEL-Sucumbíos	12,08	10,90	12,86	7,16	12,31	11,07
	E.E. Cotopaxi	12,21	9,93	9,61	12,82	8,99	10,89
	E.E. Galápagos	9,94	9,12	9,42	11,57	8,83	9,57
	E.E. Norte	10,53	9,49	9,22	12,83	8,39	10,11
	E.E. Quito	8,55	7,78	7,02	9,73	7,51	8,02
	E.E. Riobamba	11,26	9,44	10,47	12,26	9,37	10,88
	E.E. Sur	12,28	10,21	11,00	13,98	9,33	11,78
Eléctrica de Guayaquil	8,80	7,56	6,34	9,51	6,56	7,66	
Total 2004	9,83	8,27	7,55	11,49	7,72	8,96	
2005	CNEL-Bolívar	13,76	10,19	11,44	13,78	9,85	12,95
	E.E. Ambato	11,52	9,68	9,99	15,23	8,14	10,89
	E.E. Azogues	11,56	9,56	9,70	17,54	9,13	11,81
	E.E. Centro Sur	10,37	8,82	8,45	11,70	7,60	9,73
	CNEL-EI Oro	10,80	9,03	7,72	11,71	8,61	9,85
	CNEL-Esmeraldas	10,20	8,94	8,27	4,74	7,90	8,47
	CNEL-Guayas Los Ríos	11,05	8,90	8,42	11,46	8,42	10,02
	CNEL-Los Ríos	10,51	8,98	8,68	9,24	8,08	9,67
	CNEL-Manabí	11,08	9,42	8,52	11,94	8,48	10,25
	CNEL-Milagro	11,31	8,88	9,38	12,87	8,42	10,12
	CNEL-Sta. Elena	11,32	9,01	8,32	10,91	8,29	9,77
	CNEL-Sto. Domingo	10,49	8,59	7,72	14,11	7,77	9,80
	CNEL-Sucumbíos	11,97	10,68	12,49	5,87	11,70	10,49
	E.E. Cotopaxi	11,96	9,74	9,16	13,33	8,66	10,65
	E.E. Galápagos	9,82	9,12	9,48	11,43	8,62	9,47
	E.E. Norte	10,27	9,06	9,29	12,87	8,65	9,99
	E.E. Quito	8,45	7,69	6,99	9,69	7,43	7,96
	E.E. Riobamba	11,01	9,10	9,95	12,11	9,48	10,60
	E.E. Sur	12,06	10,26	10,71	12,89	9,06	11,45
Eléctrica de Guayaquil	8,65	7,36	6,18	9,40	6,35	7,51	
Total 2005	9,73	8,11	7,44	10,97	7,56	8,82	

TABLA No. 1. 49: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS A NIVEL

2006	CNEL-Bolívar	13,55	10,23	11,01	13,78	9,90	12,83
	E.E. Ambato	11,52	9,76	9,99	14,99	7,92	10,87
	E.E. Azogues	11,41	9,65	9,78	15,66	8,90	11,51
	E.E. Centro Sur	10,31	8,84	8,34	11,70	7,42	9,66
	CNEL-EI Oro	10,43	8,99	7,69	11,71	8,66	9,63
	CNEL-Esmeraldas	10,41	8,87	8,60	10,33	8,37	9,35
	CNEL-Guayas Los Ríos	10,62	9,05	8,56	11,55	8,74	9,91
	CNEL-Los Ríos	10,62	9,27	9,06	10,87	6,57	9,63
	CNEL-Manabí	10,99	9,23	8,62	12,70	8,51	10,32
	CNEL-Milagro	11,32	8,91	9,69	12,88	7,11	9,89
	CNEL-Sta. Elena	11,30	8,96	8,20	11,04	8,79	9,85
	CNEL-Sto. Domingo	10,50	8,54	7,61	14,30	7,37	9,72
	CNEL-Sucumbíos	11,95	10,64	12,24	15,01	11,36	12,26
	E.E. Cotopaxi	11,87	9,71	9,08	12,74	8,80	10,58
	E.E. Galápagos	9,81	9,06	10,71	11,40	8,94	9,52
	E.E. Norte	10,29	9,03	9,51	12,59	8,86	10,04
	E.E. Quito	8,44	7,68	6,96	9,88	7,38	7,96
	E.E. Riobamba	10,95	9,13	9,68	12,61	9,50	10,61
	E.E. Sur	15,24	14,09	15,47	13,82	11,39	14,47
	Eléctrica de Guayaquil	8,64	7,40	6,22	9,39	5,87	7,44
Total 2006	9,77	8,20	7,50	11,59	7,31	8,88	
2007	CNEL-Bolívar	11,79	10,37	11,09	13,74	10,14	11,85
	E.E. Ambato	11,48	9,86	10,08	14,15	8,11	10,81
	E.E. Azogues	11,37	9,63	9,69	15,68	8,81	11,49
	E.E. Centro Sur	10,32	8,86	8,31	11,70	7,55	9,64
	CNEL-EI Oro	10,44	8,87	7,88	11,47	9,03	9,65
	CNEL-Esmeraldas	10,14	8,95	8,62	11,41	8,46	9,44
	CNEL-Guayas Los Ríos	10,82	9,05	8,43	11,56	8,52	9,92
	CNEL-Los Ríos	10,08	8,76	8,71	9,71	8,52	9,52
	CNEL-Manabí	10,90	9,26	8,26	13,50	7,66	10,16
	CNEL-Milagro	11,25	8,92	10,19	12,91	6,73	9,80
	CNEL-Sta. Elena	11,03	9,46	8,24	18,04	8,54	10,51
	CNEL-Sto. Domingo	10,46	8,50	7,61	14,66	7,18	9,69
	CNEL-Sucumbíos	11,96	10,65	12,20	14,19	10,36	11,58
	E.E. Cotopaxi	11,97	9,70	9,26	13,39	9,02	10,86
	E.E. Galápagos	9,82	9,12	12,51	11,33	8,94	9,59
	E.E. Norte	10,49	9,02	9,38	12,55	9,11	10,13
	E.E. Quito	8,44	7,74	6,95	9,90	7,25	7,95
	E.E. Riobamba	11,08	9,16	9,79	12,17	9,47	10,65
	E.E. Sur	12,12	10,52	10,72	18,18	9,70	12,24
Eléctrica de Guayaquil	8,43	7,39	6,23	9,37	6,22	7,42	
Total 2007	9,64	8,17	7,46	11,97	7,35	8,83	

TABLA No. 1. 50: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS A NIVEL

2008	CNEL-Bolívar	11,33	9,65	11,57	13,04	9,25	11,26
	E.E. Ambato	10,85	9,36	9,36	13,62	7,85	10,23
	E.E. Azogues	10,80	9,19	8,71	11,95	8,01	10,46
	E.E. Centro Sur	10,06	8,52	7,77	11,55	6,86	9,21
	CNEL-EI Oro	10,27	8,61	7,68	11,30	8,08	9,38
	CNEL-Esmeraldas	9,52	8,72	8,18	10,92	8,11	9,02
	CNEL-Guayas Los Ríos	10,23	9,00	7,83	11,47	7,34	9,29
	CNEL-Los Ríos	8,49	7,40	7,35	9,69	7,27	8,16
	CNEL-Manabí	10,58	8,60	7,72	13,67	8,22	9,91
	CNEL-Milagro	10,79	8,69	8,86	12,37	7,39	9,66
	CNEL-Sta. Elena	10,66	10,12	8,07	11,01	9,72	9,93
	CNEL-Sto. Domingo	10,15	8,42	7,22	14,80	7,21	9,48
	CNEL-Sucumbíos	10,55	9,55	10,29	12,40	10,02	10,36
	E.E. Cotopaxi	11,36	9,12	7,76	13,35	8,96	9,77
	E.E. Galápagos	9,66	8,96	12,67	11,40	7,84	9,21
	E.E. Norte	10,44	8,68	8,60	12,47	8,30	9,77
	E.E. Quito	8,40	7,70	6,82	9,45	7,12	7,83
	E.E. Riobamba	10,48	8,79	8,74	11,57	7,49	9,79
	E.E. Sur	11,36	9,64	10,21	13,98	9,16	11,06
	Eléctrica de Guayaquil	8,21	7,34	6,19	9,40	5,94	7,22
Total 2008	9,36	8,02	7,19	11,40	7,08	8,51	
2009	CNEL-Bolívar	11,30	8,70	9,00	11,48	7,62	10,65
	E.E. Ambato	10,04	8,45	8,04	13,13	6,77	9,29
	E.E. Azogues	10,33	8,27	6,05	13,68	6,92	8,22
	E.E. Centro Sur	9,85	8,03	6,82	11,24	6,58	8,56
	CNEL-EI Oro	9,62	8,03	7,22	10,99	7,22	8,74
	CNEL-Esmeraldas	9,17	8,37	7,48	6,74	8,03	8,25
	CNEL-Guayas Los Ríos	10,31	8,19	6,77	11,35	5,25	8,43
	CNEL-Los Ríos	7,99	8,23	8,40	9,08	7,54	8,09
	CNEL-Manabí	9,93	7,85	6,56	9,66	6,67	8,39
	CNEL-Milagro	9,91	7,86	7,21	11,37	7,38	8,62
	CNEL-Sta. Elena	10,13	8,33	7,08	11,47	7,29	8,69
	CNEL-Sto. Domingo	7,99	8,20	6,92	12,87	6,99	8,18
	CNEL-Sucumbíos	9,50	8,00	8,68	11,07	7,24	8,77
	E.E. Cotopaxi	10,49	8,32	6,86	12,82	6,93	8,66
	E.E. Galápagos	9,34	8,83	13,38	11,45	8,30	9,12
	E.E. Norte	9,94	8,27	7,59	12,36	7,49	9,09
	E.E. Quito	8,43	7,64	6,54	9,85	7,10	7,74
E.E. Riobamba	10,21	8,41	6,59	11,36	7,37	8,95	
E.E. Sur	10,28	8,44	9,35	11,29	7,82	9,72	
Eléctrica de Guayaquil	8,05	7,35	5,58	9,38	7,34	6,94	
Total 2009	9,04	7,75	6,38	10,52	7,06	7,95	

TABLA No. 1. 51: PRECIOS MEDIOS A CLIENTES REGULADOS A NIVEL

2010	CNEL-Bolívar	11,03	8,33	9,01	11,30	7,56	10,40
	E.E. Ambato	9,94	8,41	7,65	14,49	6,74	9,18
	E.E. Azogues	10,33	8,01	5,88	13,62	6,80	7,81
	E.E. Centro Sur	9,93	8,06	6,76	11,28	6,80	8,58
	CNEL-EI Oro	9,56	7,95	7,09	11,17	7,33	8,66
	CNEL-Esmeraldas	9,77	8,21	7,66	10,37	7,43	8,76
	CNEL-Guayas Los Ríos	9,36	8,22	6,66	11,32	7,47	8,33
	CNEL-Los Ríos	9,57	8,18	8,42	11,21	7,36	9,09
	CNEL-Manabí	9,81	7,94	6,56	5,33	7,05	7,90
	CNEL-Milagro	9,85	8,07	6,35	11,23	7,47	8,18
	CNEL-Sta. Elena	10,02	8,28	6,84	11,32	7,62	8,60
	CNEL-Sto. Domingo	9,67	8,61	6,97	11,28	7,07	8,82
	CNEL-Sucumbíos	10,69	8,62	8,38	13,71	5,27	9,15
	E.E. Cotopaxi	10,48	8,31	6,35	14,12	7,04	8,10
	E.E. Galápagos	9,36	8,88	10,83	11,50	8,40	9,14
	E.E. Norte	9,93	8,34	7,41	12,06	6,96	8,96
	E.E. Quito	8,44	7,65	6,57	8,31	6,29	7,63
	E.E. Riobamba	10,09	8,33	6,52	11,31	6,98	8,81
	E.E. Sur	10,24	8,49	8,80	11,31	7,90	9,68
	Eléctrica de Guayaquil	8,67	7,57	6,12	9,34	2,58	7,03
Total 2010	9,22	7,85	6,53	9,86	5,86	7,93	
2011	CNEL-Bolívar	10,97	8,41	9,54	11,30	7,62	10,39
	E.E. Ambato	10,05	8,35	7,73	13,80	6,77	9,17
	E.E. Azogues	10,31	8,16	5,88	14,16	6,81	7,86
	E.E. Centro Sur	9,98	8,02	6,72	11,25	6,83	8,54
	CNEL-EI Oro	9,72	7,92	7,11	11,32	7,35	8,68
	CNEL-Esmeraldas	10,72	8,26	6,92	9,20	4,22	8,42
	CNEL-Guayas Los Ríos	9,79	8,33	6,86	11,25	8,23	8,48
	CNEL-Los Ríos	9,68	8,40	8,41	11,21	7,05	9,15
	CNEL-Manabí	9,82	7,92	6,51	6,37	6,78	8,03
	CNEL-Milagro	9,78	8,07	6,40	11,25	7,39	8,17
	CNEL-Sta. Elena	10,06	8,31	6,78	11,22	8,79	8,67
	CNEL-Sto. Domingo	9,74	8,28	6,88	0,96	6,69	8,06
	CNEL-Sucumbíos	10,89	8,83	8,12	15,69	6,37	9,60
	E.E. Cotopaxi	10,57	8,31	7,06	13,84	5,92	7,81
	E.E. Galápagos	9,47	8,65	10,52	9,75	8,34	9,00
	E.E. Norte	10,01	8,37	6,91	11,39	6,96	8,65
	E.E. Quito	8,52	7,64	6,57	10,61	6,53	7,78
	E.E. Riobamba	10,37	8,30	6,53	11,32	7,03	8,95
E.E. Sur	10,30	8,47	8,83	11,30	7,72	9,68	
Eléctrica de Guayaquil	9,05	7,49	5,64	9,39	4,68	7,07	
Total 2011	9,42	7,83	6,39	10,17	6,19	7,97	

TABLA No. 1. 52: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	1 131,76	2 018,53	0,00	3,26	3 153,55		123,75		3,92
2003	1 376,45	1 972,57	19,28	2,71	3 371,01	6,90	167,08	35,02	4,96
2004	1 787,34	1 800,99	46,15	3,06	3 637,55	7,91	188,25	12,67	5,18
2005	2 184,65	1 630,23	81,73	3,39	3 900,00	7,22	239,71	27,34	6,15
2006	2 628,50	1 439,29	83,94	3,73	4 155,46	6,55	245,74	2,52	5,91
2007	2 317,41	1 962,20	89,27	3,86	4 372,74	5,23	226,22	-7,94	5,17
2008	1 417,59	3 354,33	6,05	1,55	4 779,52	9,30	198,20	-12,38	4,15
2009	1 398,76	3 816,64	10,55	21,06	5 247,00	9,78	252,45	27,37	4,81
2010	736,29	4 825,51	0,00	74,88	5 636,68	7,43	261,92	3,75	4,65
2011	661,86	5 393,06	0,00	61,83	6 116,74	8,52	249,97	-4,56	4,09

En la **FIG. No. 1.20** se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de CNEL, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 3.153,55GWh en el año 2002 a 6.116,74GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 3,92USD ϕ /kWh en el año 2002 a 6,15USD ϕ /kWh en el año 2003, alcanzando en el año 2011 un valor de 4,09USD ϕ /kWh.

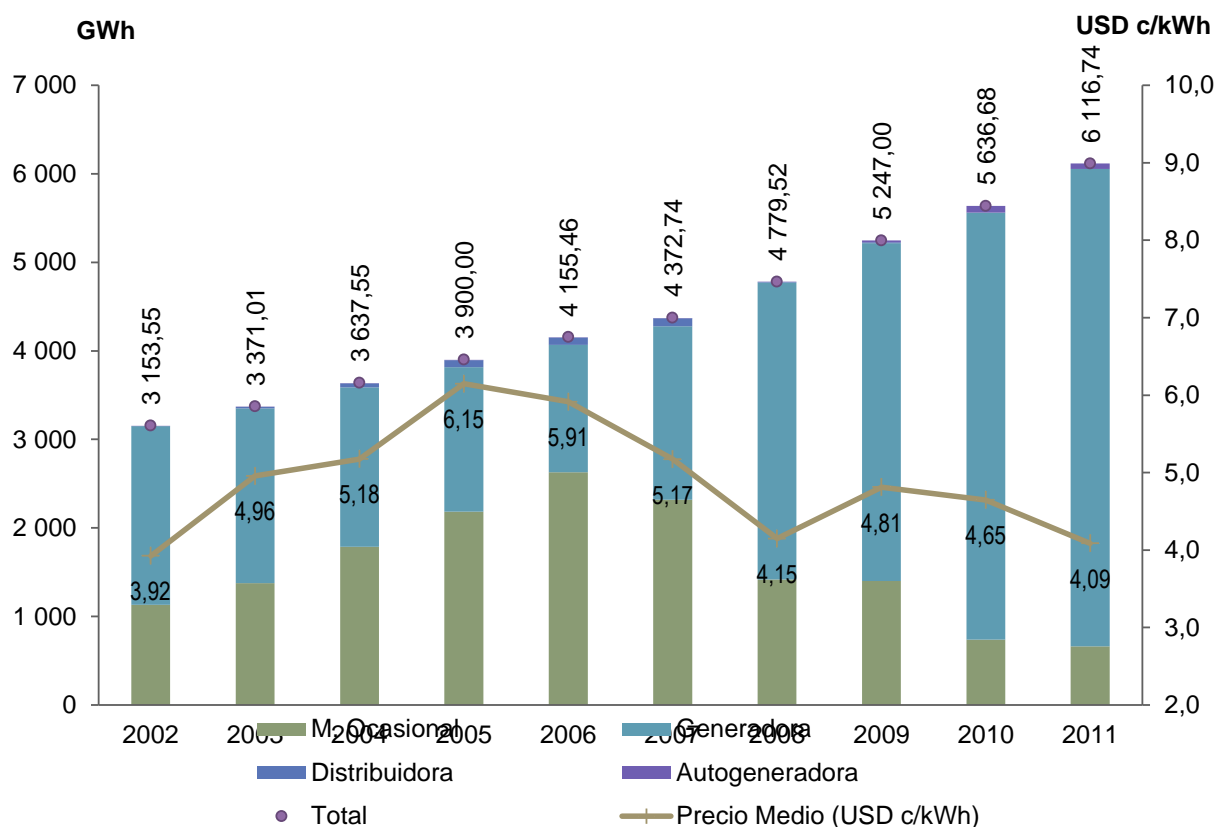


FIG. No. 1. 20: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL

En la **TABLA No. 1.53** , se indican las transacciones históricas de compra de energía de las Es.Es., donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 11.263,79GWh, lo que representa un

incremento de 51,72% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 1.187,65GWh que representa el 11,02 %, la compra a las generadoras fue de 9.916,46GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 159,68GWh que representa el 1,42% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 567,44GWh lo que representa un incremento del 5,31%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 455,65millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 58,84%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 53,20 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 10,46%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 4,05USD ¢/kWh mayor en 0,18USD ¢/kWh que el año 2002, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,71USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 53: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LAS ES.ES.

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	3 972,74	3 384,23	32,97	34,11	7 424,05		286,85		3,86
2003	2 791,11	4 861,53	0,00	44,07	7 696,71	3,67	365,28	27,34	4,75
2004	3 445,07	4 529,83	0,01	32,07	8 006,97	4,03	393,93	7,84	4,92
2005	4 131,64	4 155,39	0,01	40,04	8 327,07	4,00	459,57	16,66	5,52
2006	3 010,76	5 809,04	0,06	71,18	8 891,03	6,77	397,47	-13,51	4,47
2007	2 696,83	6 299,00	2,07	136,39	9 134,29	2,74	413,52	4,04	4,53
2008	1 726,74	7 692,23	5,78	204,90	9 629,66	5,42	459,29	11,07	4,77
2009	1 598,08	8 398,78	1,30	174,67	10 172,84	5,64	480,66	4,65	4,72
2010	1 209,74	9 168,94	180,81	136,86	10 696,34	5,15	508,85	5,87	4,76
2011	1 187,65	9 916,46	32,09	127,59	11 263,79	5,31	455,65	-10,46	4,05

En la **FIG. No. 1.21**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de las Es.Es., en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 7.424,05GWh en el año 2002 a 11.263,79GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 3,86 USD ¢/kWh en el año 2002 a 5,52USD ¢/kWh en el año 2005, alcanzando en el año 2011 un valor de 4,05 USD ¢/kWh.

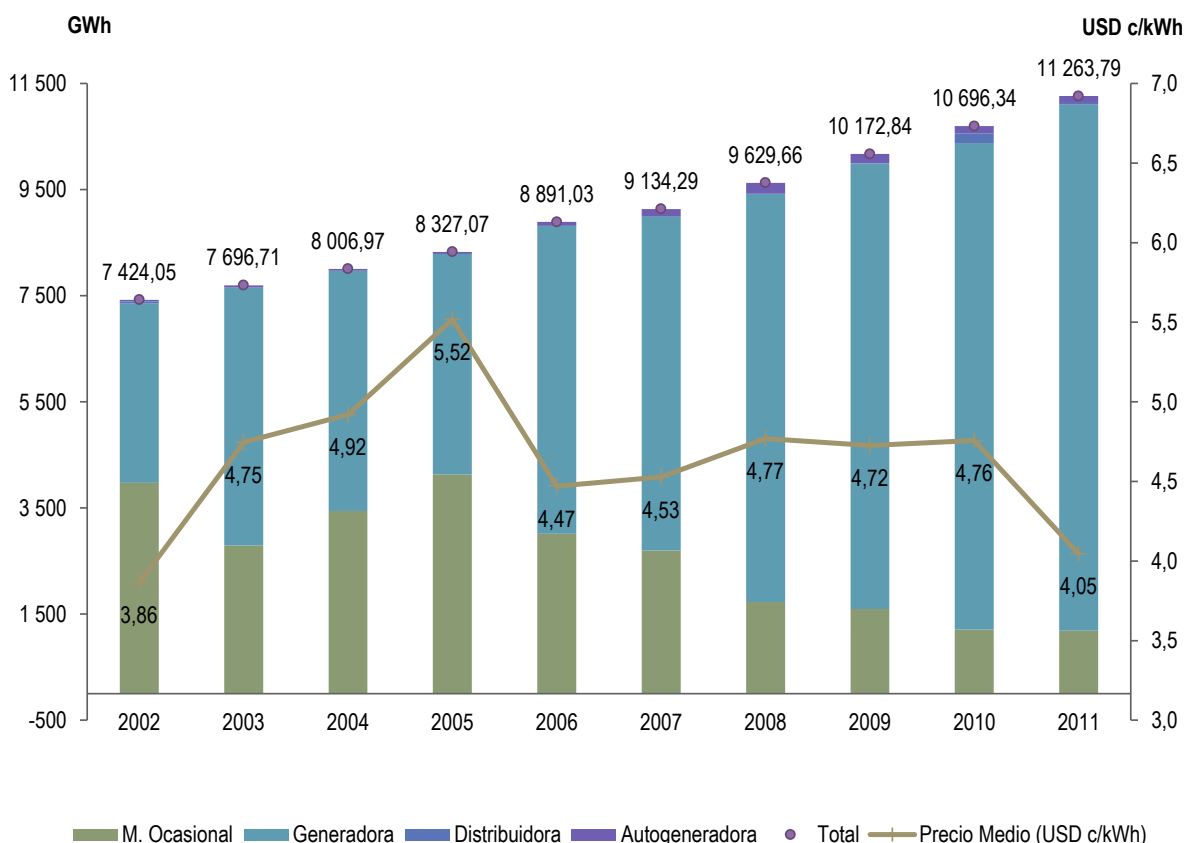


FIG. No. 1. 21: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LAS Es.Es.

1.5.1 CNEL-Bolívar

En la **TABLA No. 1.54** se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL-Bolívar, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 67,86GWh, lo que representa un incremento de 42,78% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 7,48 GWh que representa el 11,02 %, la compra a las generadoras fue de 59,73GWh que representa el 88,01% del total y a los autogeneradores 0,66GWh que representa el 0,97% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 3,16GWh lo que representa un incremento del 4,89%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 2,51 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 37,52%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 0,45 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 15,31%.

El precio medio de compra del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 3,69 USD ¢/kWh menor en 0,14USD ¢/kWh que el año 2002, debido a que las transacciones de compra se realiza en base a contratos y directamente con las generadoras, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,88 USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 54: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-BOLÍVAR

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	19,00	28,53	-	-	47,53		1,82		3,83
2003	21,10	26,23	-	-	47,33	-0,42	2,39	30,95	5,04
2004	25,59	23,75	-	-	49,34	4,26	2,17	-9,12	4,40
2005	30,32	21,30	-	-	51,62	4,61	2,54	17,18	4,92
2006	34,81	18,52	-	-	53,33	3,31	2,42	-4,70	4,54
2007	13,36	42,90	-	-	56,26	5,50	2,47	1,79	4,38
2008	5,12	53,40	0,66	-	59,18	5,17	2,45	-0,63	4,14
2009	11,78	48,96	0,64	0,27	61,64	4,17	2,72	11,12	4,42
2010	7,21	56,81	-	0,67	64,70	4,96	2,96	8,71	4,57
2011	7,48	59,73	-	0,66	67,86	4,89	2,51	-15,31	3,69

En la **FIG. No. 1.22**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de CNEL-Bolívar, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 47,33GWh en el año 2002 a 67,86GWh en el año 2011. El precio medio de compra más bajo,(3,69 USD ¢/kWh), se registra en el año 2011.

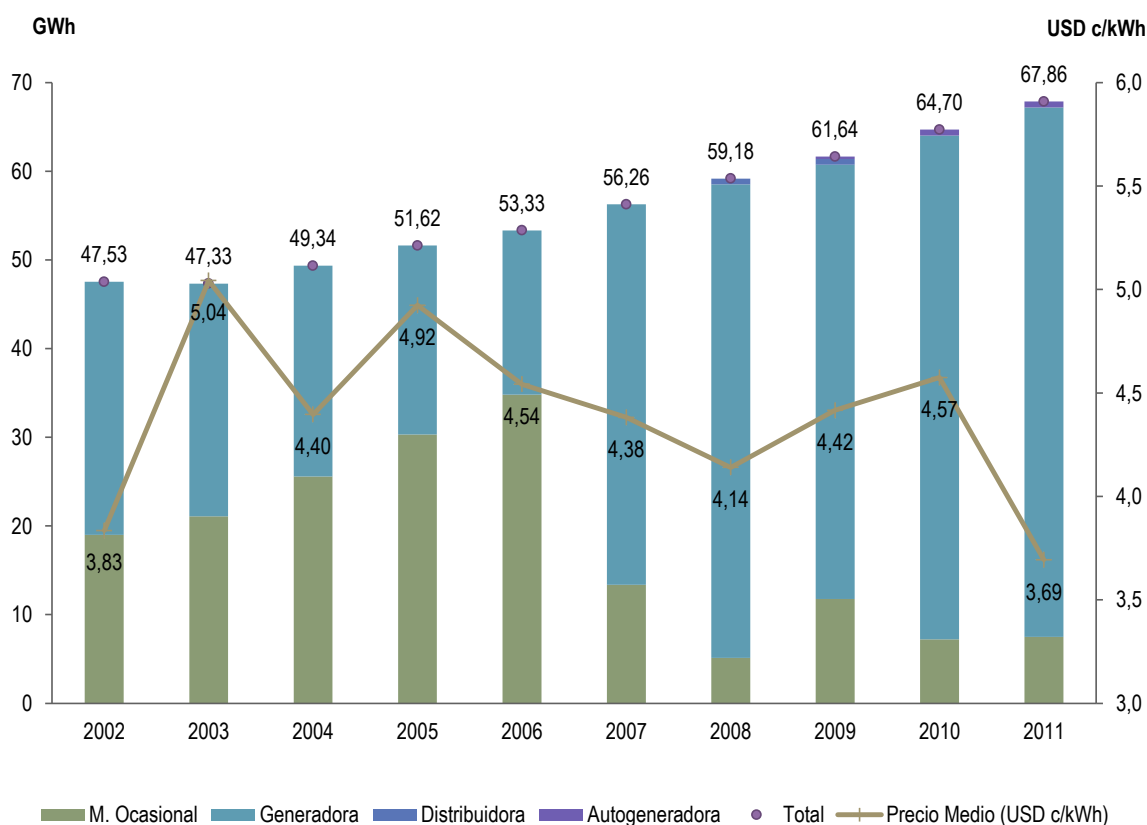


FIG. No. 1. 22: PRECIO MEDIO Y TIPO DE TRANSACCIONES EN COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-BOLÍVAR

1.5.2 CNEL-El Oro.

En la **TABLA No. 1.55**, se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL-Oro, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 748,26GWh, lo que representa un incremento de 80,71% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 82,42GWh que representa el 11,02%, la compra a las generadoras fue de 658,67GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 7,17 GWh que representa el 0,96% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 96,93GWh lo que representa un incremento del 14,88%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 27,87 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 70,23%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 2,75 millones de dólares lo que representa un crecimiento del 10,97%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio de compra es de 3,72USD ¢/kWh menor en 0,23USD ¢/kWh que el año 2002, debido a que las transacciones de compra se realiza en base a contratos con las generadoras, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,13USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 55: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-EL ORO

Año	Energía Comprada (GWh)				Total	Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora					
2002	150,06	264,01	-	-	414,07		16,37		3,95
2003	187,13	251,95	-	-	439,09	6,04	21,30	30,13	4,85
2004	239,67	226,56	-	-	466,23	6,18	24,50	15,03	5,26
2005	289,43	205,25	-	-	494,68	6,10	29,66	21,04	6,00
2006	334,90	197,44	-	-	532,34	7,61	29,86	0,67	5,61
2007	313,66	249,70	-	-	563,36	5,83	27,93	-6,46	4,96
2008	192,16	401,95	-	-	594,11	5,46	24,29	-13,01	4,09
2009	395,18	215,12	-	-	610,30	2,73	29,58	21,77	4,85
2010	182,12	463,85	-	5,36	651,32	6,72	25,11	-15,12	3,86
2011	82,42	658,67	-	7,17	748,26	14,88	27,87	10,97	3,72

En la **FIG. No. 1.23**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de CNEL-Oro, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 414,07GWh en el año 2002 a 748,26GWh en el año 2011. El precio medio del año 2011 fue de 3,72USD ¢/kWh.

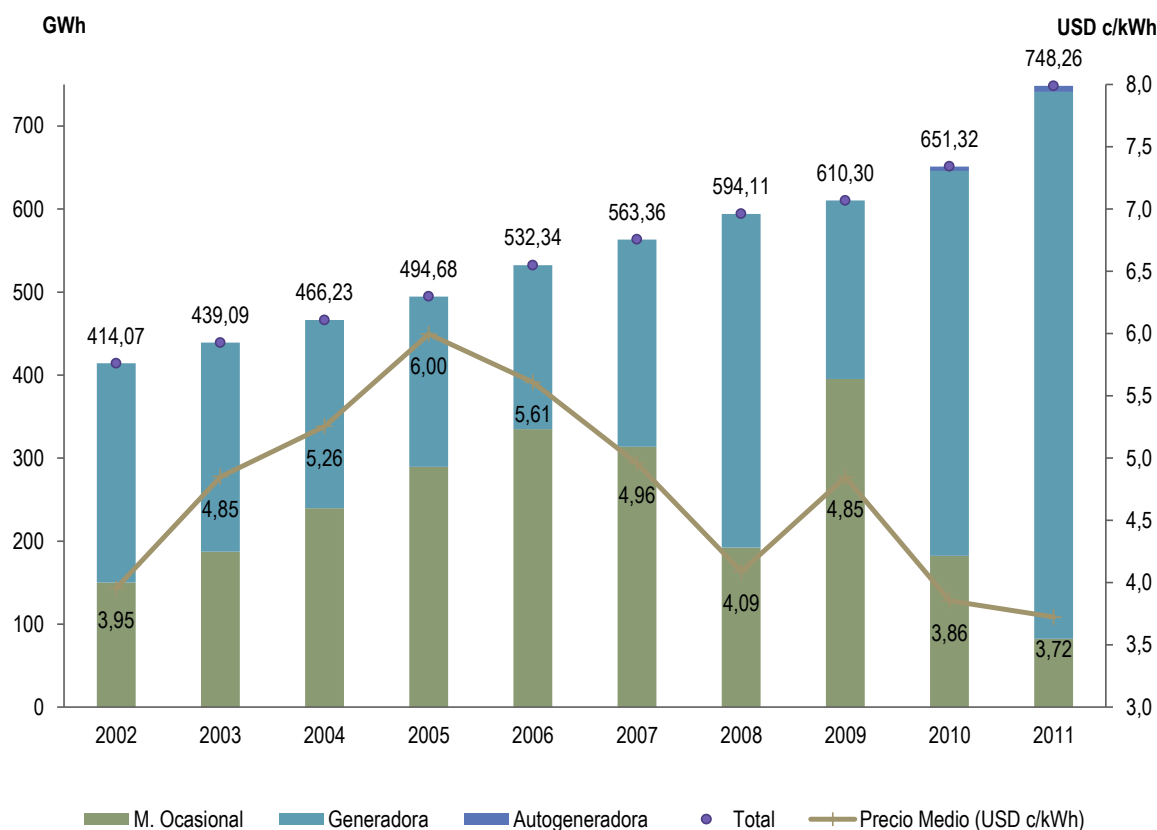


FIG. No. 1. 23: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-EL ORO

1.5.3 CNEL-Esmeraldas.

En la **TABLA No. 1.56**, se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL-Esmeraldas, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 442,89 GWh, lo que representa un incremento de 61,13% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 43,31GWh que representa el 11,02 %, la compra a las generadoras fue de 395,26 GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 4,32 GWh que representa el 0,98% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 15,73 GWh lo que representa un incremento del 3,68 %.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 21,11 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 93,54 %, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 0,77 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 3,80 %.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 4,77 USD ¢/kWh mayor en 0,80 USD ¢/kWh que el año 2002, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,01 USD ¢/kWh.

Esta regional entregó su energía a clientes regulados; y al cliente no regulado Codesa a partir del año 2008, bajo el tipo de consumo propio. Por lo tanto el comportamiento de la variación anual depende directamente de la demanda de energía eléctrica de la misma.

TABLA No. 1. 56: VARIACIÓN ANUAL DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-ESMERALDAS

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	107,42	167,44	-	-	274,86		10,91		3,97
2003	129,41	172,04	-	-	301,45	9,67	14,48	32,70	4,80
2004	164,17	155,01	-	-	319,18	5,88	17,83	23,17	5,59
2005	201,95	142,04	-	-	344,00	7,78	23,28	30,56	6,77
2006	236,26	123,55	-	-	359,81	4,60	20,39	-12,43	5,67
2007	220,50	152,16	-	-	372,65	3,57	17,96	-11,88	4,82
2008	116,15	277,01	-	-	393,17	5,50	15,99	-11,01	4,07
2009	82,06	328,40	-	1,84	412,30	4,87	19,58	22,51	4,75
2010	48,84	373,82	-	4,50	427,16	3,60	20,34	3,86	4,76
2011	43,31	395,26	-	4,32	442,89	3,68	21,11	3,80	4,77

En la **FIG. No. 1.24**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de CNEL-Esmeraldas, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 274,86GWh en el año 2002 a 442,89GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 3,97USD ¢/kWh en el año 2002 a 6,77USD ¢/kWh en el año 2005, alcanzando en el año 2011 un valor de 4,77USD ¢/kWh.

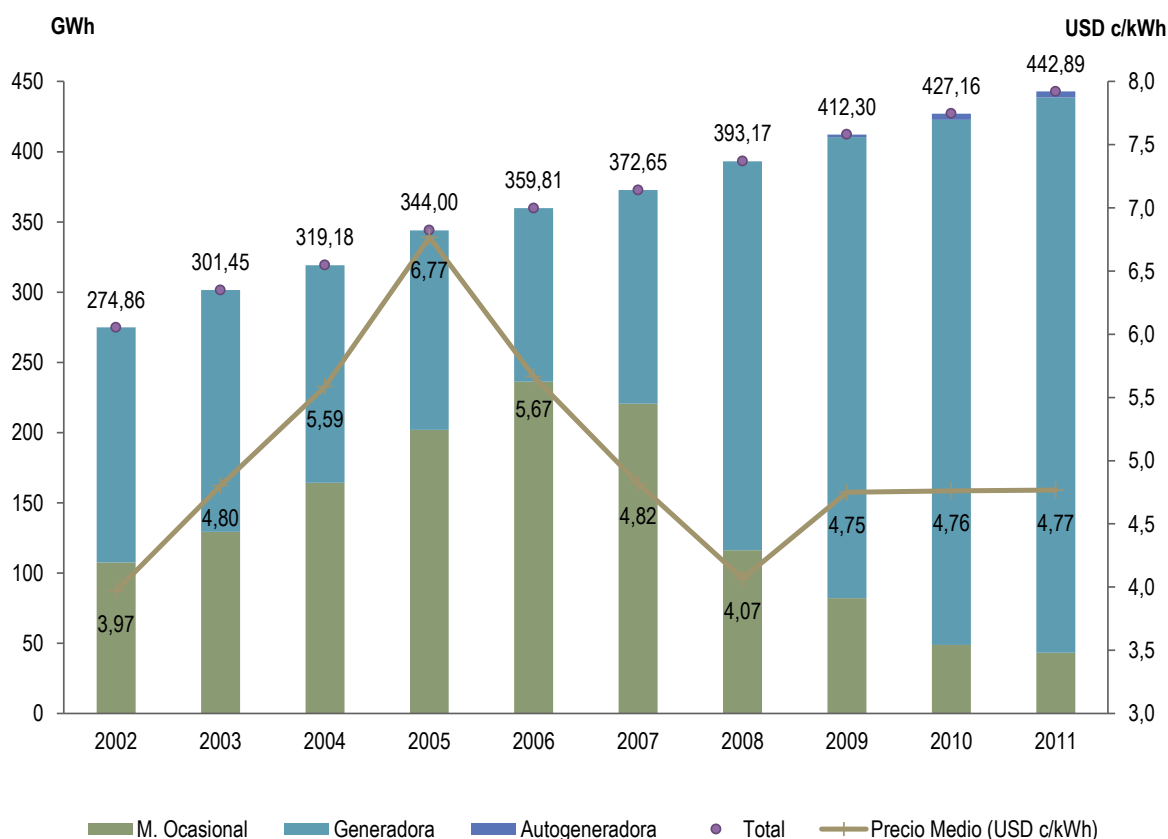


FIG. No. 1. 24: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-ESMERALDAS

1.5.4 CNEL-Guayas Los Ríos.

En la **TABLA No. 1.57**, se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL-Guayas Los Ríos, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 1.502,74GWh, lo que representa un incremento de 119,57% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 166,60GWh que representa el 11,02 %, la compra a las generadoras fue de 1.321,88GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 14,27GWh que representa el 0,95% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 108,31GWh lo que representa un incremento del 7,77%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 69,10 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 156,59%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 2,19 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 3,27%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 4,60USD ¢/kWh mayor en 0,66USD ¢/kWh que el año 2002, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,20USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 57: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-GUAYAS-LOS RÍOS

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidor a	Autogeneradora	Total				
2002	253,61	430,79	-	-	684,40		26,93		3,93
2003	300,24	396,88	-	-	697,12	1,86	34,58	28,39	4,96
2004	387,45	366,56	-	-	754,02	8,16	40,68	17,66	5,40
2005	474,21	333,40	-	-	807,61	7,11	50,24	23,47	6,22
2006	606,01	255,34	-	-	861,35	6,65	50,50	0,53	5,86
2007	460,68	418,72	-	-	879,40	2,10	44,91	-11,07	5,11
2008	275,26	759,80	-	-	1 035,06	17,70	42,81	-4,68	4,14
2009	248,95	1 001,16	-	5,64	1 255,75	21,32	60,48	41,27	4,82
2010	156,20	1 223,84	-	14,39	1 394,43	11,04	66,91	10,63	4,80
2011	166,60	1 321,88	-	14,27	1 502,74	7,77	69,10	3,27	4,60

En la **FIG. No. 1.25**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de CNEL-Guayas Los Ríos, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 684,40 GWh en el año 2002 a 1.502,74 GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 3,93USD ¢/kWh en el año 2002 a 6,22 USD ¢/kWh en el año 2005, alcanzando en el año 2011 un valor de 4,60USD ¢/kWh.

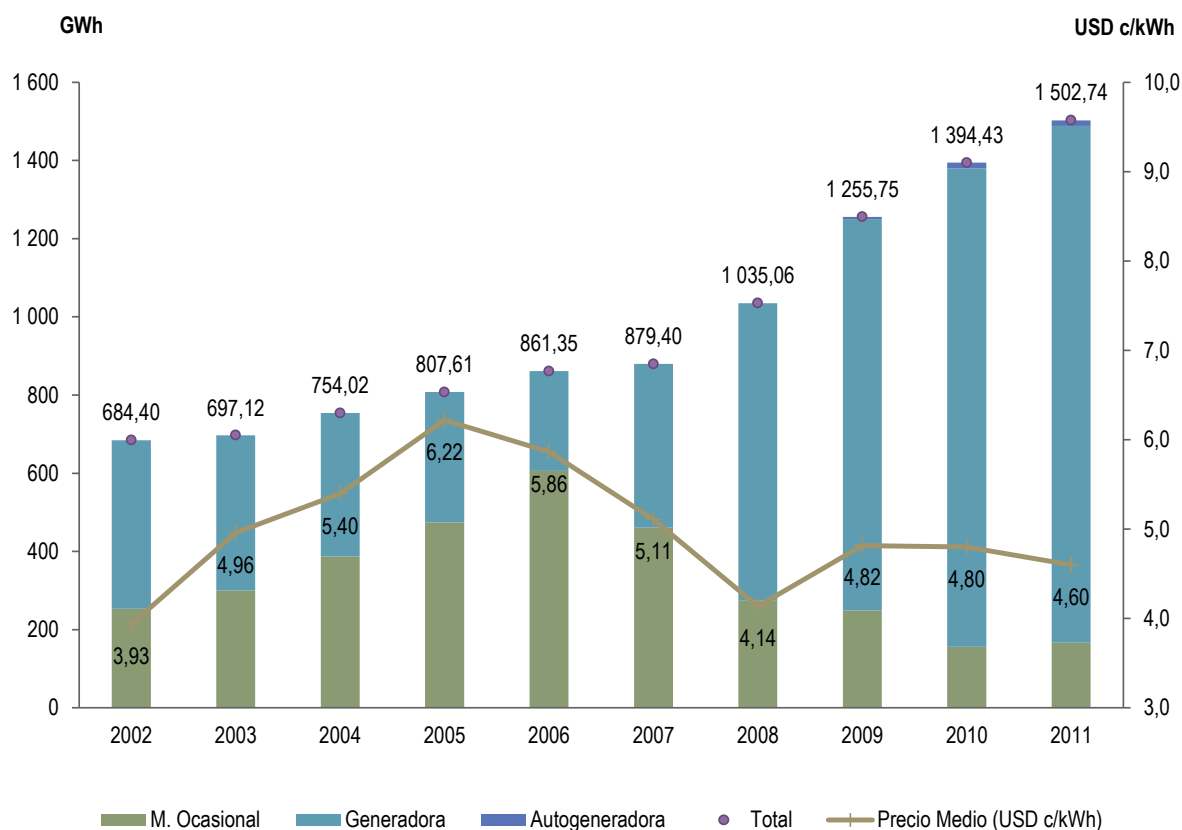


FIG. No. 1. 25: PRECIO MEDIO Y TIPO DE TRANSACCIONES EN COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-GUAYAS-LOS RÍOS

1.5.5 CNEL-Los Ríos.

En la **TABLA No. 1.58**, se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL-Los Ríos, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 323,11GWh, lo que representa un incremento de 65,98% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 29,48 GWh que representa el 11,02 %, la compra a las generadoras fue de 290,35 GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 3,28GWh que representa el 1,01% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 7,15 GWh lo que representa un incremento del 2,26%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 12,16 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 52,29%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 2,40 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 16,48%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 3,76USD ¢/kWh menor en 0,34 USD ¢/kWh que el año 2002, debido a que las transacciones de compra se realiza en base a contratos y directamente con las generadoras, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,85USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 58: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-LOS RÍOS

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	69,09	125,58			194,67		7,99		4,10
2003	86,80	123,48			210,28	8,02	10,78	35,00	5,13
2004	111,51	112,80			224,31	6,67	11,56	7,21	5,15
2005	142,37	99,89	0,04		242,30	8,02	13,79	19,32	5,69
2006	180,42	78,82			259,23	6,99	14,32	3,81	5,52
2007	174,05	98,62	0,04		272,71	5,20	12,55	-12,37	4,60
2008	94,07	195,18	0,04		289,29	6,08	11,55	-7,98	3,99
2009	72,32	232,18	1,49	1,31	307,29	6,22	15,56	34,75	5,06
2010	34,86	277,84		3,25	315,96	2,82	14,57	-6,39	4,61
2011	29,48	290,35		3,28	323,11	2,26	12,16	-16,48	3,76

En la **FIG. No. 1.26** se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de CNEL-Los Ríos, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 194,67GWh en el año 2002 a 323,11 GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 3,76 USD ¢/kWh en el año 2011 a 5,69 USD ¢/kWh en el año 2005, alcanzando en el año 2011 un valor de 3,76USD ¢/kWh.

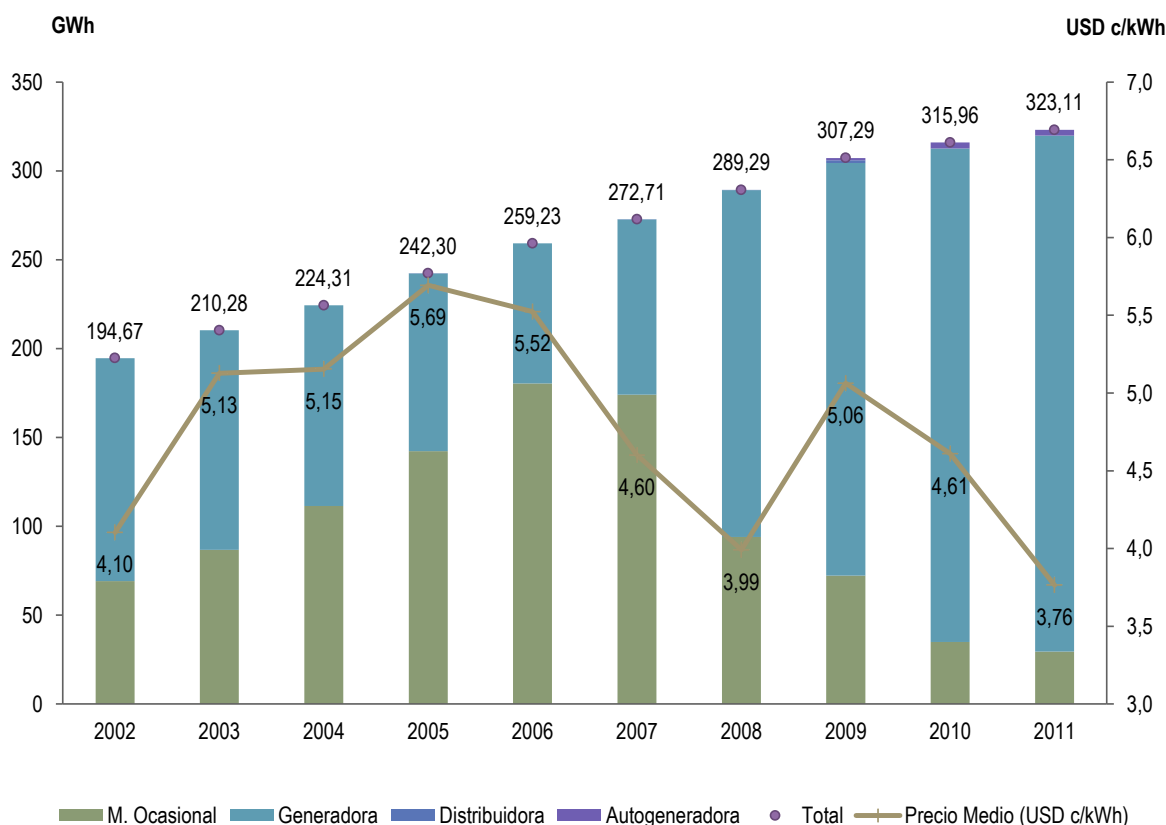


FIG. No. 1. 26: PRECIO MEDIO Y TIPO DE TRANSACCIONES EN COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-LOS RÍOS

1.5.6 CNEL-Manabí.

En la **TABLA No. 1.59**, se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL-Manabí, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 1.389,89 GWh, lo que representa un incremento de 89,98 % respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 152,76 GWh que representa el 11,02 %, la compra a las generadoras fue de 1.223,78 GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 13,35 GWh que representa el 0,96 % del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 108,60 GWh lo que representa un incremento del 8,48 %.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 51,74 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 77,33%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 10,47 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 16,83%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 3,72USD ¢/kWh menor en 0,27USD ¢/kWh que el año 2002, debido a que las transacciones de compra se realiza en base a contratos y directamente con las generadoras, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 1,13 USD ¢/kWh .

TABLA No. 1. 59: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-MANABÍ

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	278,17	453,40			731,58		29,18		3,99
2003	345,33	449,04			794,38	8,58	40,69	39,46	5,12
2004	451,46	419,97			871,43	9,70	40,98	0,71	4,70
2005	538,97	376,32			915,29	5,03	49,55	20,93	5,41
2006	635,97	362,59			998,55	9,10	65,65	32,49	6,57
2007	536,13	539,70			1 075,83	7,74	60,83	-7,34	5,65
2008	375,21	771,95			1 147,16	6,63	50,37	-17,20	4,39
2009	301,77	921,20	8,42	5,44	1 236,83	7,82	62,20	23,49	5,03
2010	142,21	1 125,80		13,29	1 281,29	3,59	62,21	0,01	4,85
2011	152,76	1 223,78		13,35	1 389,89	8,48	51,74	-16,83	3,72

En la **FIG. No. 1.27**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de CNEL-Manabí, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 731,58GWh en el año 2002 a 1.389,89 GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 3,72 USD ¢/kWh en el año 2011 a 6,57 USD ¢/kWh en el año 2006.

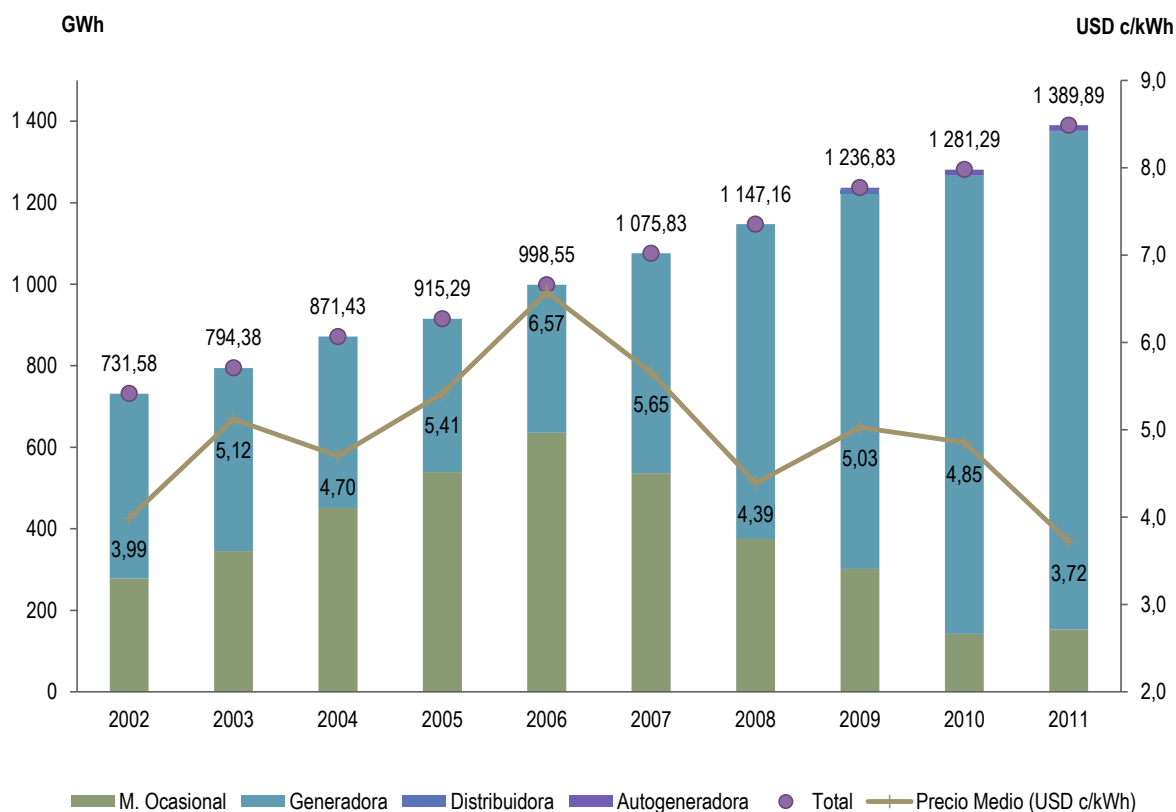


FIG. No. 1. 27: PRECIO MEDIO Y TIPO DE TRANSACCIONES EN COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-MANABÍ

1.5.7 CNEL-Milagro.

En la **TABLA No. 1.60**, se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL-Milagro, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 599,10GWh, lo que representa un incremento de 105,92 % respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 65,83GWh que representa el 11,02%, la compra a las generadoras fue de 527,46GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 5,81GWh que representa el 0,97% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 38,85 GWh lo que representa un incremento del 6,93%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 22,55millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 85,77%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 3,77 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 14,31%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 3,76USD ¢/kWh menor en 0,06USD ¢/kWh que el año 2002, debido a que las transacciones de compra se realiza en base a contratos y directamente con las generadoras, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,93USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 60: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-MILAGRO

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	118,89	198,45	-	-	317,35		12,14		3,83
2003	141,94	194,72	-	-	336,66	6,08	16,84	38,72	5,00
2004	179,11	168,73	-	-	347,84	3,32	18,40	9,24	5,29
2005	216,63	152,08	-	-	368,71	6,00	22,74	23,59	6,17
2006	277,88	99,47	-	-	377,35	2,34	22,89	0,65	6,06
2007	244,71	154,40	-	-	399,11	5,77	20,08	-12,28	5,03
2008	129,85	276,41	-	-	406,27	1,79	16,63	-17,17	4,09
2009	89,90	381,50	-	2,06	473,46	16,54	21,91	31,76	4,63
2010	60,79	493,65	-	5,82	560,25	18,33	26,32	20,13	4,70
2011	65,83	527,46	-	5,81	599,10	6,93	22,55	-14,31	3,76

En la **FIG. No. 1.28**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de CNEL- Milagro, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 317,35GWh en el año 2002 a 599,10 GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones, alcanzando en el año 2011 un valor de 3,76 USD ¢/kWh.

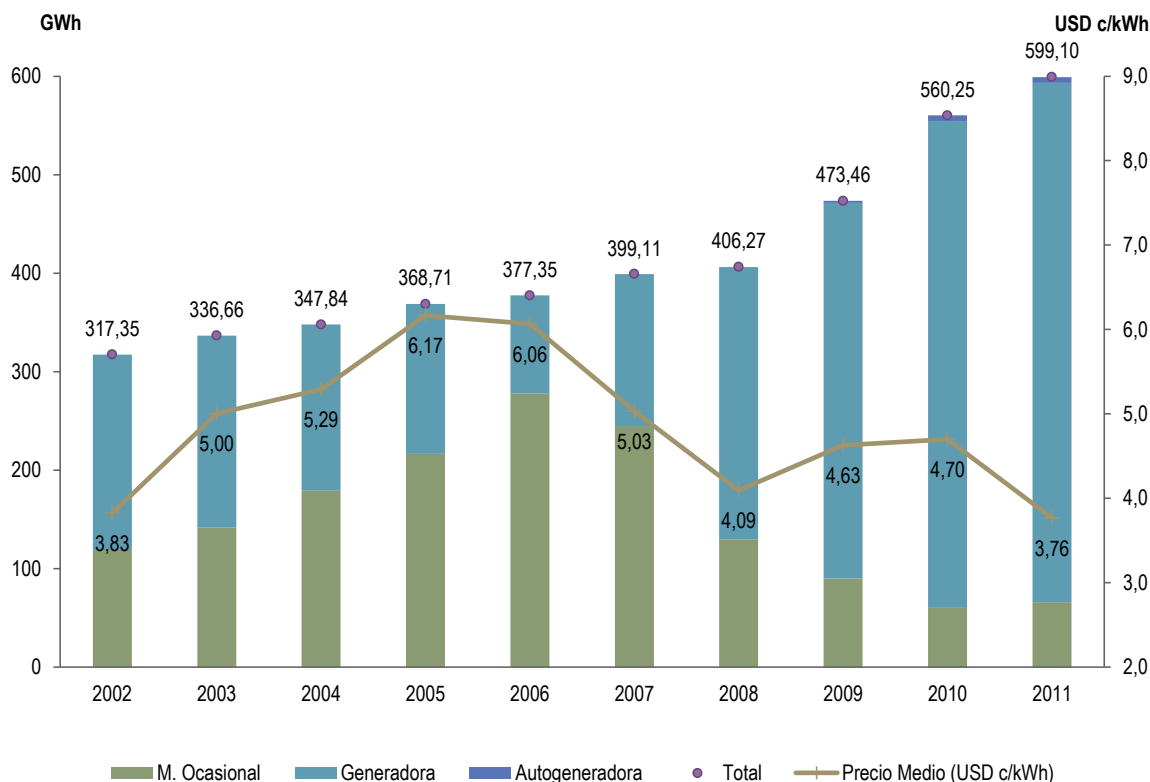


FIG. No. 1. 28: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-MILAGRO

1.5.8 CNEL-Santa Elena.

En la **TABLA No. 1.61**, se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL-Santa Elena, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 448,32GWh, lo que representa un

incremento de 84,24% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 50,38GWh que representa el 11,02 %, la compra a las generadoras fue de 390,50GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 7,43GWh que representa el 1,66% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 44,25GWh lo que representa un incremento del 10,95%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 19,50 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 96,35%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una incremento de 0,39 millones de dólares lo que representa un crecimiento del 2,07%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 4,35USD ¢/kWh mayor en 0,27USD ¢/kWh que el año 2002, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,38USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 61: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-STA. ELENA

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	87,66	155,67	-	-	243,33		9,93		4,08
2003	96,80	168,06	-	-	264,86	8,85	12,84	29,31	4,85
2004	131,49	150,84	-	-	282,33	6,60	16,49	28,41	5,84
2005	177,90	126,99	-	-	304,90	7,99	24,38	47,87	8,00
2006	200,27	118,32	-	-	318,60	4,49	19,59	-19,67	6,15
2007	200,83	129,45	-	-	330,28	3,67	18,39	-6,11	5,57
2008	113,97	237,11	-	-	351,08	6,30	15,22	-17,21	4,34
2009	94,68	286,69	-	1,62	382,99	9,09	18,52	21,65	4,84
2010	44,57	337,43	-	22,07	404,07	5,50	19,10	3,15	4,73
2011	50,38	390,50	-	7,43	448,32	10,95	19,50	2,07	4,35

En la **FIG. No. 1.29**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de CNEL-Santa Elena, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 243,33GWh en el año 2002 a 448,32GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 4,08 USD ¢/kWh en el año 2002 a 8,00USD ¢/kWh en el año 2005, alcanzando en el año 2011 un valor de 4,35 USD ¢/kWh.

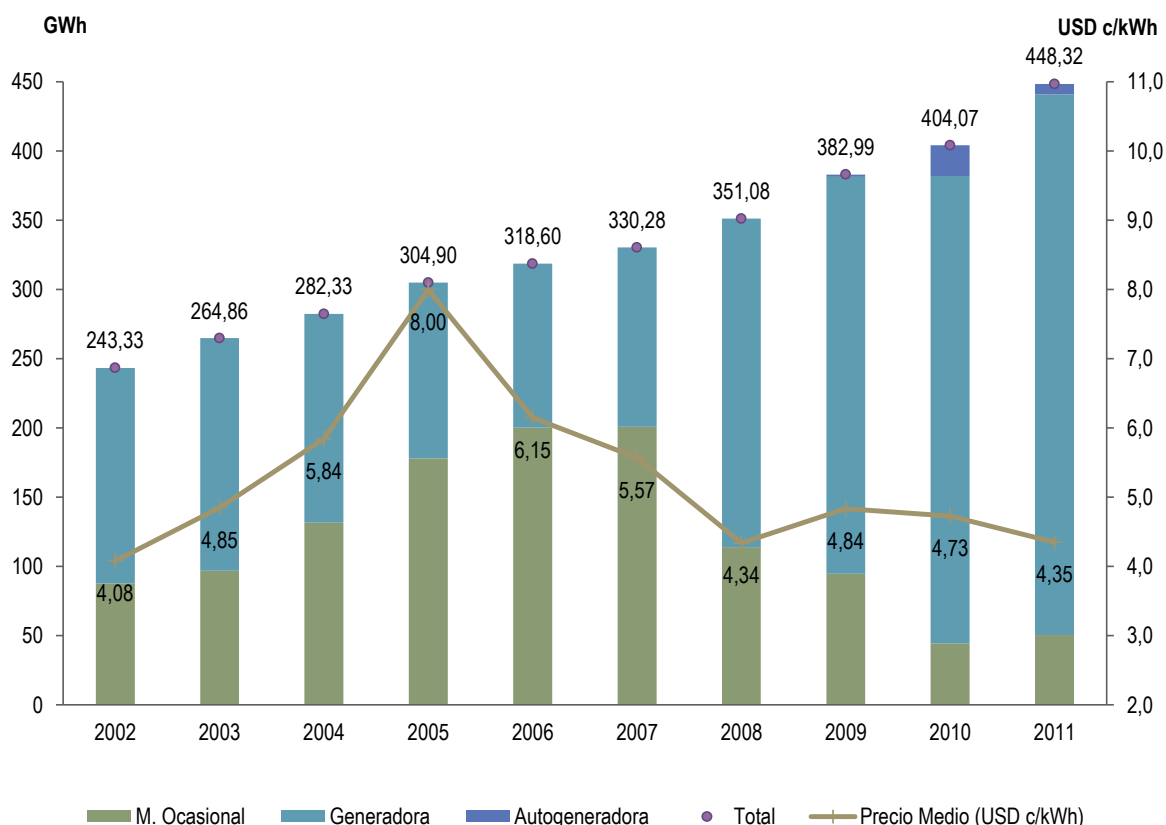


FIG. No. 1. 29: PRECIO MEDIO DE EN COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-STA. ELENA

1.5.9 CNEL-Santo Domingo.

En la **TABLA No. 1.62**, se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL-Santo Domingo, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 428,81GWh, lo que representa un incremento de 76,83% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 45,74GWh que representa el 11,02 %, la compra a las generadoras fue de 379,07GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 3,99GWh que representa el 0,93 % del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 24,82 GWh lo que representa un incremento del 6,14%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 15,55 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 88,38%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 2,61 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 14,37%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 3,63 USD ¢/kWh mayor en 0,22USD ¢/kWh que el año 2002, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,87USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 62: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-STO. DOMINGO

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	47,86	194,65	-	-	242,50		8,26		3,40
2003	67,71	190,16	-	-	257,87	6,34	11,68	41,45	4,53
2004	96,88	176,77	-	-	273,65	6,12	11,83	1,30	4,32
2005	112,85	172,95	-	-	285,81	4,44	17,16	45,08	6,01
2006	121,99	185,25	-	-	307,24	7,50	15,46	-9,95	5,03
2007	153,49	176,54	-	-	330,03	7,42	16,17	4,62	4,90
2008	114,35	247,41	-	-	361,75	9,61	14,99	-7,28	4,14
2009	76,61	307,37	-	2,29	386,28	6,78	16,31	8,81	4,22
2010	44,26	355,62	-	4,11	403,98	4,58	18,16	11,34	4,50
2011	45,74	379,07	-	3,99	428,81	6,14	15,55	-14,37	3,63

En la **FIG. No. 1.30**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de CNEL-Santo Domingo, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 242,50 GWh en el año 2002 a 428,81GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 3,40USD ¢/kWh en el año 2002 a 6,01USD ¢/kWh en el año 2005, alcanzando en el año 2011 un valor de 3,63USD ¢/kWh.

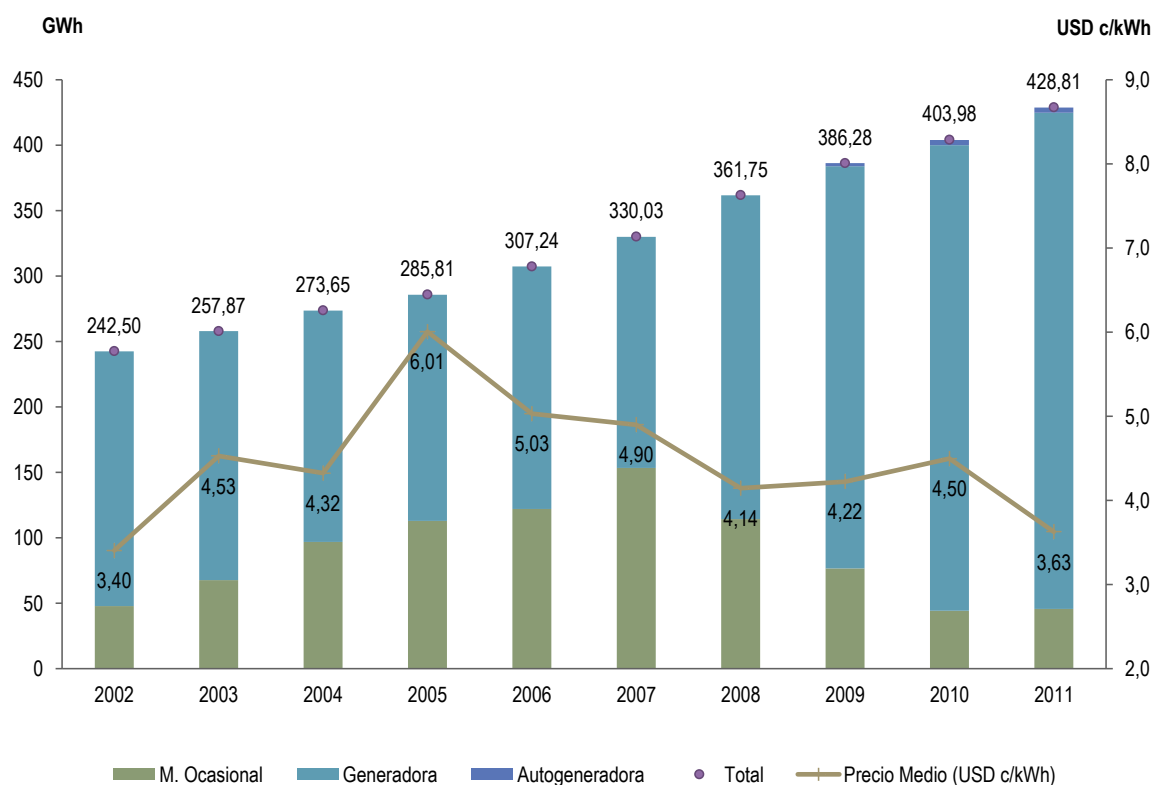


FIG. No. 1. 30: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE CNEL-STO. DOMINGO

1.5.10 CNEL-Sucumbíos.

En la **TABLA No. 1.63**, se indican las transacciones históricas de compra de energía de CNEL-Sucumbíos, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 165,77GWh, lo que representa un incremento de 4.985,33% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el

mercado ocasional de 17,85GWh que representa el 11,02%, la compra a las generadoras fue de 146,36 GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 1,55GWh que representa el 0,94% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 32,26GWh lo que representa un incremento del 24,17%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 7,88 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 3.327,27%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 1,64 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 26,22 %.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 4,75USD ¢/kWh menor en 2,30USD ¢/kWh que el año 2002, debido a que las transacciones de compra se realiza en base a contratos y directamente con las generadoras, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,08 USD ¢/kWh.

CNEL-Sucumbíos en el periodo 2002-2011 genera su propia energía y no la incorpora al MEM. A partir del año 2002 compra energía a la empresa autogeneradora Repsol YPF. Desde junio del 2003 hasta enero del 2008 compra energía a la empresa distribuidora Ambato.

TABLA No. 1. 63 VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-SUCUMBÍOS

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	-	-	-	-	3,26	3,26	0,23		7,05
2003	-	-	19,28	2,71	21,99	574,66	1,51	557,76	6,87
2004	-	-	46,15	3,06	49,22	123,79	3,81	151,81	7,73
2005	-	-	81,69	3,39	85,08	72,87	6,36	67,19	7,48
2006	-	-	83,94	3,73	87,67	3,04	4,67	-26,58	5,33
2007	-	-	89,22	3,86	93,09	6,18	4,94	5,66	5,30
2008	1,46	134,10	5,35	1,55	142,45	53,03	3,90	-20,99	2,74
2009	25,50	94,06	0,00	0,59	120,16	-15,65	5,58	42,94	4,64
2010	15,24	116,84	0,00	1,43	133,51	11,11	6,24	11,91	4,67
2011	17,85	146,36	0,00	1,55	165,77	24,17	7,88	26,22	4,75

En la **FIG. No. 1.31**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de CNEL-Guayas Los Ríos, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 3,26GWh en el año 2002 a 165,77GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 2,74USD ¢/kWh en el año 2008 a 7,73USD ¢/kWh en el año 2004, alcanzando en el año 2011 un valor de 4,75USD ¢/kWh.

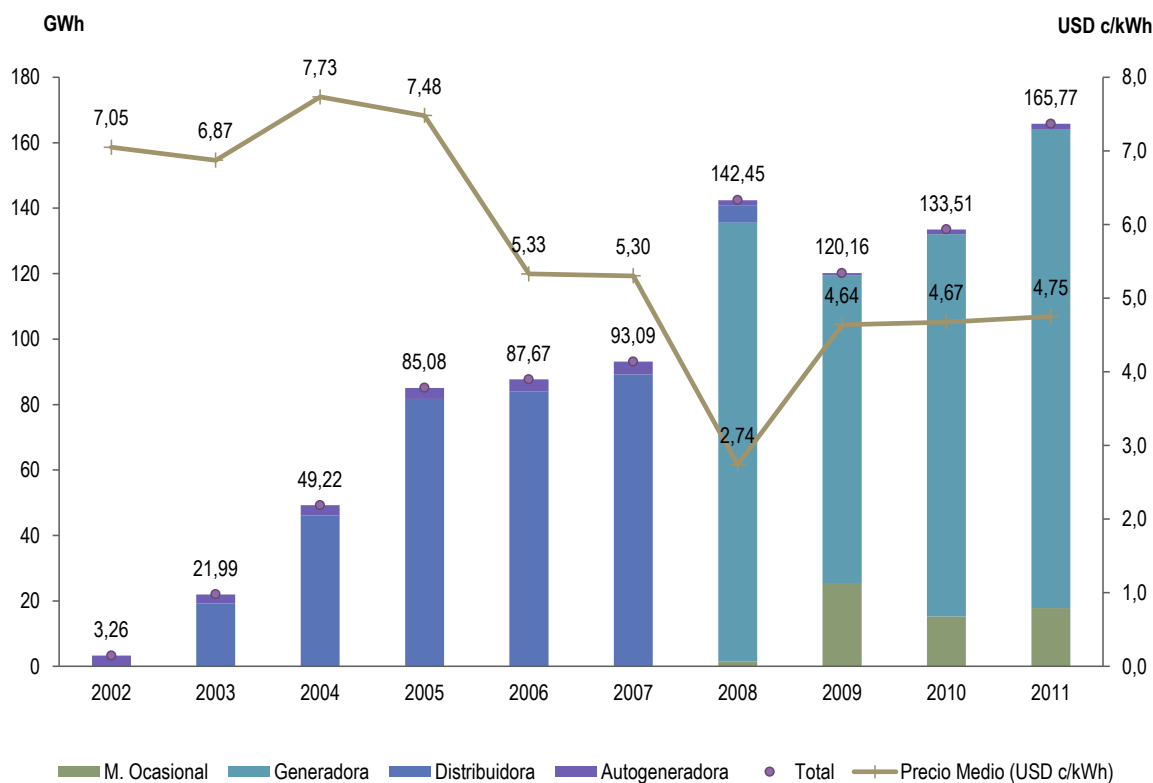


FIG. No. 1. 31: PRECIO MEDIO Y TIPO DE TRANSACCIONES EN COMPRA DE ENERGÍA DE LA CNEL-SUCUMBÍOS

1.5.11 Empresa Eléctrica Ambato.

En la **TABLA No. 1.64**, se indican las transacciones históricas de compra de energía de E.E. Ambato, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 497,23GWh, lo que representa un incremento de 65,08% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 54,24GWh que representa el 11,02%, la compra a las generadoras fue de 437,72GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 5,27GWh que representa el 1,06% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 47,23GWh lo que representa un incremento del 10,50%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 20,63 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 74,98%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 0,47 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 2,35 %.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 4,15USD ¢/kWh mayor en 0,23USD ¢/kWh que el año 2002, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,33USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 64: PRECIO MEDIO Y VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. AMBATO

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	113,71	187,49			301,21		11,79		3,91
2003	146,51	185,06			331,57	10,08	24,60	108,66	7,42
2004	200,68	186,89			387,57	16,89	16,54	-32,75	4,27
2005	245,84	197,58			443,42	14,41	22,15	33,92	5,00
2006	91,60	340,07		31,62	463,28	4,48	16,89	-23,78	3,64
2007	11,66	391,91	1,91	78,62	484,10	4,49	16,22	-3,95	3,35
2008	18,49	285,55	5,65	110,17	419,85	-13,27	16,49	1,64	3,93
2009	27,30	335,81	1,11	65,22	429,45	2,29	18,50	12,19	4,31
2010	52,64	392,28		5,08	450,00	4,79	20,15	8,96	4,48
2011	54,24	437,72		5,27	497,23	10,50	20,63	2,35	4,15

En la **FIG. No. 1.32** se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de la E.E. Ambato, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 301,21GWh en el año 2002 a 497,23GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 3,35USD ϕ /kWh en el año 2007 a 7,42USD ϕ /kWh en el año 2003, alcanzando en el año 2011 un valor de 4,15USD ϕ /kWh.

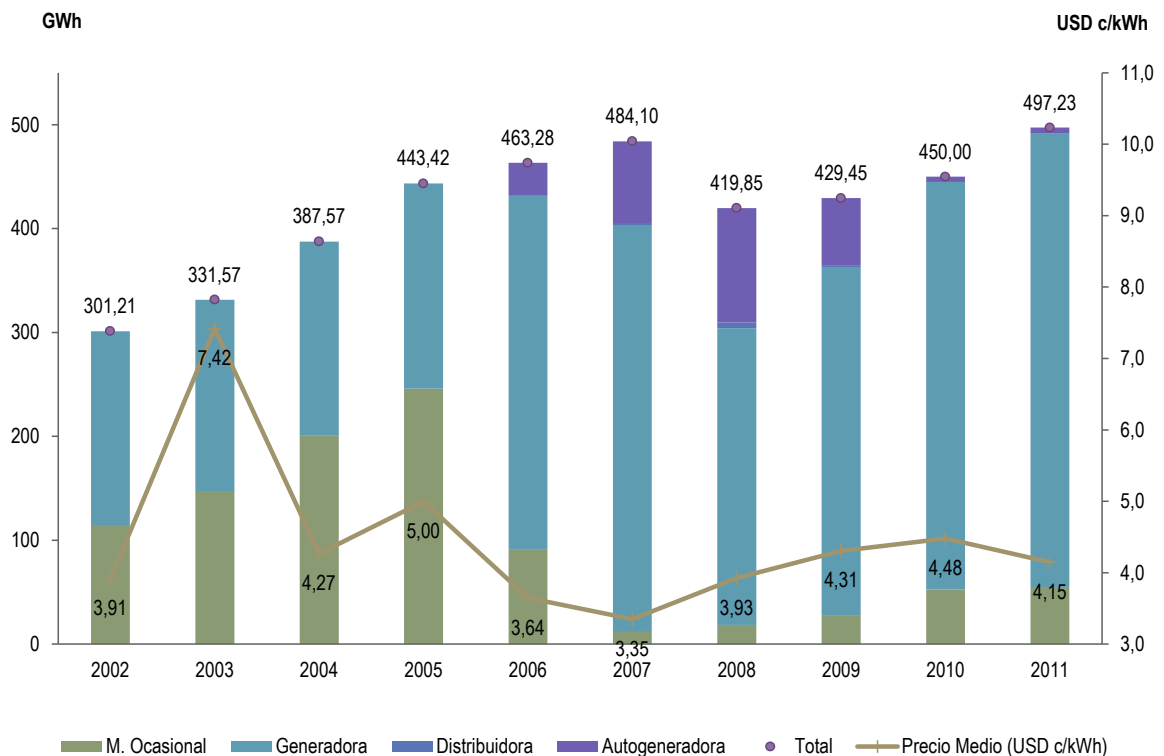


FIG. No. 1. 32: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE E.E. AMBATO

1.5.12 Empresa Eléctrica Azogues.

En la **TABLA No. 1.65**, se indican las transacciones históricas de compra de energía de la E.E. Azogues, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 97,20GWh, lo que representa un

incremento de 34,96% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 10,74GWh que representa el 11,02 %, la compra a las generadoras fue de 85,51GWh que representa el 88,01% del total y a los autogeneradores 0,95GWh que representa el 0,97% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 3,86GWh lo que representa un incremento del 4,14%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 4,46 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 89,20%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 0,02 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 0,45%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 4,58USD ¢/kWh mayor en 1,31USD ¢/kWh que el año 2002, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,21USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 65: VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA POR LA E.E. AZOGUES

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	18,04	53,98	-	-	72,02		2,36		3,27
2003	5,63	72,36	-	-	77,99	8,30	2,51	6,54	3,22
2004	5,53	76,18	-	-	81,71	4,76	2,81	11,98	3,44
2005	5,24	77,15	-	-	82,39	0,84	2,77	-1,46	3,36
2006	-3,78	89,46	-	-	85,68	3,99	2,73	-1,38	3,19
2007	-2,63	91,01	-	-	88,38	3,15	2,53	-7,52	2,86
2008	0,50	86,27	-	-	86,76	-1,83	2,77	9,67	3,19
2009	17,85	74,53	-	0,42	92,80	6,95	4,76	71,93	5,13
2010	10,63	81,73	-	0,98	93,34	0,58	4,48	-5,99	4,80
2011	10,74	85,51	-	0,95	97,20	4,14	4,46	-0,45	4,58

En la **FIG. No. 1.33**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de la E.E. Azogues, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 3,26GWh en el año 2002 a 97,20GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 2,86USD ¢/kWh en el año 2007 a 5,13USD ¢/kWh en el año 2009, alcanzando en el año 2011 un valor de 4,58USD ¢/kWh.

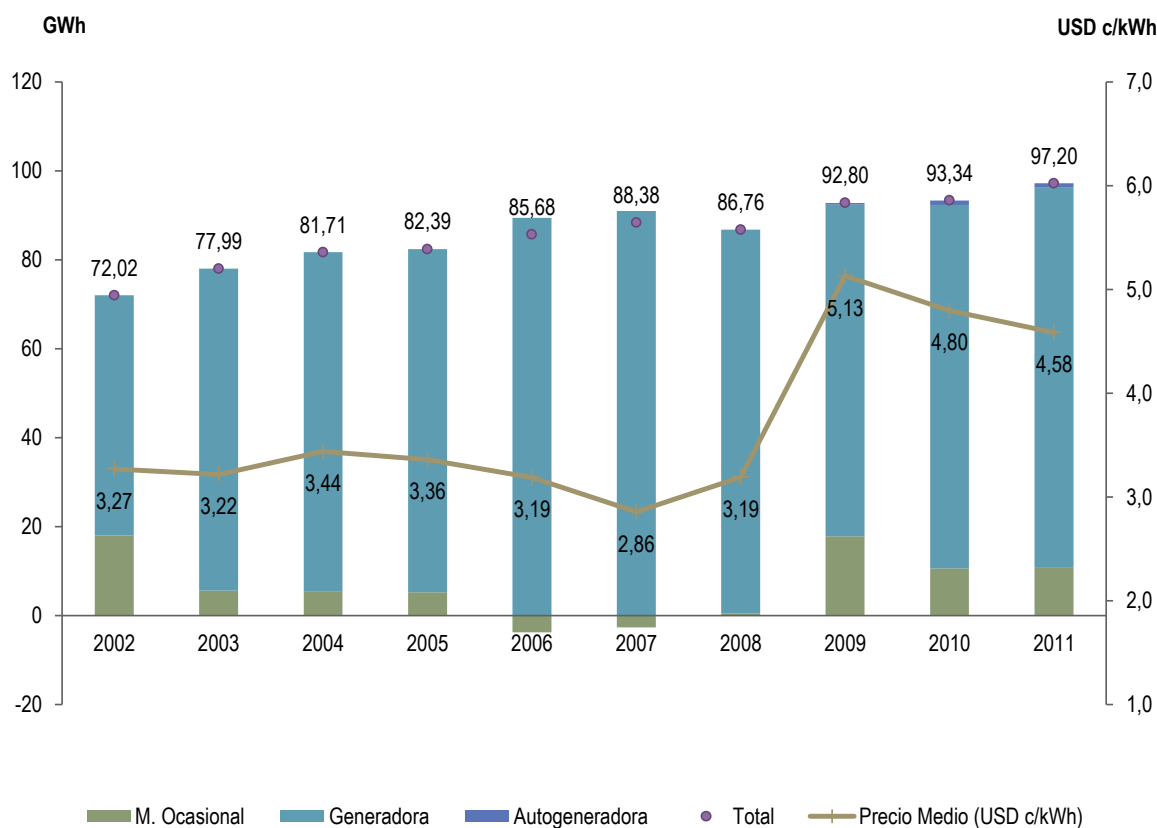


FIG. No. 1. 33: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. AZOGUES

1.5.13 Empresa Eléctrica Centrosur.

En la **TABLA No. 1.66** se indican las transacciones históricas de compra de energía de la E.E. Centrosur, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 831,04GWh, lo que representa un incremento de 73,16% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 91,38GWh que representa el 11,02 %, la compra a las generadoras fue de 731,73GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 7,92GWh que representa el 0,95% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 88,64GWh lo que representa un incremento del 11,94%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 33,63 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 110,96%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 0,97 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 2,81%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 4,05USD ¢/kWh mayor en 0,73USD ¢/kWh que el año 2002, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,61USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 66 VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. CENTRO SUR

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	20,86	459,07	-	-	479,92		15,94		3,32
2003	49,83	474,83	-	-	524,66	9,32	20,24	27,00	3,86
2004	48,42	516,16	-	-	564,58	7,61	21,63	6,84	3,83
2005	40,51	575,00	-	-	615,50	9,02	24,59	13,71	4,00
2006	6,29	629,35	-	-	635,65	3,27	23,86	-2,98	3,75
2007	4,03	643,91	-	7,62	655,56	3,13	23,88	0,10	3,64
2008	4,76	663,07	-	24,98	692,81	5,68	24,89	4,20	3,59
2009	144,93	577,05	-	3,06	725,04	4,65	36,01	44,68	4,97
2010	87,01	647,46	-	7,94	742,40	2,39	34,60	-3,91	4,66
2011	91,38	731,73	-	7,92	831,04	11,94	33,63	-2,81	4,05

En la **FIG. No. 1.34**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de la E.E. Centrosur, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 479,92GWh en el año 2002 a 831,04GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 3,32USD ¢/kWh en el año 2002 a 4,97USD ¢/kWh en el año 2009, alcanzando en el año 2011 un valor de 4,05USD ¢/kWh.

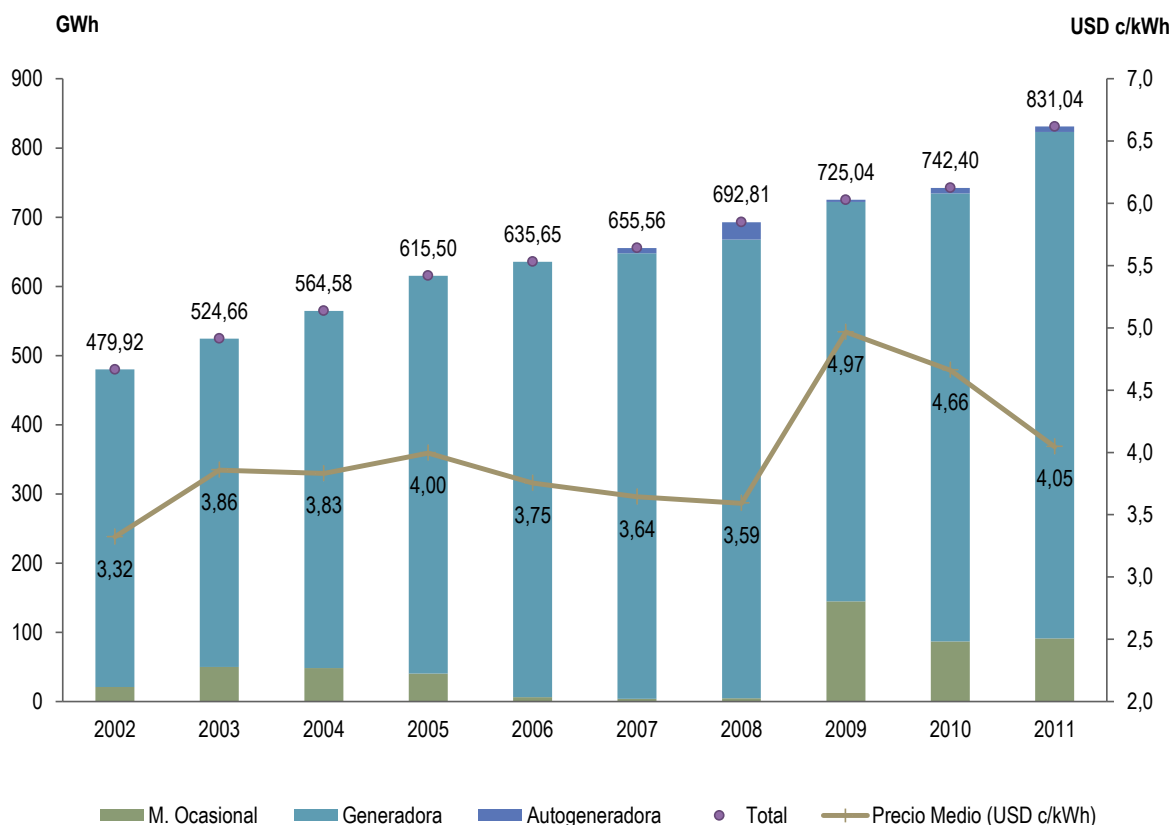


FIG. No. 1. 34: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. CENTRO-SUR

1.5.14 Empresa Eléctrica Cotopaxi.

En la **TABLA No. 1.67**, se indican las transacciones históricas de compra de energía de la E.E. Cotopaxi, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 366,85GWh, lo que representa un incremento de 102,06% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 40,52GWh que representa el 11,02 %, la compra a las generadoras fue de 322,83GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 3,51GWh que representa el 0,96% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 53,93GWh lo que representa un incremento del 17,24%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 13,48millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 159,87%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 0,78 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 5,49%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 3,67USD ¢/kWh mayor en 0,82USD ¢/kWh que el año 2002, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,88USD ¢/kWh.

En el año 2001 se presenta una variación del -5,15%, debido a que en este año el consumo de energía en la facturación de tipo Industrial con demanda, experimentó una reducción.

TABLA No. 1. 67 VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. COTOPAXI

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	46,88	132,11	-	2,57	181,56		5,19		2,86
2003	58,98	129,47	-	0,21	188,66	3,91	8,73	68,37	4,63
2004	35,34	158,48	-	0,28	194,10	2,88	7,51	-14,04	3,87
2005	12,35	229,43	-	-	241,77	24,56	8,46	12,74	3,50
2006	2,43	280,22	-	-	282,65	16,91	9,14	7,97	3,23
2007	43,18	247,98	-	-	291,15	3,01	10,25	12,21	3,52
2008	94,07	162,61	-	-	256,68	-11,84	9,94	-3,10	3,87
2009	58,45	177,42	-	1,04	236,91	-7,70	10,66	7,29	4,50
2010	36,22	273,52	-	3,19	312,92	32,08	14,26	33,79	4,56
2011	40,52	322,83	-	3,51	366,85	17,24	13,48	-5,49	3,67

En la **FIG. No. 1.35**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de la E.E. Cotopaxi, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 181,56GWh en el año 2002 a 366,85GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 2,86USD ¢/kWh en el año 2002 a 4,63USD ¢/kWh en el año 2003, alcanzando en el año 2011 un valor de 3,67USD ¢/kWh.

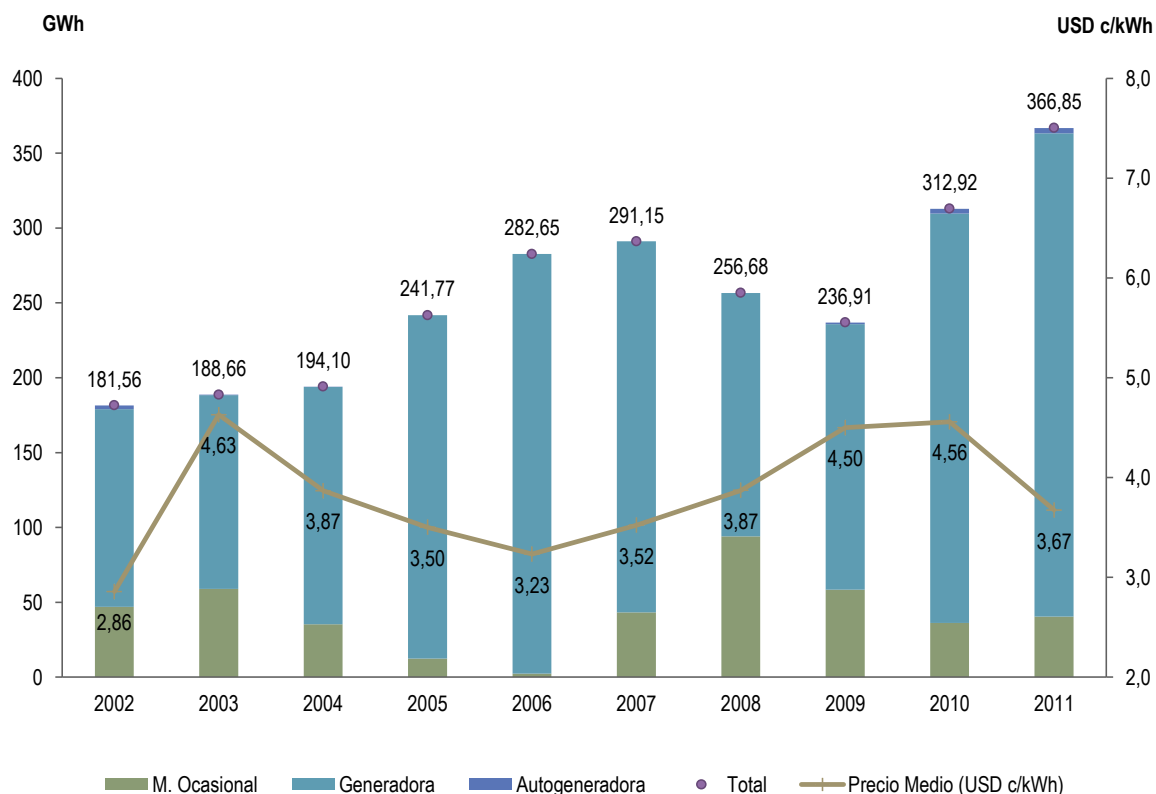


FIG. No. 1. 35: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. COTOPAXI

1.5.15 Empresa Eléctrica Galápagos.

En la **TABLA No. 1.68** se indican las transacciones históricas de compra de energía de la E.E. Galápagos, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 3,34GWh, lo que representa un incremento de 24,68% respecto del año 2008, no tiene participación de compra de energía en el mercado ocasional ni autogeneradores, la compra a las generadoras fue de 3,34GWh que representa el 100,00% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 0,09GWh lo que representa un incremento del 2,63%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 0,43 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2008 en un 24,68%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 0,01 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 2,63%.

El precio medio del kWh se mantiene en 12,82USD ¢/kWh desde el 2008 hasta el 2011.

TABLA No. 1. 68 VARIACIÓN ANUAL EN COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. GALÁPAGOS

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2008	-	2,68	-	-	2,68		0,34		12,82
2009	-	3,20	-	-	3,20	19,48	0,41	19,46	12,82
2010	-	3,43	-	-	3,43	7,18	0,44	7,19	12,82
2011		3,34			3,34	-2,63	0,43	-2,63	12,82

En la **FIG. No. 1.36**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2008-2011 de la E.E. Galápagos, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 2,68GWh en el año 2008 a 3,43GWh en el año 2011. El precio medio del kWh se mantiene en 12,82 USD ¢/kWh desde el año 2008.

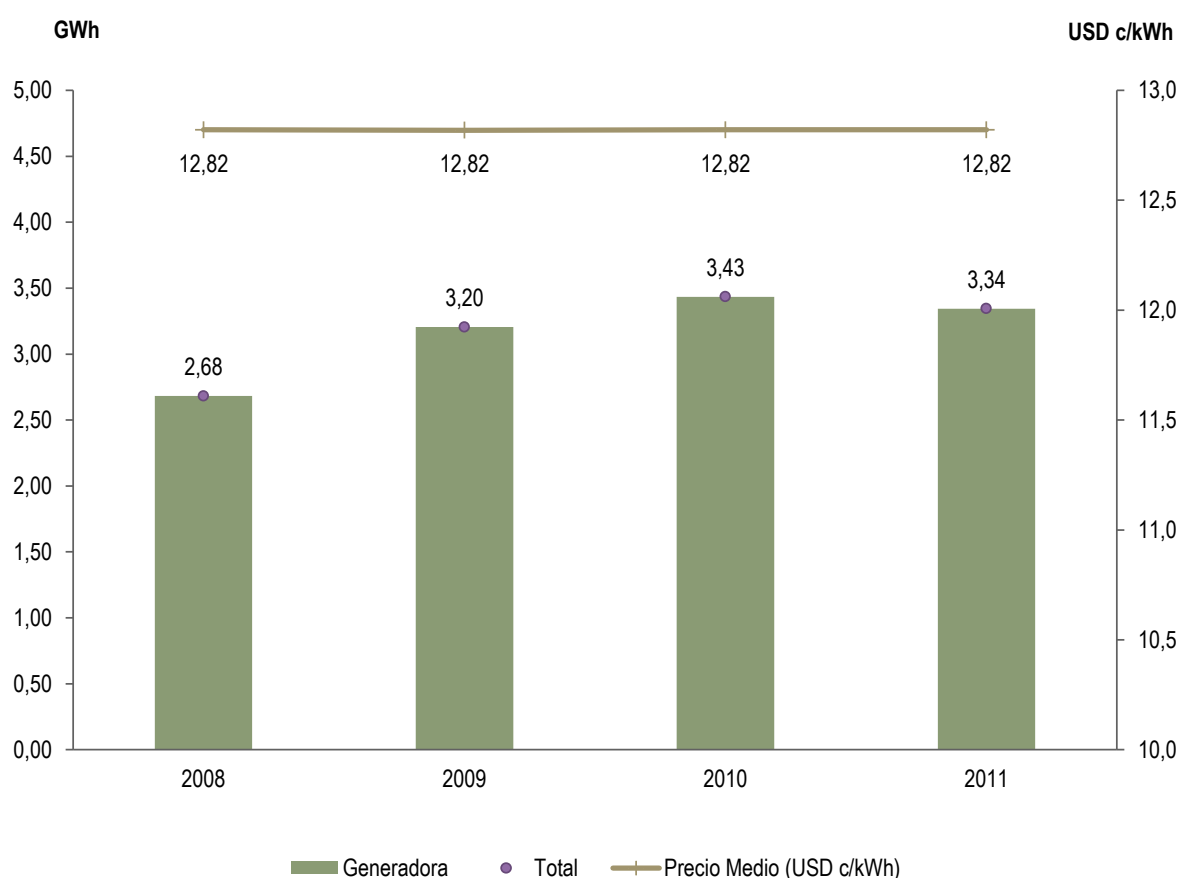


FIG. No. 1. 36: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. GALÁPAGOS

1.5.16 Empresa Eléctrica Norte.

En la **TABLA No. 1.69**, se indican las transacciones históricas de compra de energía de la E.E. Norte, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 510,06GWh, lo que representa un incremento de 61,86% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 55,97GWh que representa el 11,02%, la compra a las generadoras fue de 446,30GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 7,79GWh que representa el 1,53% del

total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 54,33GWh lo que representa un incremento del 11,92%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 23,72 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 110,37%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 1,95 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 7,60%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 4,65USD ¢/kWh mayor en 1,07USD ¢/kWh que el año 2002, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,98USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 69 VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. NORTE

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generador a	Distribuidor a	Autogeneradora	Total				
2002	96,04	179,71	32,87	6,52	315,14		11,27		3,58
2003	147,14	171,97	-	7,57	326,68	3,66	16,94	50,28	5,19
2004	172,62	167,67	-	3,40	343,69	5,21	18,80	10,98	5,47
2005	100,73	246,81	-	3,71	351,25	2,20	16,93	-9,93	4,82
2006	198,72	160,92	0,06	2,95	362,64	3,24	21,35	26,07	5,89
2007	151,62	231,21	0,15	6,78	389,77	7,48	19,90	-6,76	5,11
2008	91,19	321,11	0,13	10,94	423,37	8,62	17,96	-9,78	4,24
2009	84,14	341,21	0,19	9,78	435,32	2,82	20,97	16,74	4,82
2010	51,86	397,55	0,19	6,13	455,74	4,69	25,67	22,42	5,63
2011	55,97	446,30	0,19	7,60	510,06	11,92	23,72	-7,60	4,65

En la **FIG. No. 1.37**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de la E.E. Norte, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 315,14GWh en el año 2002 a 510,06GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 3,58USD ¢/kWh en el año 2002 a 5,89USD ¢/kWh en el año 2006, alcanzando en el año 2011 un valor de 4,65USD ¢/kWh.

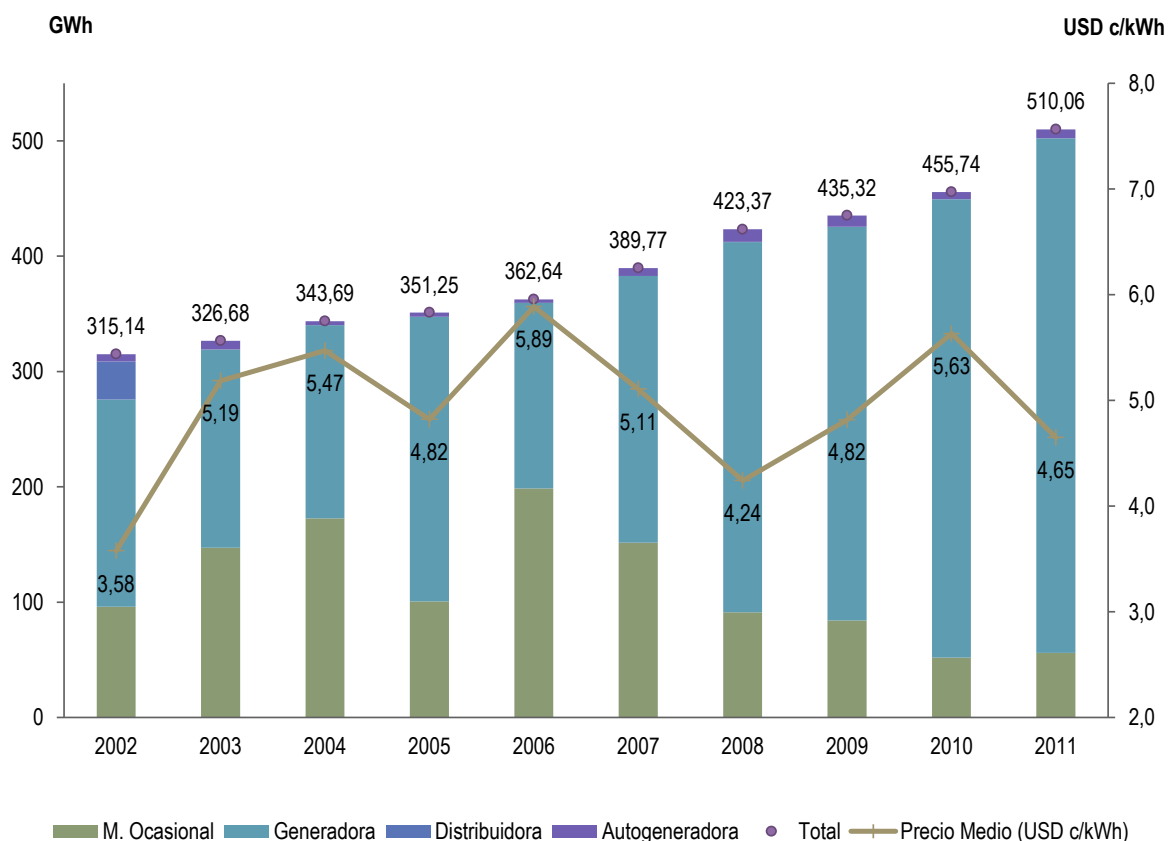


FIG. No. 1. 37: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. NORTE

1.5.17 Empresa Eléctrica Quito.

En la **TABLA No. 1.70**, se indican las transacciones históricas de compra de energía de la E.E. Quito, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 3.666,82GWh, lo que representa un incremento de 40,70% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 398,11GWh que representa el 11,02 %, la compra a las generadoras fue de 3.216,88GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 51,84GWh que representa el 1,41% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 141,55GWh lo que representa un incremento del 4,02%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 158,93 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 99,52%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 6,29 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 3,81%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 4,33USD ¢/kWh mayor en 1,28USD ¢/kWh que el año 2002, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,35USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 70 VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. QUITO

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	546,64	2 034,41	-	25,03	2 606,07		79,66		3,06
2003	719,82	1 928,77	-	36,30	2 684,89	3,02	107,40	34,83	4,00
2004	975,98	1 774,54	-	28,39	2 778,91	3,50	140,29	30,63	5,05
2005	740,52	2 046,78	-	36,33	2 823,64	1,61	131,44	-6,31	4,65
2006	115,01	2 904,18	-	36,61	3 055,80	8,22	89,16	-32,17	2,92
2007	267,59	2 715,03	-	43,37	3 025,99	-0,98	122,76	37,69	4,06
2008	974,50	2 237,11	-	43,26	3 254,87	7,56	206,77	68,43	6,35
2009	607,82	2 713,79	-	44,95	3 366,57	3,43	152,71	-26,14	4,54
2010	390,72	3 084,31	-	50,24	3 525,28	4,71	165,22	8,19	4,69
2011	398,11	3 216,88	-	51,84	3 666,82	4,02	158,93	-3,81	4,33

En la **FIG. No. 1.38**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de la E.E. Quito, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 2.606,07GWh en el año 2002 a 3.666,82GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 2,92USD ϕ /kWh en el año 2006 a 6,35USD ϕ /kWh en el año 2008, alcanzando en el año 2011 un valor de 4,33USD ϕ /kWh.

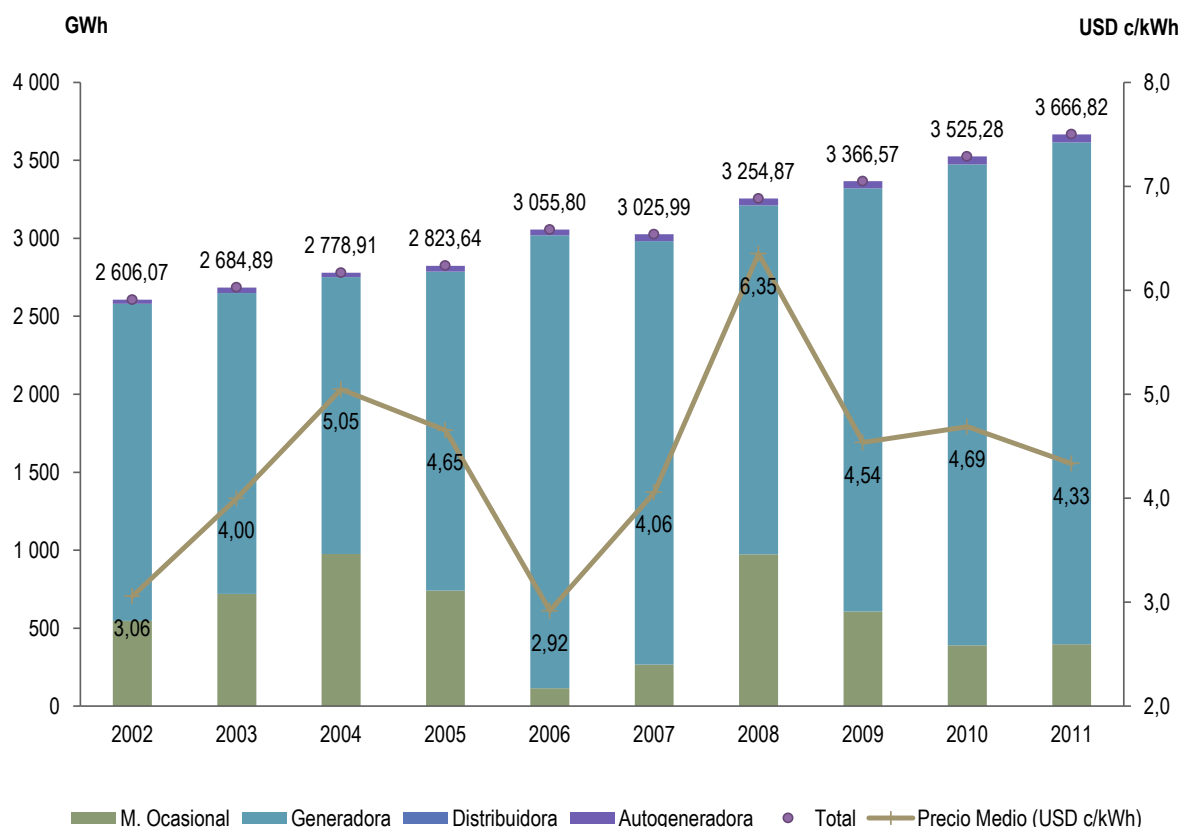


FIG. No. 1. 38: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. QUITO

1.5.18 Empresa Eléctrica Riobamba.

En la **TABLA No. 1.71**, se indican las transacciones históricas de compra de energía de E.E. Riobamba, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 280,69GWh, lo que representa un incremento de 55,17% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 30,86GWh que representa el 11,02 %, la compra a las generadoras fue de 247,14GWh que representa el 88,01% del total y a los autogeneradores 2,68GWh que representa el 0,96% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 12,25GWh lo que representa un incremento del 4,56%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 11,54 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 67,41%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 2,74 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 19,18%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 4,11USD ¢/kWh mayor en 0,30USD ¢/kWh que el año 2002, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 1,21USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 71 VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE E.E. RIOBAMBA

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	86,24	94,65	-	-	180,89		6,89		3,81
2003	87,47	89,50	-	-	176,97	-2,17	8,64	25,26	4,88
2004	88,05	80,63	-	-	168,68	-4,68	8,93	3,42	5,29
2005	100,46	76,63	-	-	177,09	4,98	10,89	21,94	6,15
2006	98,30	86,66	-	-	184,96	4,45	10,20	-6,36	5,51
2007	101,98	90,96	-	-	192,93	4,31	9,44	-7,40	4,89
2008	134,84	86,22	-	-	221,07	14,58	10,00	5,85	4,52
2009	50,98	204,75	-	1,11	256,83	16,18	13,52	35,26	5,26
2010	30,01	235,64	-	2,79	268,44	4,52	14,28	5,63	5,32
2011	30,86	247,14	-	2,68	280,69	4,56	11,54	-19,18	4,11

En la **FIG. No. 1.39**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de la E.E. Riobamba, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 168,68GWh en el año 2002 a 280,69GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 3,81USD ¢/kWh en el año 2002 a 6,15USD ¢/kWh en el año 2005, alcanzando en el año 2011 un valor de 4,11USD ¢/kWh.

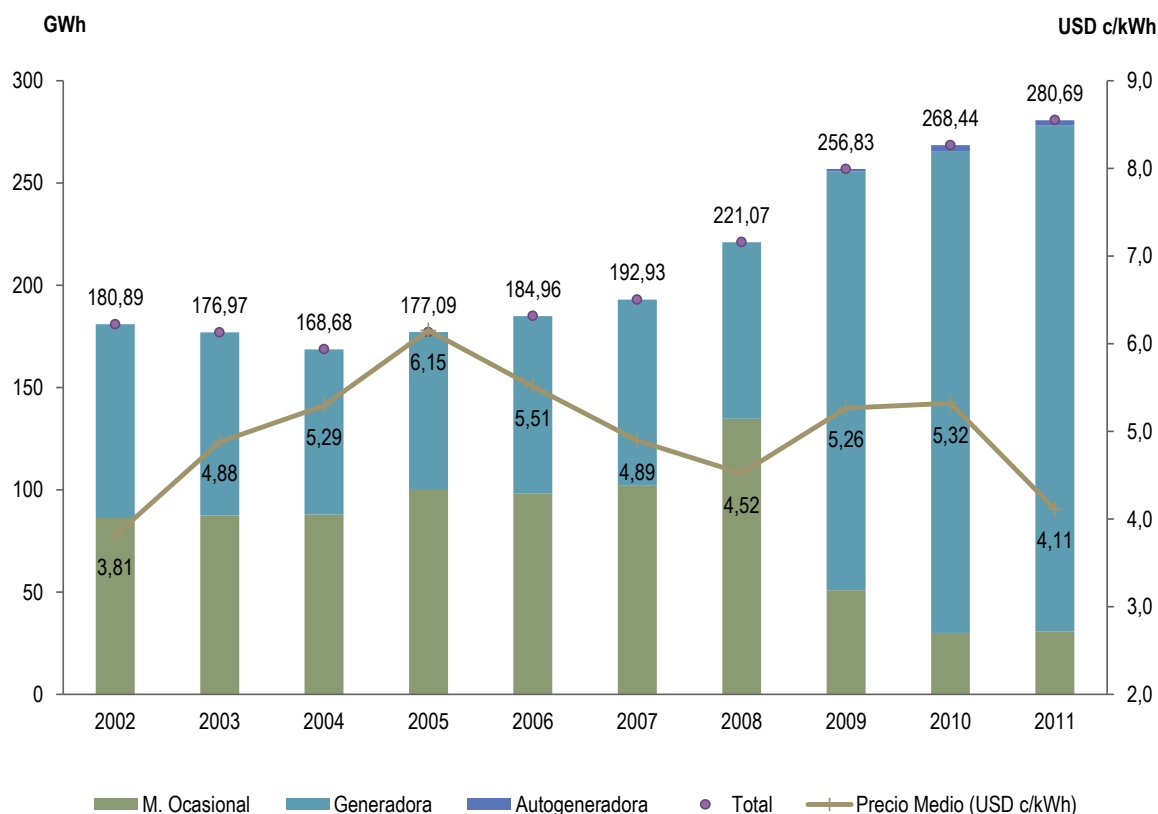


FIG. No. 1. 39: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. RIOBAMBA

1.5.19 Empresa Eléctrica Sur.

En la **TABLA No. 1.72**, se indican las transacciones históricas de compra de energía de E.E. Sur, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 270,12GWh, lo que representa un incremento de 65,95% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 29,47GWh que representa el 11,02%, la compra a las generadoras fue de 238,10GWh que representa el 88,01% del total y a los autogeneradores 2,56GWh que representa el 0,95% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 17,99GWh lo que representa un incremento del 7,13%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 10,12 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 45,06%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 1,84 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 15,38%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 3,74USD ¢/kWh menor en 0,54USD ¢/kWh que el año 2002, debido a que las transacciones de compra se realiza en base a contratos y directamente con las generadoras, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 1,00USD ¢/kWh.

La empresa sirve a clientes regulados y a clientes del norte de Perú.

TABLA No. 1. 72 VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. SUR

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD c/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidora	Autogeneradora	Total				
2002	60,87	101,90	-	-	162,77		6,97		4,28
2003	76,29	98,25	-	-	174,55	7,24	8,94	28,21	5,12
2004	95,68	90,53	0,01	-	186,22	6,69	0,89	-90,05	0,48
2005	115,09	80,37	0,01	-	195,47	4,96	12,81	1 340,31	6,55
2006	131,03	75,80	-	-	206,84	5,82	12,48	-2,61	6,03
2007	82,25	134,81	-	-	217,05	4,94	10,96	-12,15	5,05
2008	49,90	180,48	-	-	230,38	6,14	9,79	-10,67	4,25
2009	45,37	191,25	-	1,03	237,65	3,15	10,50	7,20	4,42
2010	28,11	221,44	-	2,58	252,14	6,10	11,95	13,91	4,74
2011	29,47	238,10	-	2,56	270,12	7,13	10,12	-15,38	3,74

En la **FIG. No. 1.40**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de la E.E. Sur, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 162,77GWh en el año 2002 a 270,12GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 0,48USD ¢/kWh en el año 2004 a 6,55USD ¢/kWh en el año 2005, alcanzando en el año 2011 un valor de 3,74USD ¢/kWh.

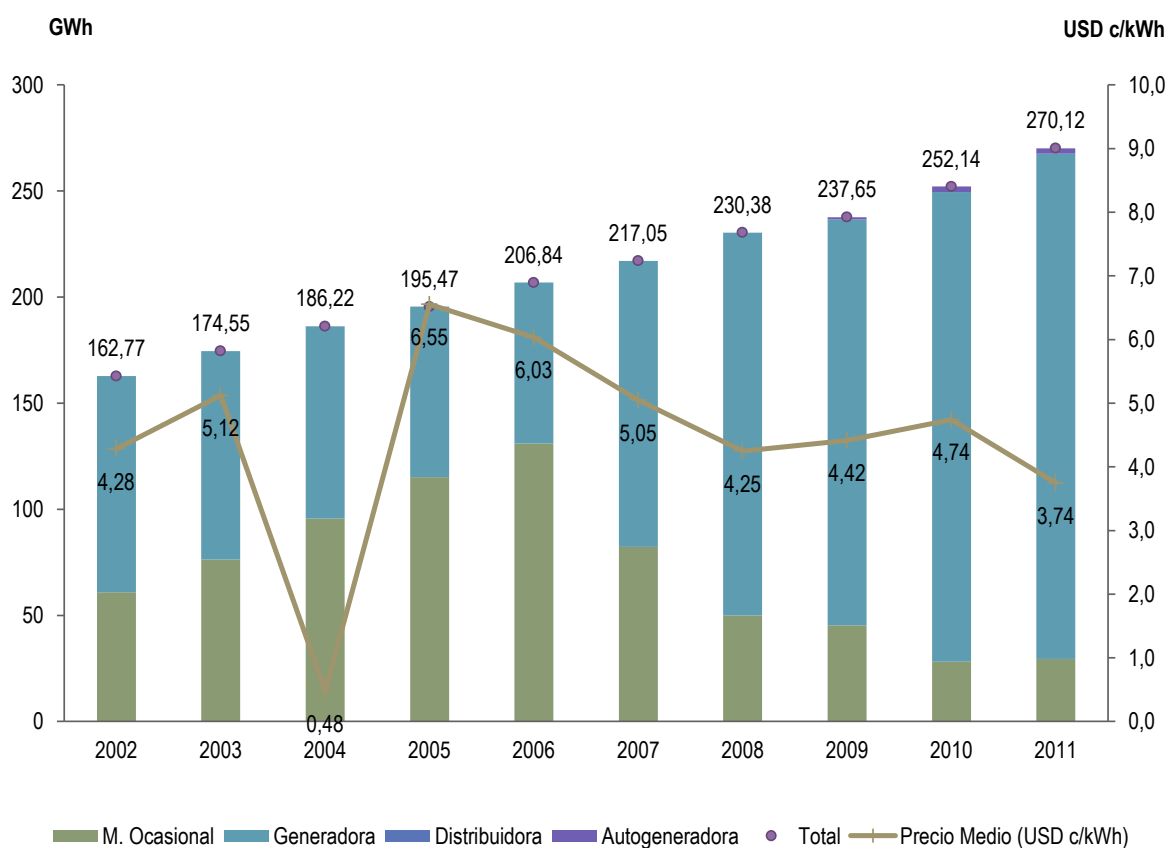


FIG. No. 1. 40: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. SUR

1.5.20 Empresa Eléctrica Guayaquil.

En la **TABLA No. 1.73**, se indican las transacciones históricas de compra de energía de E.E. Guayaquil, donde se puede apreciar que en el año 2011 compró 4.740,42GWh, lo que representa un incremento de 51,72% respecto del año 2002, con una participación de la compra de energía en el mercado ocasional de 476,36GWh que representa el 11,02 %, la compra a las generadoras fue de 4.186,91GWh que representa el 88,01 % del total y a los autogeneradores 77,15GWh que representa el 1,63% del total. Si se compara con el año 2010, existe un crecimiento en la compra de energía con 147,76GWh lo que representa un incremento del 3,22%.

En términos económicos en el año 2011 se ha realizado transacciones de compra de energía por un monto de 178,72 millones de dólares lo que representa un incremento con respecto al año 2002 en un 21,76%, mientras que con relación al año 2010 se tiene una disminución de 39,07 millones de dólares lo que representa un decrecimiento del 17,94%.

El precio medio del kWh tiene variaciones durante el periodo de análisis, lo cual se debe a diferentes factores, entre los cuales se puede destacar el tipo de generación y el tipo de transacción, es así que, para el año 2011 el precio medio es de 3,77USD ¢/kWh menor en 0,93USD ¢/kWh que el año 2002, debido a que las transacciones de compra se realiza en base a contratos y directamente con las generadoras, en cambio comparando con el año 2010, tiene una disminución de 0,97USD ¢/kWh.

TABLA No. 1. 73 VARIACIÓN ANUAL EN TRANSACCIONES DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. DE GUAYAQUIL

Año	Energía Comprada (GWh)					Variación (%)	Energía Comprada (USD Millones)	Variación (%)	Precio Medio (USD ¢/kWh)
	M. Ocasional	Generadora	Distribuidor a	Autogenerador a	Total				
2002	2 983,46	140,91	0,09	-	3 124,47		146,78		4,70
2003	1 499,44	1 711,31	-	-	3 210,75	2,76	167,28	13,97	5,21
2004	1 822,77	1 478,73	-	-	3 301,51	2,83	176,53	5,52	5,35
2005	2 770,90	625,64	-	-	3 396,54	2,88	229,52	30,02	6,76
2006	2 371,16	1 242,37	-	-	3 613,53	6,39	211,67	-7,78	5,86
2007	2 037,15	1 752,20	-	-	3 789,35	4,87	197,57	-6,66	5,21
2008	358,51	3 667,13	-	15,55	4 041,18	6,65	160,35	-18,84	3,97
2009	561,23	3 779,77	-	48,06	4 389,06	8,61	212,63	32,60	4,84
2010	522,54	3 831,57	180,62	57,94	4 592,66	4,64	217,79	2,43	4,74
2011	476,36	4 186,91	31,90	45,25	4 740,42	3,22	178,72	-17,94	3,77

En el **FIG. No. 1.41**, se visualiza la evolución de las transacciones de compra de energía y precios medios en el periodo 2002-2011 de la E.E. Guayaquil, en el que se muestra que, existe un incremento en la compra de energía de 3.124,47GWh en el año 2002 a 4.740,42GWh en el año 2011. El precio medio del kWh presenta variaciones que va desde 3,77USD ¢/kWh en el año 2008 a 6,76USD ¢/kWh en el año 2005, alcanzando en el año 2011 un valor de 3,77USD ¢/kWh.

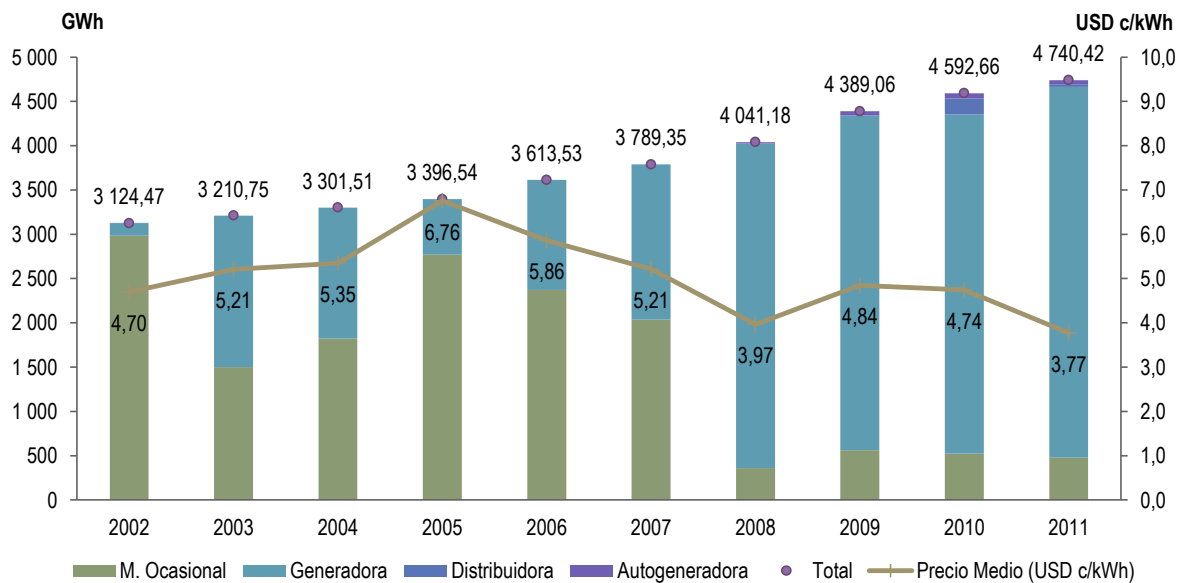


FIG. No. 1. 41: PRECIO MEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE LA E.E. DE GUAYAQUIL

1.6 Evolución histórica de las pérdidas de energía en los sistemas de distribución

En esta sección se analiza la disponibilidad y venta de la energía en los sistemas de distribución, es decir, aquella energía que se recibió de una u otra manera en estos sistemas para ser entregada a los consumidores finales.

Para un mejor entendimiento de las tablas y gráficos que se presentarán a en esta sección, se definen los siguientes términos:

Energía disponible en el sistema (MWh), es el total de energía que ingresa al sistema de distribución de cada una de las distribuidoras, a través de sus puntos de recepción; se incluye la energía adquirida en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM, la energía comprada a autogeneradoras que no registran su operación en el MEM, la energía producida por sus propias centrales de generación de sistemas no incorporados al S.N.I. y la energía recibida a través del MEM para ser entregada a terceros (clientes que no mantienen contrato de suministro de energía con la E.E. distribuidora respectiva).

Energía facturada a clientes regulados (MWh), se refiere a la energía facturada a los clientes de la empresa eléctrica distribuidora que se encuentran sujetos al pliego tarifario.

Energía facturada a clientes no regulados (MWh), es la energía entregada a los grandes consumidores, no clientes de las empresas eléctricas o similares.

Energía entregada a terceros (MWh), corresponde a la energía que se transfiere a grandes consumidores y clientes no regulados por el pliego tarifario (E.E. distribuidoras, exportación y otros sistemas de distribución).

Pérdidas del sistema (MWh), se determinan en función de la energía disponible en el sistema, menos la energía facturada a clientes regulados, a clientes no regulados y la entregada a terceros.

Pérdidas del sistema (%), expresadas en porcentaje, corresponden a las pérdidas del sistema (MWh), referidos a la energía disponible en el sistema (MWh).

Potencia (MW), corresponde a la máxima potencia activa del mes en consideración, registrada por la empresa eléctrica, que es ocasionada por el consumo de sus clientes.

Promedio anual de clientes regulados, es una estimación sobre el número de clientes existentes que provee energía cada empresa eléctrica distribuidora.

Precio medio (USD ¢/kWh), se determina en función de la energía facturada en (USD) y (MWh) de clientes regulados.

Área de concesión (km²), se refiere área geográfica de cobertura de la empresa eléctrica distribuidora. Es así que las empresas eléctricas cubren 256.369,53 km² de territorio ecuatoriano.

Es importante tener claro que, las *pérdidas de los sistemas de distribución*, se refiere a las pérdidas en cada una de las etapas funcionales del sistema de distribución y las pérdidas no técnicas o comerciales producidas por la falta de medición y/o facturación a usuarios que se aprovisionan de energía en forma ilegal o cuyos sistemas de medición sufren algún daño.

Por consiguiente el "Balance de Energía en Sistemas de Distribución", estará referido a la energía que recibe el sistema de distribución de cada una de las empresas distribuidoras y a la energía entregada a los usuarios finales; determinando las *pérdidas en distribución* como la diferencia entre la energía recibida por el sistema de distribución y la registrada en los equipos de medición (entregada) de los clientes finales, así:

Energía disponible en el sistema (MWh) = Energía comprada en el MEM + Energía comprada a autogeneradoras + Energía generada no incorporada al MEM + Energía comprada a otra distribuidora + Energía recibida para Terceros.

Energía entregada a Clientes Finales (MWh) = Energía facturada a Clientes Regulados + Energía facturada a Clientes No Regulados + Energía entregada a terceros.

Pérdidas en distribución (MWh) = Energía disponible en el sistema (MWh) – Energía entregada a Clientes Finales (MWh).

Pérdidas en distribución (%) = Pérdidas en distribución (MWh) / Energía disponible en el sistema (MWh) *100

Las tablas y gráficos que se muestran en las páginas siguientes, recogen los principales datos relacionados con los balances de energía y cálculos de pérdida de energía de los sistemas de distribución:

TABLA No. 1. 74 BALANCE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN EL PERIODO 2002-2011

Año	Energía Recibida del MEM (GWh)	Energía Comprada a Distribuidoras (GWh)	Energía Comprada a Autogeneradores (GWh)	Energía No Entregada al MEM (GWh)	Energía Vendida o Transferida a Distribuidoras (GWh)	Disponible en el Sistema (GWh)	Facturada a Clientes Regulados (GWh)	Facturada a Clientes No Regulados (GWh)	Energía Entregada a Terceros (GWh)	Pérdidas Sistema (GWh)	Pérdidas Sistema (%)	Demanda Máxima No Coincidente (MW)	Factor de Carga (%)
2 002	10 880,20	3,33	37,74	101,47	123,66	10 899	8 097	40	309	2 454	22,51	2 714	45,84
2 003	11 493,83	18,04	47,20	104,00	157,29	11 506	8 362	99	411	2 633	22,89	2 864	45,85
2 004	12 320,46	46,18	17,61	93,27	171,94	12 306	8 693	177	604	2 831	23,01	3 098	45,35
2 005	13 061,03	81,73	16,40	81,43	183,57	13 057	9 044	331	710	2 972	22,76	3 186	46,79
2 006	13 683,17	84,04	16,24	92,52	84,50	13 791	9 550	436	737	3 069	22,25	3 366	46,77
2 007	14 298,88	91,33	24,66	102,12	89,26	14 428	10 064	501	773	3 090	21,42	3 318	49,64
2 008	15 175,52	11,83	23,82	60,13	11,71	15 260	11 147	329	791	2 993	19,61	3 440	50,65
2 009	15 856,82	3,83	11,19	109,05	2,19	15 979	12 741	23	450	2 765	17,31	3 536	51,58
2 010	16 659,18	9,46	21,08	143,58	9,25	16 824	13 770	1	306	2 747	16,33	3 766	50,99
2 011	17 743,55	1,72	31,70	107,41	1,50	17 883	14 931	1	316	2 634	14,73	3 790	53,86

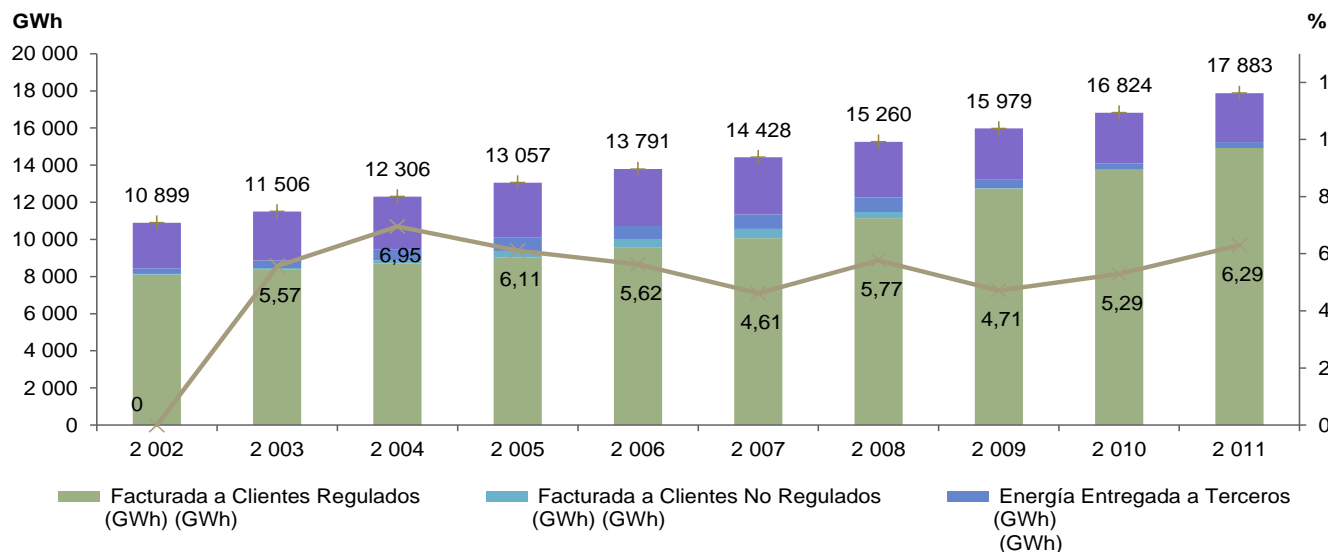


FIG. No. 1. 42: ENERGÍA DISPONIBLE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL PERIODO 2002-2011

La energía disponible en el sistema, que es la totalidad de energía que ingresa al sistema de distribución (incluye la adquirida en el MEM, la comprada a autogeneradoras, la producida por las propias centrales y la recibida a través del MEM para ser entregada a terceros), en el año 2002 fue de 10.899,09 GWh, valor que crece sistemáticamente cada año, hasta llegar a 17.882,88GWh. en el año 2011, lo que representa un incremento anual promedio del período de 4,60%., en un área de concesión de 256.370 km².

En el año 2011, se tienen 17.882,88 GWh de energía disponible con un incremento del 6,29% respecto del año 2010, así también las pérdidas en el sistema de distribución es de 2.634,08GWh, lo que representa un nivel de pérdidas a nivel Nacional de 14,73%.

TABLA No. 1. 75: VARIACIÓN DE ENERGÍA DISPONIBLE, FACTURADA A CLIENTES REGULADOS Y NO REGULADOS, ENTREGADA A TERCEROS Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Año	Disponible en el Sistema		Facturada a Clientes Regulados		Facturada a Clientes No Regulados		Energía Entregada a Terceros		Pérdidas Sistema		Pérdidas Sistema	
	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	Variación (%)	(%)	Crecimiento (%)
2 002	10 899,09	-	8 097,05	-	39,67	-	308,76	-	2 453,62	-	22,51	-
2 003	11 505,78	5,57	8 362,31	3,28	99,40	151	410,67	33,01	2 633,41	7,33	22,89	0,38
2 004	12 305,57	6,95	8 693,34	3,96	177,31	78	603,61	46,98	2 831,31	7,52	23,01	0,12
2 005	13 057,02	6,11	9 044,38	4,04	330,92	86,63	710,01	17,63	2 971,72	4,96	22,76	(0,25)
2 006	13 791,48	5,62	9 549,78	5,59	435,90	31,72	736,89	3,79	3 068,91	3,27	22,25	(0,51)
2 007	14 427,72	4,61	10 063,95	5,38	500,94	14,92	773,00	4,90	3 089,83	0,68	21,42	(0,84)
2 008	15 259,58	5,77	11 146,68	10,76	328,89	(34,34)	790,94	2,32	2 993,08	(3,13)	19,61	(1,80)
2 009	15 978,70	4,71	12 740,80	14,30	22,71	(93,10)	449,93	(43,11)	2 765,27	(7,61)	17,31	(2,31)
2 010	16 824,04	5,29	13 769,73	8,08	1,20	(94,72)	305,68	(32,06)	2 747,43	(0,65)	16,33	(0,98)
2 011	17 882,88	6,29	14 931,12	8,43	1,26	5,26	316,42	3,51	2 634,08	(4,13)	14,73	(1,60)

En el gráfico siguiente se representa las pérdidas en energía y en porcentaje. En el 2002 se tienen pérdidas por 2.453,61 GWh, lo que representa el 22.51% a nivel Nacional, en el año 2007 se tiene el mayor valor de pérdidas en energía con 3.089,83 GWh. que representa el 21,42%, sin embargo el mayor porcentaje de pérdidas se da en el año 2004 con 23,01%, en los siguientes años el indicador de pérdidas va disminuyendo hasta que en el 2011 se tiene un porcentaje del 14,73%.

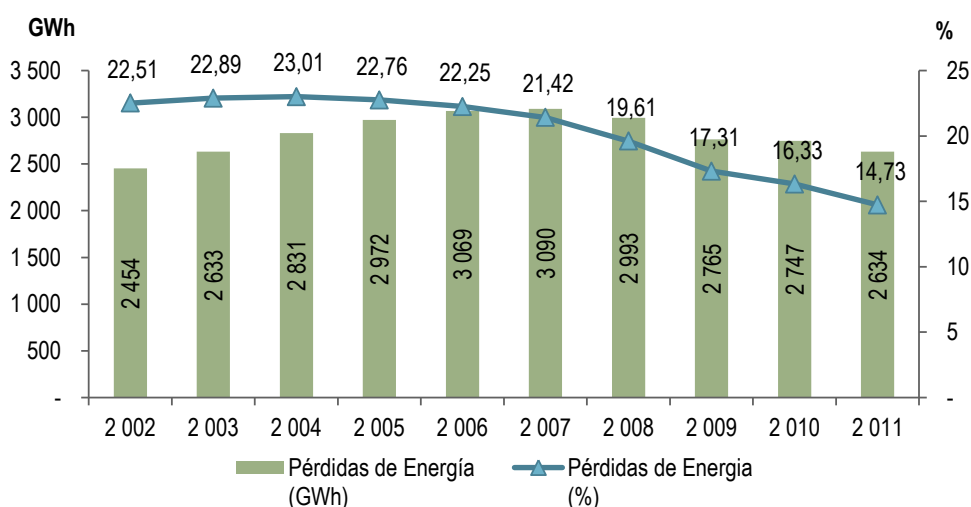


FIG. No. 1. 43: PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN EL PERIODO 2002-2011

En el gráfico que se detalla a continuación se representan en energía (GWh): las pérdidas del sistema, energía entregada a terceros, energía facturada a clientes Regulados y No regulados y la energía disponible en el sistema, que en el año 2002 se tiene 10.899 GWh y se va incrementando hasta alcanzar 17.882,83 GWh como energía disponible en el año 2011.

Las pérdidas de energía en los sistema de distribución en el año 2002 es de 2.453,61 GWh y a pesar que la energía disponible va incrementándose, la energía por pérdidas en el año 2011, se tiene un valor de 2.634,08 GWh, lo cual indica que no tiene una relación directa a la energía disponible y se puede concluir que esto significa que existe disminución de las pérdidas.

La mayor parte de energía disponible se factura a los clientes regulados, es así que en el año 2002 se factura 8.097 GWh, mientras que en el año 2011 se factura un total de 14.931 GWh.

TABLA No. 1. 76: BALANCE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Año	Disponible en el Sistema		Pérdidas Totales del Sistema			Pérdidas Técnicas del Sistema			Pérdidas No Técnicas del Sistema		
	(GWh)	Variación (%)	(GWh)	(%)*	Variación (%)	(GWh)	(%)*	Variación (%)	(GWh)	(%)*	Variación (%)
2 002	10 899,09	-	2 453,62	22,51	-	1 042,70	9,57	-	1 410,92	12,95	-
2 003	11 505,78	5,57	2 633,41	22,89	7,33	1 140,91	9,92	9,42	1 492,50	12,97	5,78
2 004	12 305,57	6,95	2 831,31	23,01	7,52	1 282,43	10,42	12,40	1 548,88	12,59	3,78
2 005	13 057,02	6,11	2 971,72	22,76	4,96	1 321,50	10,12	3,05	1 650,22	12,64	6,54
2 006	13 791,48	5,62	3 068,91	22,25	3,27	1 292,72	9,37	(2,18)	1 776,18	12,88	7,63
2 007	14 427,72	4,61	3 089,83	21,42	0,68	1 335,65	9,26	3,32	1 754,18	12,16	(1,24)
2 008	15 259,58	5,77	2 993,08	19,61	(3,13)	1 421,21	9,31	6,41	1 571,87	10,30	(10,39)
2 009	15 978,70	4,71	2 765,27	17,31	(7,61)	1 499,10	9,38	5,48	1 266,17	7,92	(19,45)
2 010	16 824,04	5,29	2 747,43	16,33	(0,65)	1 499,79	8,91	0,05	1 247,64	7,42	(1,46)
2 011	17 882,88	6,29	2 634,08	14,73	(4,13)	1 560,95	8,73	4,08	1 073,13	6,00	(13,99)

(%)*: Porcentaje de Pérdidas de Energía del Sistema respecto a la Energía Disponible

En el siguiente gráfico se puede apreciar la variación porcentual de las pérdidas de energía en los sistemas de distribución en el periodo 2002-2011.

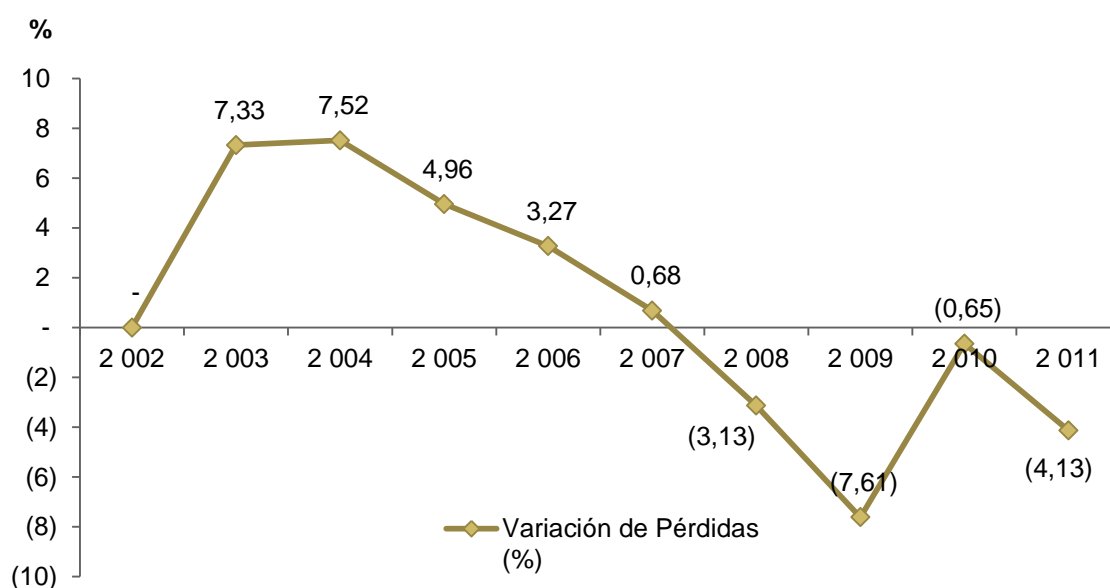


FIG. No. 1. 44: VARIACIÓN PORCENTUAL DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

TABLA No. 1. 77: BALANCE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA POR SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CNEL.

Distribuidora	Valores	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
CNEL-Bolivar	Disponible en el Sistema (MWh)	44 987	47 237	49 307	51 621	53 289	56 225	58 601	61 605	64 520	67 810
	Facturada a Clientes Regulados(MWh)	34 112	36 486	38 300	42 115	42 819	44 508	47 108	51 311	53 769	59 239
	Facturada a Clientes No Regulados(MWh)	-	-	-	40	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pérdidas Sistema (MWh)	10 875	10 751	11 007	9 466	10 471	11 717	11 493	10 293	10 751	8 570
	Pérdidas Sistema (%)	24,2	22,8	22,3	18,3	19,6	20,8	19,6	16,7	16,7	12,6
CNEL-El Oro	Disponible en el Sistema (MWh)	412 410	437 670	466 517	495 009	532 514	563 436	594 196	628 284	672 987	749 121
	Facturada a Clientes Regulados(MWh)	306 237	313 643	327 727	344 750	377 840	416 113	458 064	499 525	544 753	612 147
	Facturada a Clientes No Regulados(MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pérdidas Sistema (MWh)	106 173	124 027	138 790	150 259	154 674	147 323	136 132	128 758	128 234	136 974
	Pérdidas Sistema (%)	25,74	28,34	29,75	30,35	29,05	26,15	22,91	20,49	19,05	18,28
CNEL-Esmeraldas	Disponible en el Sistema (MWh)	273 505	296 722	319 213	343 998	359 827	372 652	396 790	412 302	430 457	451 158
	Facturada a Clientes Regulados(MWh)	201 161	211 518	224 496	239 340	244 062	253 023	277 569	297 531	305 893	332 588
	Facturada a Clientes No Regulados(MWh)	-	-	-	-	-	-	-	3 650	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	3 625	-	4 022
	Pérdidas Sistema (MWh)	72 344	85 204	94 718	104 659	115 765	119 629	115 596	111 121	120 542	114 989
	Pérdidas Sistema (%)	26,5	28,7	29,7	30,4	32,2	32,1	29,1	27,0	28,0	25,5
CNEL-Los Rios	Disponible en el Sistema (MWh)	212 138	220 634	236 253	251 096	261 824	272 712	288 627	300 964	321 528	343 436
	Facturada a Clientes Regulados(MWh)	144 755	148 070	160 820	166 305	182 559	182 390	212 713	217 985	223 980	236 269
	Facturada a Clientes No Regulados(MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	13 158	9 795	9 716	8 792	2 284	-	-	-	-	-
	Pérdidas Sistema (MWh)	54 226	62 769	65 717	75 999	76 982	90 322	75 914	82 979	97 949	107 167
	Pérdidas Sistema (%)	25,56	28,45	27,82	30,27	29,40	33,12	26,30	27,57	30,46	31,20
CNEL-Manabi	Disponible en el Sistema (MWh)	743 209	808 010	888 613	931 330	1 019 441	1 097 987	1 175 569	1 239 245	1 283 803	1 392 436
	Facturada a Clientes Regulados(MWh)	511 626	526 815	558 265	547 177	578 677	623 079	669 164	775 340	834 777	982 261
	Facturada a Clientes No Regulados(MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	16 125	14 309	17 188	16 042	20 889	22 152	28 408	2 412	2 513	2 550
	Pérdidas Sistema (MWh)	215 458	266 886	313 160	368 111	419 875	452 756	477 997	461 493	446 513	407 625
	Pérdidas Sistema (%)	29,0	33,0	35,2	39,5	41,2	41,2	40,7	37,2	34,8	29,3
CNEL-Milagro	Disponible en el Sistema (MWh)	368 616	389 840	423 641	453 694	476 405	508 646	516 077	548 833	578 432	600 613
	Facturada a Clientes Regulados(MWh)	178 695	200 111	205 549	212 530	217 032	233 154	252 665	324 574	416 916	460 515
	Facturada a Clientes No Regulados(MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	53 772	53 459	75 803	84 982	99 048	109 535	109 832	75 373	18 062	2 282
	Pérdidas Sistema (MWh)	136 150	136 270	156 182	156 182	160 325	165 958	153 580	148 886	143 454	137 816
	Pérdidas Sistema (%)	36,94	34,96	33,59	34,42	33,65	32,63	29,76	27,13	24,80	22,95
CNEL-Sta. Elena	Disponible en el Sistema (MWh)	255 389	284 261	298 876	328 097	345 563	362 149	380 203	387 428	404 946	449 248
	Facturada a Clientes Regulados(MWh)	178 433	186 407	191 018	210 352	236 546	253 419	276 573	313 111	339 748	372 037
	Facturada a Clientes No Regulados(MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	881	931
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	12 873	19 401	16 542	23 200	27 030	31 871	29 120	4 438	-	-
	Pérdidas Sistema (MWh)	64 083	78 453	91 315	94 546	81 987	76 859	74 510	69 879	64 317	76 280
	Pérdidas Sistema (%)	25,1	27,6	30,6	28,8	23,7	21,2	19,6	18,0	15,9	17,0
CNEL-Sto. Domingo	Disponible en el Sistema (MWh)	235 333	257 859	278 742	296 171	318 996	347 828	377 230	394 161	411 600	437 104
	Facturada a Clientes Regulados(MWh)	190 092	204 548	219 867	231 138	251 023	269 649	302 029	334 942	357 805	382 390
	Facturada a Clientes No Regulados(MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	-	-	4 345	10 363	12 293	17 794	15 478	7 930	7 504	8 299
	Pérdidas Sistema (MWh)	45 241	53 312	54 531	54 670	55 681	60 386	59 723	51 289	46 291	46 416
	Pérdidas Sistema (%)	19,22	20,67	19,56	18,46	17,45	17,36	15,83	13,01	11,25	10,62
CNEL-Sucumbios	Disponible en el Sistema (MWh)	71 737	85 587	101 286	125 405	135 410	148 312	158 684	173 784	193 362	211 554
	Facturada a Clientes Regulados(MWh)	46 039	53 432	65 012	77 662	87 921	88 538	103 878	126 673	149 311	164 376
	Facturada a Clientes No Regulados(MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Pérdidas Sistema (MWh)	25 698	32 155	36 274	47 743	47 490	59 774	54 807	47 111	44 051	47 179
	Pérdidas Sistema (%)	35,8	37,6	35,8	38,1	35,1	40,3	34,5	27,1	22,8	22,3
CNEL-Guayas Los Rios	Disponible en el Sistema (MWh)	700 083	743 825	818 959	889 790	955 195	1 037 922	1 149 033	1 311 314	1 396 129	1 518 523
	Facturada a Clientes Regulados(MWh)	408 010	401 087	441 757	493 767	528 152	553 470	671 361	922 809	1 066 928	1 177 125
	Facturada a Clientes No Regulados(MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Entregada a Terceros (MWh)	16 336	45 871	64 148	81 236	93 500	107 909	101 052	53 805	10 693	10 722
	Pérdidas Sistema (MWh)	275 737	296 867	313 053	314 787	333 544	376 544	376 620	334 699	318 507	330 675
	Pérdidas Sistema (%)	39,39	39,91	38,23	35,38	34,92	36,28	32,78	25,52	22,81	21,78
Total Disponible en el Sistema (MWh) CNEL		3 317 406	3 571 645	3 881 407	4 166 212	4 458 465	4 767 870	5 095 010	5 457 920	5 757 765	6 221 003
Total Facturada a Clientes Regulados(MWh) CNEL		2 199 158	2 282 117	2 432 810	2 565 135	2 746 635	2 917 343	3 271 125	3 863 801	4 293 479	4 778 947
Total Facturada a Clientes No Regulados(MWh) CNEL					40				3 650	881	931
Total Energía Entregada a Terceros (MWh) CNEL		112 262	142 835	187 744	224 616	255 043	289 261	287 515	143 959	42 794	27 434
Total Pérdidas Sistema (MWh) CNEL		1 005 986	1 146 693	1 260 853	1 376 420	1 456 792	1 561 267	1 536 371	1 446 511	1 420 611	1 413 692
Total Pérdidas Sistema (%) CNEL		30,32	32,11	32,48	33,04	32,67	32,75	30,15	26,50	24,67	22,72

TABLA No. 1. 79: BALANCE Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA NACIONAL

TOTAL NACIONAL	2 002	2 003	2 004	2 005	2 006	2 007	2 008	2 009	2 010	2 011
Total Disponible en el Sistema (MWh) Nacional	10 899 090	11 505 782	12 305 571	13 057 023	13 791 475	14 427 723	15 259 585	15 978 702	16 824 039	17 882 881
Total Facturada a Clientes Regulados(MWh) Nacional	8 097 048	8 362 308	8 693 341	9 044 378	9 549 776	10 063 953	11 146 678	12 740 799	13 769 731	14 931 125
Total Facturada a Clientes No Regulados(MWh) Nacional	39 670	99 396	177 311	330 922	435 905	500 939	328 894	22 705	1 199	1 262
Total Energía Entregada a Terceros (MWh) Nacional	308 756	410 669	603 608	710 006	736 886	773 001	790 937	449 933	305 683	316 415
Total Pérdidas Sistema (MWh) Nacional	2 453 616	2 633 409	2 831 312	2 971 717	3 068 908	3 089 831	2 993 076	2 765 265	2 747 426	2 634 080
Total Pérdidas Sistema (%) Nacional	22,51	22,89	23,01	22,76	22,25	21,42	19,61	17,31	16,33	14,73

TABLA No. 1. 80: EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN POR DISTRIBUIDORA

GRUPO EMPRESAS	DISTRIBUIDORA	AÑO									
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD	CNEL-Bolívar	24,17	22,76	22,32	18,34	19,65	20,84	19,61	16,71	16,66	12,64
	CNEL-EI Oro	25,74	28,34	29,75	30,35	29,05	26,15	22,91	20,49	19,05	18,28
	CNEL-Esmeraldas	26,45	28,72	29,67	30,42	32,17	32,10	29,13	26,95	28,00	25,49
	CNEL-Los Ríos	25,56	28,45	27,82	30,27	29,40	33,12	26,30	27,57	30,46	31,20
	CNEL-Manabí	28,99	33,03	35,24	39,53	41,19	41,24	40,66	37,24	34,78	29,27
	CNEL-Milagro	36,94	34,96	33,59	34,42	33,65	32,63	29,76	27,13	24,80	22,95
	CNEL-Sta. Elena	25,09	27,60	30,55	28,82	23,73	21,22	19,60	18,04	15,88	16,98
	CNEL-Sto. Domingo	19,22	20,67	19,56	18,46	17,45	17,36	15,83	13,01	11,25	10,62
	CNEL-Sucumbios	35,82	37,57	35,81	38,07	35,07	40,30	34,54	27,11	22,78	22,30
CNEL-Guayas Los Ríos	39,39	39,91	38,23	35,38	34,92	36,28	32,78	25,52	22,81	21,78	
TOTAL CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD		30,32	32,11	32,48	33,04	32,67	32,75	30,15	26,50	24,67	22,72
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	14,97	14,99	16,00	13,76	13,59	11,80	10,45	9,04	8,53	7,82
	E.E. Azogues	7,38	6,97	7,58	6,05	5,01	5,18	5,44	5,21	5,04	5,04
	E.E. Centro Sur	9,11	8,18	8,24	9,42	8,89	9,44	6,75	6,02	7,23	6,75
	E.E. Cotopaxi	15,05	18,42	15,07	12,28	12,11	12,18	10,62	9,39	8,35	7,06
	E.E. Galápagos	11,09	10,39	8,09	7,84	9,66	5,38	7,09	7,87	9,13	7,69
	E.E. Norte	17,34	17,42	16,19	14,58	13,91	12,77	11,30	10,74	10,99	9,66
	E.E. Quito	15,04	15,30	15,27	13,24	11,12	9,93	9,14	7,21	7,91	6,75
	E.E. Riobamba	17,38	18,54	16,67	16,04	16,51	15,28	14,98	14,61	13,17	11,86
	E.E. Sur	15,22	14,67	14,45	13,86	13,56	12,80	12,32	12,07	12,50	10,56
Eléctrica de Guayaquil	25,39	24,27	24,49	24,91	25,13	23,09	21,10	18,65	16,81	14,74	
Total Empresas Eléctricas		19,09	18,74	18,64	17,94	17,27	15,82	14,33	12,53	11,99	10,46
TOTAL NACIONAL		22,51	22,89	23,01	22,76	22,25	21,42	19,61	17,31	16,33	14,73

TABLA No. 1. 91: NÚMERO DE LUMINARIAS POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS

LUMINARIAS POR EMPRESAS DISTRIBUIDORAS (UNIDADES)											
GrupoEmpresa	Empresa	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Corporación Nacional de Electricidad CNEL	CNEL-Bolívar	8 654,00	8 369,00	8 457,00	8 457,00	9 727,00	9 877,00	10 123,00	10 050,00	10 479,00	10 494,00
	CNEL-EI Oro	44 660,00	46 089,00	50 802,00	50 802,00	50 802,00	51 756,00	53 131,00	61 362,00	62 454,00	62 787,00
	CNEL-Esmeraldas	20 811,00	22 021,00	22 220,00	22 741,00	22 742,00	24 234,00	24 307,00	24 146,00	25 731,00	27 351,00
	CNEL-Guayas Los Ríos	31 090,00	35 980,00	39 578,00	41 285,00	42 028,00	41 285,00	45 164,00	47 252,00	49 548,00	56 582,00
	CNEL-Los Ríos	11 826,00	11 826,00	11 994,00	13 341,00	13 034,00	13 034,00	13 447,00	13 565,00	13 548,00	15 305,00
	CNEL-Manabí	76 053,00	78 357,00	82 264,00	83 801,00	84 879,00	85 377,00	91 242,00	91 091,00	92 220,00	92 872,00
	CNEL-Milagro	15 529,00	17 526,00	18 216,00	19 485,00	19 499,00	20 628,00	22 408,00	24 809,00	31 476,00	34 524,00
	CNEL-Sta. Elena	21 807,00	22 564,00	23 481,00	24 202,00	24 472,00	24 629,00	24 870,00	27 188,00	28 679,00	29 554,00
	CNEL-Stb. Domingo	15 238,00	15 958,00	17 854,00	22 564,00	22 564,00	22 564,00	22 564,00	32 350,00	33 340,00	33 991,00
CNEL-Sucumbios	9 299,00	12 031,00	16 218,00	15 853,00	15 853,00	14 070,00	17 087,00	17 728,00	18 438,00	18 982,00	
Total Corporación Nacional de Electricidad CNEL		254 967,00	270 721,00	291 084,00	302 531,00	305 600,00	307 454,00	324 343,00	349 541,00	365 913,00	382 442,00
Empresas Eléctricas	E.E. Ambato	25 862,00	28 097,00	28 097,00	35 274,00	38 849,00	41 685,00	44 703,00	47 628,00	51 015,00	56 653,00
	E.E. Azogues	5 542,00	6 353,00	6 575,00	7 505,00	7 716,00	8 340,00	8 954,00	9 892,00	9 979,00	10 830,00
	E.E. Centro Sur	72 195,00	76 795,00	81 562,00	85 549,00	88 091,00	95 273,00	103 311,00	72 266,00	78 537,00	83 190,00
	E.E. Cotopaxi	16 127,00	16 418,00	19 345,00	19 840,00	21 553,00	23 982,00	25 230,00	26 681,00	27 714,00	32 635,00
	E.E. Galápagos	1 296,00	1 448,00	1 552,00	1 564,00	1 801,00	1 891,00	2 210,00	2 068,00	2 234,00	2 578,00
	E.E. Norte	34 603,00	40 764,00	42 388,00	45 534,00	49 411,00	53 107,00	55 541,00	58 721,00	60 433,00	63 562,00
	E.E. Quito	156 161,00	167 762,00	167 762,00	156 322,00	161 900,00	168 584,00	171 215,00	187 547,00	198 911,00	204 613,00
	E.E. Riobamba	21 176,00	21 311,00	22 034,00	22 356,00	22 690,00	22 844,00	23 467,00	23 866,00	25 199,00	27 071,00
	E.E. Sur								37 442,00	39 164,00	41 408,00
Eléctrica de Guayaquil	88 287,00	92 235,00	92 235,00	103 252,00	121 002,00	121 263,00	127 680,00	128 608,00	134 583,00	137 894,00	
Total Empresas Eléctricas		421 249,00	451 183,00	461 550,00	477 196,00	513 013,00	536 969,00	562 311,00	594 719,00	627 769,00	660 434,00
Total general		676 216,00	721 904,00	752 634,00	779 727,00	818 613,00	844 423,00	886 654,00	944 260,00	993 682,00	1 042 876,00

