

**UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
(UNIVERSIDAD DEL PERÚ, DECANA DE AMÉRICA)**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y
ELÉCTRICA
E.A.P. INGENIERIA ELÉCTRICA**



**EXPECTATIVAS DE DESARROLLO Y PROPUESTAS
COMPLEMENTARIAS DEL MERCADO DE USUARIOS
LIBRES DE ELECTRICIDAD SEGÚN LEY N° 28832**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

**ASESOR:
VÍCTOR ZENTENO CLEMENTE**

**AUTOR
DANNY CÉSAR PALACIOS HUERTA**

Lima – Perú

2007

A mi Madre: Rábida Margarita
Huerta Maza, a quien debo todo
en la vida.

AGRADECIMIENTOS

Deseo expresar mi más grande agradecimiento y gratitud a mi Madre: Rábida Margarita Huerta Maza, por todo el amor y apoyo que me brindó en toda mi vida, a mi Familia de quienes sus enseñanzas, recuerdos y palabras siempre conservo conmigo en la memoria.

Mi más sincero y eterno agradecimiento a mi asesor de tesis: Ing. Víctor Zenteno Clemente, por su Valeroso Esfuerzo en mejorar la escuela académico profesional de Ingeniería Eléctrica, por su permanente e incondicional apoyo en la realización del presente trabajo de tesis, por ser un gran profesional y mejor persona.

A mis profesores y maestros en mi paso por las aulas de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos, por la exigencia y modelo de profesionales que impartieron en mí.

Y un agradecimiento especial a mi alma mater “La Decana de América”.

ÍNDICE GENERAL

Lista de Figuras

Lista de Tablas

Resumen

Abstract

CAPITULO I INTRODUCCIÓN

1.1. Objetivos.....	2
1.2. Justificación.....	3
1.3. Metodología.....	4
1.4. Antecedentes.....	4
1.5. Estructura de la Presentación.....	5

CAPITULO II EL MERCADO ELECTRICO PERUANO

2.1. Las Reformas del Sub. Sector Eléctrico en los `90.....	7
2.2. Esquema General.....	8
2.3. Actividades del Sector:.....	8
2.3.1. Generación:	8
2.3.2. Transmisión:	9
2.3.3. Distribución:.....	9
2.4. Marco Regulatorio y Diseño de Mercado.....	10
2.4.1. Manejos de Riesgos en el Sector Eléctrico.....	12
2.4.2. Transacciones en el Mercado Mayorista.....	12
2.4.3. Manejo de Riesgos en el Mercado Spot.....	13
2.4.4. Riesgo Cantidad.....	14
2.5. Política de Precios.....	15
2.5.1. Tarifas Reguladas para Servicio Público de Electricidad.....	16
2.5.1.1. Valor Agregado de Distribución.....	17
2.5.1.2. Precio en Barra.....	18
2.5.1.2.1. Cálculo y Finalidad de las Tarifas en Barra.....	18
2.5.1.2.2. Conceptos Comprendidos en la Tarifa de	

Barra:.....	20
2.5.2. Precios Libres.....	24
2.6. Transacciones Comerciales Realizadas en el Mercado Eléctrico (Contexto Antes de la Ley 28832).....	24
2.6.1. Entre Generadores.....	25
2.6.2. Generadores Transmisores.....	25
2.6.3. Generadores Distribuidores.....	25
2.6.4. Generadores Clientes Libres.....	26
2.6.5. Distribuidores Clientes Libres.....	26
2.6.6. Distribuidores Clientes Regulados.....	26
2.7. Resultados de la Reforma de los '90	26
2.7.1. Potencia Efectiva.....	26
2.7.2. Perdidas por Energía.....	27
2.7.3. Cobertura de Electricidad.....	28
2.7.4. Evolución de Tarifas.....	28
2.7.4.1. Evolución de las Tarifas Eléctricas Residenciales.....	28
2.7.4.2. Evolución del Precio Medio Barra Lima 220kv.....	29
2.8. Algunos Problemas con el Diseño del Mercado Eléctrico Peruano.....	30

CAPITULO III

EL MERCADO DE CLIENTES LIBRES

3.1. El Mercado de Clientes Libres Según la Ley.....	32
3.2. Clasificación Empírica de los Clientes Libres.....	33
3.2.1. De Acuerdo a su Ubicación Geográfica.....	33
3.2.2. De Acuerdo al Volumen de Demanda de los Clientes.....	34
3.2.3. De Acuerdo al Nivel de Tensión de los Clientes.....	34
3.3. Participación en las Ventas de Energía por Tipo de Mercado.....	35
3.4. Numero de Clientes Libres.....	36
3.5. Ventas por Nivel de Tensión.....	37
3.5.1. Cantidad de Clientes Libres Por Nivel de Tensión.....	38
3.6. Número de Clientes Libres Atendidos por Generadoras o Distribuidoras...	39
3.6.1. Evolución de las Participaciones de Venta de Energía de Generadores y Distribuidores a los Clientes Libres del SEIN.....	41
3.7. Número de Clientes Libres por Empresa.....	42

3.8. Clientes por Departamento.....	43
3.9. Contratos de Suministros con el Cliente Libre Final.....	45
3.9.1. Condiciones Contractuales de Suministro.....	45
3.9.1.1. Condiciones Generales.....	46
3.9.1.2. Condiciones Técnico Operativas.....	46
3.9.1.3. Condiciones Comerciales y Económicas.....	47

CAPITULO IV

PRECIOS EN EL MERCADO LIBRE

4.1. Comportamiento de la Oferta y la Demanda de Energía Eléctrica.....	48
4.2. Precios Libres.....	49
4.3. Evolución Mensual del Precio Medio por Tipo de Empresa.....	52
4.4. Evolución del Precio Medio por Tipo de Tensión.....	52
4.5. Ventas de Energía Realizada por Cada Empresa Concesionaria.....	53
4.6. Facturación Total para el Mercado Libre de Electricidad.....	54
4.7. Clientes por Actividades Preponderantes.....	55
4.8. Participación de Ventas de energía por Actividades Preponderantes.....	56
4.9. Participación en la Facturación de la Actividades Preponderantes.....	57
4.10. Precio Medio por Actividad Económica.....	58
4.11. Evolución de la Comparación de Precios Libres con los Precios Teóricos.....	59

CAPITULO V

IDENTIFICACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA DE LOS CLIENTES LIBRES

5.1. Introducción.....	61
5.2. Análisis e Identificación de la Problemática de los Clientes Libres.....	62
5.3. Problemática de los Clientes Libres:.....	67
5.3.1. Clientes Libres Totales con Consumos Menores a 3MW.....	68
5.3.2. Clientes Libres Totales con Consumos Mayores a 3MW.....	69
5.4. Factores que Limitan la Competencia en el Mercado de Clientes Libres.....	70
5.4.1. Problemas de Acceso a las Redes.....	70
5.4.2. Imposición de Voluntades de la Empresa Dominante.....	72
5.4.3. Falta de Oferta de Generación.....	73
5.4.4. Viabilidad de Contratos con Empresas Generadoras.....	73
5.4.5. Asimetría de Competencia Entre las Empresas Distribuidoras y las	

Generadoras, en Zonas de Concesión de las Distribuidoras.....	74
5.4.6. Falta de Desarrollo de la Comercialización Eléctrica en el Perú.....	74
5.4.7. Falta de Adecuación del Marco Normativo y Regulatorio.....	75

CAPITULO VI

EXPERIENCIA INTERNACIONAL DE LOS USUARIOS LIBRES DE ELECTRICIDAD

6.1. Argentina.....	76
6.1.1. Estructura del Mercado Eléctrico.....	76
6.1.2. Mercado Eléctrico Mayorista.....	78
6.1.3. Tipos de Usuarios.....	79
6.1.3.1. Usuarios Regulados.....	79
6.1.3.2. Grandes Usuarios.....	80
6.1.4. Comercializadores.....	82
6.1.5. Estrategias de Cobertura y Comercialización para Grandes Usuarios.....	82
6.1.6. Resultados del Mercado de Usuarios Libres en Argentina.....	82
6.2. Brasil.....	86
6.2.1. Estructura del Mercado Eléctrico.....	86
6.2.2. Mercado Eléctrico Mayorista.....	88
6.2.3. Tipos de Usuarios.....	89
6.2.3.1. Clientes Regulados.....	89
6.2.3.2. Usuarios Libres.....	89
6.2.4. Contexto Comercialización de Energía.....	90
6.2.5. Facturación de Clientes Libres.....	91
6.2.6. Resultados Usuarios Libres en el Brasil.....	92
6.3. Colombia.....	94
6.3.1. Estructura del Mercado Eléctrico.....	94
6.3.2. Mercado Eléctrico Mayorista.....	95
6.3.3. Tipos de Usuarios.....	97
6.3.3.1. Usuario Regulado.....	98
6.3.3.2. Usuario No Regulado.....	99

6.3.4. Comercialización.....	100
6.3.5. Resultados Usuarios Libres en Colombia.....	101
6.4. Chile.....	103
6.4.1. Estructura del Mercado Eléctrico.....	103
6.4.2. Mercado Eléctrico Mayorista.....	105
6.4.3. Tipos de Usuarios.....	106
6.4.3.1. Clientes Regulados.....	106
6.4.3.2. Clientes con Derecho a Optar por un Régimen de Tarifa Regulada o de Precio Libre.....	106
6.4.3.3. Clientes Libres o No regulados:.....	107
6.4.4. Resultados de Usuarios Libres en Chile.....	107
6.5. Resumen Experiencia Internacional.....	110

CAPITULO VII

LEY N° 28832, PROYECCIONES Y EXPECTATIVAS DE DESARROLLO PARA LOS USUARIOS LIBRES DE ELECTRICIDAD.

7.1. Introducción.....	112
7.2. Ley 28832 y los Usuarios Libres de Electricidad.....	112
7.3. Proyecciones de la Ley 28832 Para el Mercado de Usuarios Libres de Electricidad.....	113
7.3.1. Formación de Agrupaciones y/o Consorcios de Usuarios Libres.....	114
7.3.1.1. Análisis.....	114
i) Precios de Clientes Libres con Consumos Superiores a 5MW.....	116
ii) Precio de Clientes Libres con Más de un Punto de Suministro.....	116
iii) Abastecimiento de los Clientes Libres Mayores a 5MW Dentro del Área de Concesión de las Empresas Distribuidoras.....	119
7.3.1.2. Proyección.....	119
7.3.1.3. Características que Poseerán las Agrupaciones y/o Consorcios de Usuarios Libres.....	120
7.3.2. Participación en el Mercado de Corto Plazo.....	121
7.3.2.1. Análisis.....	121

i) Proyección de la Oferta y la Demanda del Mercado Eléctrico Peruano.....	122
ii) Lecciones de la Experiencia Internacional.....	124
7.3.2.2. Proyección.....	125
7.3.3. Nueva Opción Para Usuarios Libres (Primera Disposición Complementaria Final).....	126
7.3.3.1. Análisis.....	126
i) Incrementos De Carga Mayores a 600kw - Luz del Sur- 2005.....	127
ii) Nuevos Suministros Mayores a 600kW - Luz del Sur en el año - 2005.....	128
iii) Lecciones de la Experiencia Internacional.....	131
7.3.3.2. Proyecciones.....	132
7.4. Mejoras Que se Alcanzarán con la Ley 28832.....	133
7.5. Falencias de la Ley 28832.....	133

CAPITULO VIII

PROPUESTAS COMPLEMENTARIAS A LA LEY N° 28832, PARA EL MERCADO DE USUARIOS LIBRES DE ELECTRICIDAD

8.1. Introducción.....	135
8.2. Lecciones de la Experiencia Internacional.....	135
8.3. Mercados Minoristas.....	136
8.4. Ventajas de los Comercializadores.....	137
8.5. Premisas del Diseño de la Propuesta.....	138
8.6. Propuesta de Mercado en un Escenario de Largo Plazo.....	139
8.7. Usuarios Libres y Regulados en el Esquema Propuesto.....	141
8.7.1. Usuarios Libres.....	141
8.7.1.1. Pequeños Usuarios Libres.....	141
8.7.1.2. Medianos Usuarios Libres.....	142
8.7.1.3. Grandes Usuarios Libres.....	142
8.7.2. Clientes Regulados.....	143
8.8. Sustento de la Propuesta del Comercializador de Energía.....	143
8.8.1. Comercialización Inmersa en Distribución.....	144

8.8.2. Mercado Potencial del Comercializador de Energía.....	147
8.8.2.1. Mercado Potenciales de Clientes Industriales con Suministros en Media Tensión.....	147
8.8.2.2. Clientes del Sector Comercial.....	153
8.8.2.3. Demanda General Proyectada.....	154
8.9. Características y Obligaciones de los Comercializadores en el Esquema Propuesto.....	156
8.9.1 Características de los Comercializadores.....	156
8.9.2. Obligaciones De los Comercializadores.....	157
8.10. Obligaciones de los Distribuidores:.....	157
8.11. Precios de Peajes de Distribución y Transmisión.....	158
8.11.1. Peajes en Distribución para Usuarios Libres.....	158
8.11.2. Pejes en Transmisión.....	159
8.12. Reguladores.....	159
8.13. Requerimientos de Información para la Liquidación del Mercado de Usuarios Libres.....	160
8.14. Beneficios de La Propuesta.....	161
8.15. Factibilidad de la Propuesta.....	162
 CAPITULO IX	
CONCLUSIONES	164
APORTES	169
 BIBLIOGRAFÍA	
ANEXOS	175

Lista de Figuras

Figura 2 -1: Esquema del Sub. Sector Eléctrico Reforma de los 90`	7
Figura 2 -2: Agentes Encargados de Cumplir los Objetivos de la Reforma de los 90`	8
Figura 2 -3: Esquema de Diseño del Mercado Eléctrico Peruano.....	11
Figura 2 -4: Evolución del Precio Spot.....	14
Figura 2 -5: Porcentaje de Compras de los Generadores al Mercado Mayorista.....	15
Figura 2 -6: Estructura de la Tarifa Regulada.....	17
Figura 2 -7: Estructura de la Tarifa en Barra.....	19
Figura 2 -8: Estructura del Precio Básico de Energía.....	21
Figura 2 -9: Estructura del Precio Básico de Potencia.....	21
Figura 2 -10: Esquema de Transacciones Financieras en el Sector Eléctrico.....	24
Figura 2 -11: Esquema de Potencia Existente en el SEIN.....	27
Figura 2 -12: Esquema de Pérdidas en la Distribución de Energía.....	27
Figura 2-13: Evolución De La Tarifa Eléctrica Residencial.....	29
Figura 2 -14: Evolución Del Precio Medio Barra Lima.....	29
Figura 3-1: Participación de las ventas de energía por tipo de mercado.....	36
Figura 3-2: Evolución del Numero de Clientes Libres 1993-2004.....	36
Figura 3-3: Esquema de Ventas de Energía por Nivel de Tensión – Junio 2004..	38
Figura 3-4: Número de Clientes por Nivel de Tensión 2003.....	39
Figura 3-5: Abastecedores de Clientes por Nivel de Tensión.....	39
Figura 3-6: Evolución del Número de Clientes Atendidos por Generadoras o Distribuidoras.....	40
Figura 3 -7: Evolución de la Participación en Ventas de Energía al Mercado Libre.....	41
Figura 3 -8: Clientes Libres por Empresa Concesionaria 2003.....	43
Figura 3 -9: Clientes Libres por Departamento.....	45
Figura 4-1: Comportamiento de la Oferta y la demanda de Energía Eléctrica..	49
Figura 4-2: Promedio Anual del Precio Medio por Empresa.....	51

Figura 4-3: Promedio Anual del Precio Medio por Empresa Comparado con Precio Medio del Mercado.....	51
Figura 4-4: Evolución de Precio Medio Anual por Tipo de Empresa 2004.....	52
Figura 4-5: Evolución del Precio Medio Anual por Nivel de Tensión 2004.....	53
Figura 4-6: Ventas Totales por Empresa Concesionaria para el Mercado Libre 2004.....	54
Figura 4-7: Facturación Total por Empresa Concesionaria para el Mercado Libre 2004.....	55
Figura 4-8: N° de Clientes Libres por Actividades Económicas Preponderantes 2004.....	56
Figura 4-9: Demanda de Energía por Actividad Económica para el Mercado Libre 2004.....	56
Figura 4-10: Participación de las Ventas de Energía por Grupos de Actividades Económica para el Mercado Libre 2004.....	57
Figura 4-11: Participación de la Facturación de Energía por Grupos de Actividades Económica para el Mercado Libre 2004.....	58
Figura 4-12: Precio Medio por Actividad Económica.....	58
Figura 4-13: Evolución Comparación Precios Libres Teóricos –SEIN.....	60
Figura 5-1: Consumo de Energía por Nivel de Tensión – Junio 2004.....	62
Figura 5-2: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos entre 1MW y 1.5 MW.....	63
Figura 5-3: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos entre 1.5MW y 2 MW	64
Figura 5-4: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos entre 2MW y 2.5 MW	64
Figura 5-5: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos entre 2.5MW y 3 MW	65
Figura 5-6: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos entre 3MW y 3.5 MW	66
Figura 5-7: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos entre 3.5MW y 4 MW	66
Figura 5-8: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos Mayores a 4MW	67
Figura 5-9: Gráfico Resumen de Abastecimiento al Mercado de	

Clientes Libres por Nivel de Máxima Demanda.....	68
Figura 5-10: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos	
Menores a 3MW.....	69
Figura 5-11: Abastecimiento de Clientes Libres con consumos	
Mayores a 3MW.....	69
Figura 5-12: Vigencia de Contratos de las Dos Empresas Distribuidoras	
que Poseen el Mayor Número de Clientes Libres.....	72
Figura 6-1: Actores del Mercado Eléctrico Argentino.....	77
Figura 6-2: Estructura del Mercado Eléctrico Argentino.....	79
Figura 6-3: Evolución del Numero de Grandes Consumidores-Argentina.....	83
Figura 6-4: Evolución del Numero de Grandes Consumidores-Argentina.....	83
Figura 6-5: Consumo de Energía por Opciones de Grandes Usuarios 2004.....	84
Figura 6-6: Consumo de Energía de por Opciones de Usuarios Libres	
y Regulados – Argentina 2004.....	85
Figura 6-7: Consumo de Energía por Tipo de Usuario – Argentina 2004.....	85
Figura 6-8: Estructura del Mercado Eléctrico Brasileño.....	87
Figura 6-9: Esquema de Liquidación de Energía de la CCEE.....	90
Figura 6-10: Consumo de Energía por Tipo de Mercado.....	92
Figura 6-11: Facturación de Energía por Tipo de Mercado.....	93
Figura 6-12: Evolución del Número de Clientes Libres –Brasil.....	93
Figura 6-13: Esquema Agentes del Mercado Eléctrico Colombiano.....	95
Figura 6-14: Estructura del Mercado Eléctrico Colombiano.....	97
Figura 6-15: Número de Comercializadores por Departamento.....	100
Figura 6-16: Evolución del N° de Usuarios Libres -Colombia -1995-2001.....	101
Figura 6-17: Evolución del N° de Usuarios Libres -Colombia -2001-2005.....	102
Figura 6-18: Consumo de Energía por Tipos de Usuario – Colombia.....	102
Figura 6-19: Estructura del Mercado Eléctrico Chileno.....	104
Figura 6-20: Evolución del Precio Medio de Clientes Libres en Chile SIC y SING.....	108
Figura 6-21: Precio Monómico Libre y Regulado Barra Quillota	108
Figura 6-22: Clientes Libres por Empresa Distribuidora –Chile.....	109
Figura 6-23: Consumo de Energía por Tipo de Mercado- Chile-2004.....	109
Figura 6-24: Potencia Instalada y Máxima Demanda.....	111
Figura 6-25: Potencia Mínima Requerida para Entrar al Mercado Libre.....	111
Figura 7-1: Precio de Clientes Libres Con Consumos Mayores a 5MW.....	116

Figura 7-2: Precio de Clientes Libres con más de Un Punto de Suministro.....	118
Figura 7-3: Abastecimiento de Clientes Libres Mayores a 5MW.....	119
Figura 7-4: Costo Marginal y Tarifa en Barra SEIN.....	121
Figura 7-5: Crecimiento de la Demanda VS Oferta Comprometida.....	123
Figura 7-6: Esquema de Comportamiento de Clientes, por Incremento de Carga mayor a 600kW – Luz del Sur – 2005.....	128
Figura 7-7: Nuevos Suministros Mayores a 600kW.....	129
Figura 7-8: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos Menores a 3MW.....	130
Figura 8-1: Estructura del Modelo del Mercado Propuesto.....	140
Figura 8-2: Evolución de Ventas de Energía Eléctrica por Tipo de Empresa.....	146
Figura 8-3: Variación del Número de Clientes Libres de Electricidad.....	147
Figura 8-4: Evolución del Número de Clientes Industriales.....	148
Figura 8-5: Número de Clientes Industriales Proyectados al 2014.....	149
Figura 8-6: Evolución del Nº de Clientes en Media Tensión.....	150
Figura 8-7: Número de Clientes en Media Tensión Proyectados al 2014.....	152
Figura 8-8: Evolución de las Ventas de Energía Según Tipo de Mercado.....	153
Figura 8-9: Oferta de Generación VS Demanda de Potencia Proyectada al 2014.....	155
Figura A.1 Tarifas Residenciales Sin Impuestos.....	176
Figura A.2 Tarifas Residenciales Con Impuestos.....	177
Figura A.3 Tarifas Comerciales Sin Impuestos.....	177
Figura A.4 Tarifas Comerciales Con Impuestos.....	178
Figura A.5 Tarifas Industriales Sin Impuestos.....	178
Figura A.6 Tarifas Industriales Con Impuestos.....	179

Lista de Tablas

Tabla 3 -1: Numero de Clientes Libres 1993-2003.....	36
Tabla 3 -2: Cantidad de Clientes por Nivel de Tensión.....	38
Tabla 3 -3: Numero de Clientes Libres por Empresa Concesionaria 2003.....	42
Tabla 3 -4: Clientes Libres por Departamento 2003.....	44
Tabla 4-1: Evolución del Precio Medio por Tipo de Empresa 2004.....	50
Tabla 4-2: Evolución de Precio Medio Anual por Tipo de Empresa 2004.....	52
Tabla 4-3: Evolución del Precio Medio Anual por Nivel de Tensión 2004.....	53
Tabla 4-4: Evolución Comparación Precios Libres Teóricos – SEIN.....	60
Tabla 6-1: Características Usuarios Libres.....	110
Tabla 7-1: Precio de Clientes Libres con más de un Suministro.....	117
Tabla 7-2: Proyectos de Generación al 2014 (Escenario Base).....	122
Tabla 7-3: Incremento de Carga Mayores a 600kW-Luz del Sur-2005.....	127
Tabla 7-4: Nuevos Suministros Mayores a 600kW.....	128
Tabla 8-1: Evolución de Ventas de Energía Eléctrica por Tipo de Empresa.....	145
Tabla 8-2: Evolución del Número de Clientes Industriales.....	148
Tabla 8-3: Evolución del Número de Clientes en Media Tensión.....	150
Tabla 8-4: Proyección de la Demanda de la Potencia del SEIN al 2014.....	155
Tabla A.1 Tarifas Residenciales Sin Impuestos.....	176
Tabla A.2 Tarifas Residenciales Con Impuestos.....	176
Tabla A.3 Tarifas Comerciales Sin Impuestos.....	177
Tabla A.4 Tarifas Comerciales Con Impuestos.....	177
Tabla A.5 Tarifas Industriales Sin Impuestos.....	178
Tabla A.6 Tarifas Industriales Con Impuestos.....	179

TERMINOLOGÍA BÁSICA

Los términos de uso común en la presente tesis se describen a continuación:

MINEM	Ministerio de Energía y Minas
OSINERG	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía
GART	Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
COES	Comité de Operación Económica del Sistema
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
PROINVERSION	Organismo Promotor de la Inversión
INDECOPI	Instituto de Defensa del Consumidor y la Propiedad Intelectual
GW.h	Energía eléctrica expresada en Giga Watts hora (10^9 Watts hora)
MW.h	Energía eléctrica expresada en Mega Watts hora (10^6 Watts hora)
kW.h	Energía eléctrica expresada en Kilo Watts hora (10^3 Watts hora)
MW	Potencia eléctrica expresada en Mega Watts (10^6 Watts)
kW	Potencia eléctrica expresada en Kilo Watts (10^3 Watts)
US\$/MW.h	Precio de la energía eléctrica en Dólares Americanos por Mega Watts hora
ctv. \$/KW.h	Precio de la energía eléctrica en Centavos de Dólar Americano por Kilo Watts hora
ctm. S./KW.h	Precio de la energía eléctrica en Céntimos de Nuevo Sol por Kilo Watts hora
TLC	Tratado de Libre Comercio
SST	Sistema Secundario de Transmisión
SPT	Sistema Primario de Transmisión
VNR	Valor Nuevo de Reemplazo
VAD	Valor Agregado de Distribución
CL	Cliente Libre
CR	Cliente Regulado
LCE	Ley de Concesiones Eléctricas (Ley N° 25844)
CMg	Costo Marginal
SPSS	Satistical Product and Service Solutions

RESUMEN

La presente tesis realiza un estudio de la situación actual del mercado de Usuarios Libres de electricidad, identificando sus principales problemas de orden competitivo, normativo y regulatorio; mostrando así las condiciones en la que la nueva Ley N° 28832, “Ley Para Asegurar El Desarrollo Eficiente De La Generación Eléctrica”, recibirá el mercado eléctrico, para posteriormente develar e identificar las expectativas de desarrollo que podrán alcanzar los Usuarios Libres en nuestro país con este nuevo marco normativo, ello se logrará en base al análisis del mercado eléctrico nacional y la experiencia obtenida por otros países del mundo, que alcanzaron mayores condiciones de competitividad en base a una adecuada reforma de su marco regulatorio, adaptando y complementando estas experiencias a las condiciones en las que se encontrará nuestro mercado eléctrico con la Ley N° 28832, para finalmente dar propuestas complementarias que permitan alcanzar un mayor desarrollo del mercado de Usuarios Libres en todos sus niveles y sectores de consumo, lo cual se verá reflejado en una mejora de la competitividad, tarifas más justas y un mejor servicio eléctrico, lo que conllevará al crecimiento y perfeccionamiento de nuestro mercado eléctrico.

ABSTRACT

The present thesis makes a study of the current situation of the market of Electricity Free Users, identifying its principal problems of competitive, normative and regulatory order; showing this way the conditions in which the new Law N° 28832, "Law to Assure The Efficient Development Of The Electric Generation", will receive the electric market, for later to identify the development that will be able to reach the Free Users in our country with this new normative scheme, this will be achieved analyzing the national electric market and the experience obtained by other countries of the world that reached better conditions of competitiveness in base to appropriate reformation of their regulatory scheme, adapting and supplementing these experiences to the conditions in those that will meet our electric market with the Law N° 28832, for finally to give complementary proposals that allow to reach a bigger development of the market of Free Users in all their levels and consumption sectors, which will be reflected in an improvement of the competitiveness, joust tariff a better electric service, what will bear to the growth and improvement of our electric market.

CAPITULO I

I. Introducción

Con la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas, producto de la reforma de los 90`, se buscó crear un mercado desregulado competitivo y eficiente, como parte de la búsqueda de estos objetivos se crea la figura del Cliente Libre, de tal manera que este sea un agente que participe activamente en el mercado eléctrico y pueda sacar ventaja de los beneficios de negociar directamente con un proveedor.

Las medidas promulgadas por la Ley de Concesiones Eléctricas y posteriores normas adoptadas con el fin de crear una mayor competencia en el mercado de clientes libres, muchas veces no obtuvieron los resultados que se esperaban¹, ello a pesar de los denodados esfuerzos de la autoridad, en tal sentido los clientes libres de electricidad presentaron problemas de negociación y polarización en su abastecimiento², es en medio de este contexto que se promulga la Ley 28832, “Ley Para Asegurar El Desarrollo Eficiente De La Generación Eléctrica”, en la búsqueda de nuevas alternativas a los diversos problemas del mercado eléctrico peruano. En las siguientes líneas se pretende mostrar las condiciones actuales en las que la Ley 28832 recibe el mercado de Usuarios Libres, y en base a la experiencia adquirida por nuestro mercado eléctrico, así como la de otros países del mundo se pretende proyectar las condiciones en las que se desarrollarán los Usuarios Libres de Electricidad con el nuevo marco normativo, para posteriormente proponer medidas complementarias que perfeccionen nuestro mercado eléctrico.

¹ Se detallará en el Capítulo V

² Se detallará en el Capítulo V

1.1. Objetivos

- Realizar un estudio y análisis de la situación actual del mercado de clientes libres de electricidad de nuestro país, identificando las principales causas de sus problemas de orden regulatorio, normativo y competitivo por la que estos atraviesan.
- Mostrar las condiciones reales en las que la Ley 28832 entra a regir en el mercado de clientes libres.
- Realizar una proyección de las condiciones en las cuales se desenvolverán los clientes libres de electricidad con la Ley 28832, en base al análisis del mercado eléctrico nacional y la experiencia obtenida por otros países del mundo en sus respectivos procesos de desregulación, identificando las oportunidades de desarrollo y posibles falencias que se podrán alcanzar con la Ley 28832.
- Proponer medidas complementarias que permitan alcanzar el desarrollo del mercado de Usuarios Libres de electricidad en base a un adecuado sustento técnico, analítico y comparativo; teniendo siempre como premisa la idea de buscar un mercado más competitivo, eficiente y desregulado.
- Estas propuestas complementarias a la Ley N° 28832 pretende contribuir con la continua mejora de la Ley de Concesiones Eléctricas y por consiguiente lleve mejoras al mercado de Usuarios Libres de electricidad.

1.2. Justificación.

La Ley N° 28832, “Ley Para Asegurar El Desarrollo Eficiente De La Generación Eléctrica”, plantea grandes reformas de orden normativo y regulatorio, en las cuales se encontrarán inmersos todos los agentes del mercado eléctrico. Ante estas nuevas condiciones a las cuales se enfrentará el mercado es necesario realizar estudios y proyecciones que nos permitan identificar las posibles mejoras y falencias a la que nos conllevará esta nueva ley; de manera especial en esta tesis se pretende mostrar las expectativas de desarrollo que podrán alcanzar los Usuarios Libres, así como también se identificarán los posibles vacíos y desaciertos que pueda presentar la Ley 28832, para de esta manera proponer medidas complementarias que permitan lograr un mayor desarrollo del mercado de Usuarios Libres de electricidad.

Asimismo en el contexto en el cual se desarrollaron los clientes libres antes de la puesta en vigencia de la Ley 28832, se pudo observar y demostrar que el abastecimiento del mercado de clientes libres se encontraba polarizado según la cantidad de consumo y la ubicación del cliente, esto demuestra que el mercado eléctrico, no es un mercado verdaderamente competitivo como pretende la ley, el cual posó muchas falencias³. Ante ello y para minimizar las falencias que pueda presentar la Ley 28832, se pretende realizar un estudio y proyecciones que nos permita ver si con las nuevas condiciones propuestas por la Ley N° 28832 se logrará corregir los desatinos anteriormente mostrados⁴, para posteriormente proponer medidas complementarias que mejoren las condiciones de competencia para todos los Usuarios Libres y nos permita tener un mercado cada vez más desregulado y eficiente, ello se logrará en base a un estudio técnico, analítico y conciente que se adapte a nuestra realidad.

³ Referida a la competencia del mercado de clientes libre - detallado en el capítulo V.

⁴ Referido a la competencia del mercado de clientes libres - detallado en el capítulo V.

1.3. Metodología.

Para lograr los objetivos planteados se empleo la Metodología de Investigación, realizando un análisis exhaustivo de las condiciones actuales en las que se encuentra el mercado de Usuarios Libres de electricidad, además de ello se proyectaron las condiciones en las que se desenvolverá el mercado eléctrico con la Ley 28832, analizando sus posibles impactos para los Usuarios Libres; asimismo se investigó diversos modelos de mercados eléctricos que nos permitan proponer medidas complementarias a la Ley 28832 con lo cual se pueda llegar a una mayor competencia para los Usuarios Libres de Electricidad.

Se utilizaron herramientas como el Excel, Access y SPSS (Statistical Product and Service Solutions) para ordenar, clasificar y redistribuir nuestra base de datos de clientes libres.

1.4. Antecedentes.

En la actualidad la tendencia de los mercados eléctricos en el mundo es hacer cada vez más desregulados, lo que implica que el mercado sea cada vez más competitivo, procurando alcanzar con esto la máxima eficiencia, tarifas más justas y mejoras en la calidad del suministro de electricidad.

De esta manera ante la falta de estudios de mercado eléctricos en nuestro país y en especial de los Clientes Libres de electricidad, el autor investigó y ahondó sobre el tema. Posteriormente cuando se promulgó la Ley 28832, se optó por adaptar lo ya investigado a las nuevas condiciones en las que se desenvolverá el mercado de Usuarios Libres con la Ley 28832, de tal manera que podamos lograr una mayor competencia en el nuevo escenario en el que se desarrollarán los Usuarios Libres.

1.5. Estructura de la Presentación

Capítulo I

- Introducción de la tesis, mostrando los objetivos, antecedentes y justificación del tema.

Capítulo II

- Se realizará una breve descripción de la estructura actual del mercado eléctrico peruano, su marco regulatorio, el diseño de mercado que se posee, así como los mecanismo de fijación tarifaria, todo ello con la finalidad de tener una visión global en la que se desarrolla el mercado eléctrico.

Capítulo III

- Se analizará el mercado libre de electricidad, mostrando una serie de datos y comparaciones estadísticas, que nos permitan ver la situación actual en la que se encuentran los clientes libres.

Capítulo IV

- Se estudiará el comportamiento de la tarifa libre así como la regulada, para determinados periodos de tiempo con la finalidad de ver el comportamiento y evolución de las mismas.

Capítulo V

- Teniendo como base lo anterior, se procederá a analizar e identificar las principales problemáticas actuales de los clientes libres, así como las causas y consecuencias a la que esto nos conlleva, para de esta manera poder tener una idea global en la cual la Ley N° 28832 es aprobada y reglamentada.

Capítulo VI

- Analizaremos y detallaremos a Los Usuarios Libres en otros países del mundo, con la finalidad de identificar el desarrollo que estos alcanzaron en sus respectivos procesos de desregulación de sus mercados eléctricos, para posteriormente estas experiencias adquiridas mejorarlas y perfeccionarlas a nuestra realidad.

Capítulo VII

- Se proyectarán las futuras condiciones en las que se desenvolverán el mercado libre de electricidad en base a la nueva Ley N° 28832, identificando así las expectativas de desarrollo y posibles falencias que esta puede presentar para el desarrollo del mercado libre de electricidad, ello se logrará en base al análisis del mercado eléctrico nacional y las experiencia obtenida por otros países del mundo en sus respectivos procesos de desregulación.

Capítulo VIII

- Sobre la base del análisis de nuestra realidad y la proyección del nuevo escenario en el que se desenvolverá el mercado eléctrico peruano, daremos propuestas complementarias para solucionar estas posibles falencias que pueda presentar el mercado de clientes libres de electricidad.

Capítulo IX

- Finalmente se dan las conclusiones y recomendaciones.

CAPITULO II

EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO (Ley 25844)

2.1. Las Reformas del Sub. Sector Eléctrico en los `90

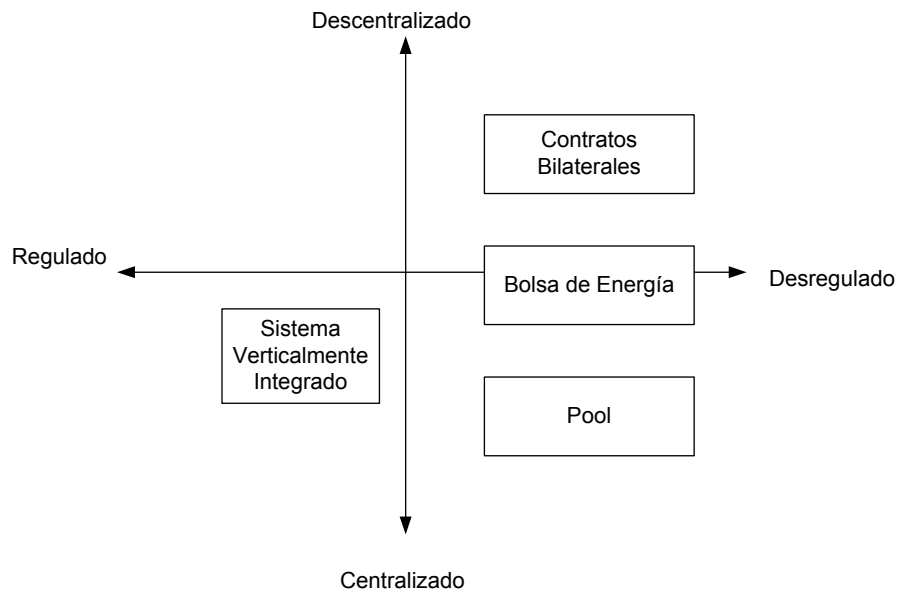


Figura 2 -1: Modelo de Organización de Mercados Eléctricos.

En el Perú, Chile y Argentina se utiliza el modelo marginalista, donde se introduce competencia en generación pero los precios se fijan en un pool basado principalmente en costos, la Figura 2-1, representa los modelos de organización de mercados eléctricos, dependiendo de sus características.

A inicios de los noventa el esquema de la empresa estatal verticalmente integrada había colapsado debido principalmente a la politización de las tarifas, el sobre empleo, ineficiencias y la ausencia de inversiones.

La reforma de 1992 tenía como objetivo:

1. Garantizar el suministro de energía promoviendo la inversión.
2. Fijar tarifas justas que remuneren adecuadamente las inversiones.
3. Promover la eficiencia mediante la introducción de competencia en diferentes niveles.
4. Incrementar el acceso a la electricidad de más usuarios (cobertura).

La Figura 2 -2 representa los agentes encargados de cumplir los objetivos de la reforma de los 90` y sus principales funciones de cada uno de estos.

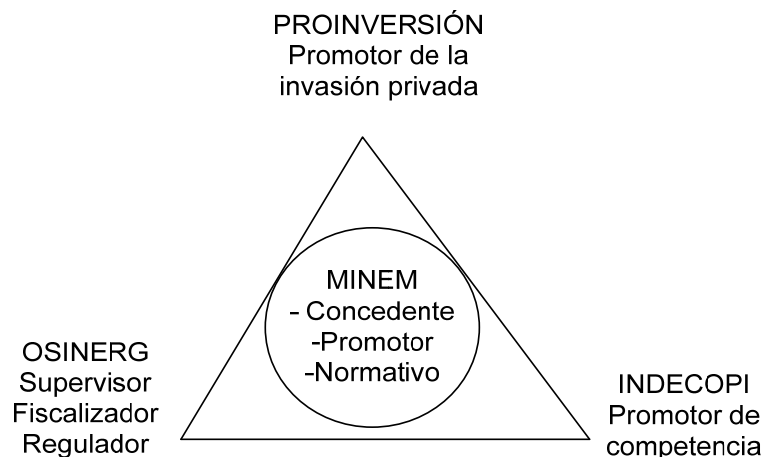


Figura 2 -2: Agentes Encargados de Cumplir los Objetivos de la Reforma de los 90`.

2.2. Esquema General

Se tomó la decisión de separar las actividades de generación, transmisión y distribución poniendo límites a la integración vertical y horizontal, y fijar esquemas tarifarios sostenibles acorde a las características de cada actividad.

2.3. Actividades del sector:

2.3.1. Generación

Es la potencia y energía que produce una central generadora de electricidad, se desarrolla en un mercado de competencia, pudiendo entrar todos aquellos que puedan instalar equipos de generación.

Potencia: Capacidad de producción de una unidad de generación en un momento de tiempo, se mide en watts o vatios (W).

Energía: Flujo de producción de energía de una unidad de generación durante cierto periodo de tiempo, medida normalmente en Kwh.

Fijación de tarifas de acuerdo a menores costos marginales de potencia y energía.

2.3.2. Transmisión

Son los encargados de transportar la energía en altos niveles de voltaje desde los generadores hacia los grandes centros de consumo a través de las líneas de transmisión y sub transmisión.

Se otorgan concesiones temporales y definitivas de transmisión para usar bienes del estado o imposición de servidumbre.

Se hace uso del modelo marginalista junto con cargos complementarios para cubrir costos medios (monopolio natural).

2.3.3. Distribución

Transportan y comercializan energía a bajos niveles de voltaje y la entregan a consumidores medianos y pequeños, poseen un conjunto de líneas de transmisión a bajo voltaje, subestaciones, transformadores.

Se otorga concesiones exclusivas por áreas geográficas de manera temporal y definitiva cuando la potencia instalada sea mayor a 500KW, estos concesionarios están obligados a dar suministro eléctrico a quien lo solicite, dentro de su área de concesión o a aquellos que accedan a dicha área con sus propias redes, adoptando el carácter de servicio público (clientes regulados).

Acceso libre a líneas sujeto a compensación negociada (clientes libres).

Hace uso de modelos de competencia por comparación y reconocimiento de los costos eficientes.

Con el objeto que estas empresas distribuidoras puedan abastecer a sus clientes finales están obligadas a tener contratos vigentes con empresas generadoras que les garantice su requerimiento de potencia y energía para los siguientes 24 meses como mínimo⁵.

Se optó por reducir la participación del estado en el sector dividiendo las unidades de ELECTROPERU por centrales de generación y empresas distribuidoras en determinadas áreas de concesión, para proceder a privatizarlas. El proceso estuvo a cargo de COPRI y CEPRI especializados (actualmente PROINVERSION).

2.4. Marco Regulatorio y Diseño de Mercado

El marco regulatorio del sub sector eléctrico producto de la reforma de los 90' fue el siguiente:

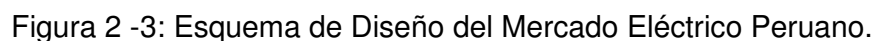
- ✓ En el funcionamiento del mercado de corto plazo, las centrales son despachados en base a su costo variable siguiendo la programación del comité de operación económica del sistema (COES).
- ✓ El COES conformado por los generadores y principales transmisores, al cual no tienen acceso las distribuidoras ni los grandes usuarios⁶.
- ✓ El sistema consiste en Pool obligatorio donde existe una separación entre la operación a mínimo costo del sistema y las transacciones comerciales de los generadores.

En el caso de la generación se optó por usar mecanismos de competencia a través de:

⁵ Artículo 34° de la LCE.

⁶ Modificado con la Ley N° 28832.

- El diseño del mercado eléctrico peruano, luego de la reforma de los 90', se puede representar esquemáticamente de la siguiente manera (Figura 2-3).



2.4.1. Manejos de Riesgos en el Sector Eléctrico

En el sector eléctrico los agentes asumieron los siguientes riesgos:

- ✓ Cambios inesperados en los costos de provisión de electricidad
- ✓ Comportamiento de la hidrología
- ✓ Incremento en los precios de los combustibles (petróleo)
- ✓ Indisponibilidades fortuitas en las centrales térmicas.
- ✓ Posibilidad de congestión en determinadas líneas asociados a incremento de la demanda.
- ✓ Riesgos de entrada de otros agentes
- ✓ Riesgos políticos y regulatorios.

La separación de la actividad de generación creó la necesidad de mecanismos de protección de estos riesgos.

2.4.2. Transacciones en el Mercado Mayorista

En general en el mercado mayorista se separan las transacciones derivadas de los contratos de largo plazo de los generadores con los distribuidores (o clientes clientes).

El generador obtiene ingresos derivados de sus contratos financieros y a su vez pone a disposición del operador del mercado su energía a costo marginal (o precio declarado) en el nodo A pero este le descuenta la energía retirada por su cliente en el nodo B [23].

$$\text{Ingresos Netos} = \underbrace{PC * QC}_{\text{Ingresos Por contratos}} + \underbrace{PA * QG - (PA * QC)}_{\text{Ingresos Netos por venta en el spot}}$$

Reordenando tenemos:

$$\text{Ingresos Netos} = \underbrace{PC * QC + PA * (QG - QC)}$$

Contratos por
Diferencias (CFD) $\longrightarrow$ Riesgo precio por
diferencias entre P_C y P_A

Donde:

PC: Precio Contratado

QC: Energía Contratada

PA: Precio Marginal Nodo A

QG: Energía Generada

CFD: Contracts For Differences

2.4.3. Manejo de Riesgos en el Mercado Spot

Al mercado spot solo podían acceder los generadores⁷, por consiguiente solo estos podían asumir los riesgos de este mercado; en este contexto las ventas a tarifas en barra funcionaban como un contrato por diferencias. El generador obtiene ingresos derivados de sus contratos comerciales y a su vez pone a disposición del operador del mercado (COES) su energía al costo marginal.

$$\Pi_{id}(p) = \underbrace{QC_{id} * PC_{id}} + \underbrace{(Q_{id}(P) - QC_{id}) * P} - CM * Q_{id}$$

Ingresos Ingresos
Contratos spot

Donde:

PC_{id} = precio del contrato

QC_{id} = cantidad contratada

P = precio spot

$Q_{id}(P)$ = cantidad producida

$\Pi_{id}(p)$ = Ingresos en Generación

⁷ Modificada con el Artículo 11° de la Ley N° 28832.

Si los generadores despachan lo contratado, sus beneficios variables no dependerán de la volatilidad del precio spot (protección contra riesgo precio) [20].

La decisión de cuanto controlar (riesgo cantidad) depende de la política comercial de las empresas, aunque esta limitada a la potencia firme.

En la Figura 2-4, se muestra con claridad la volatilidad del mercado Spot en el Perú.

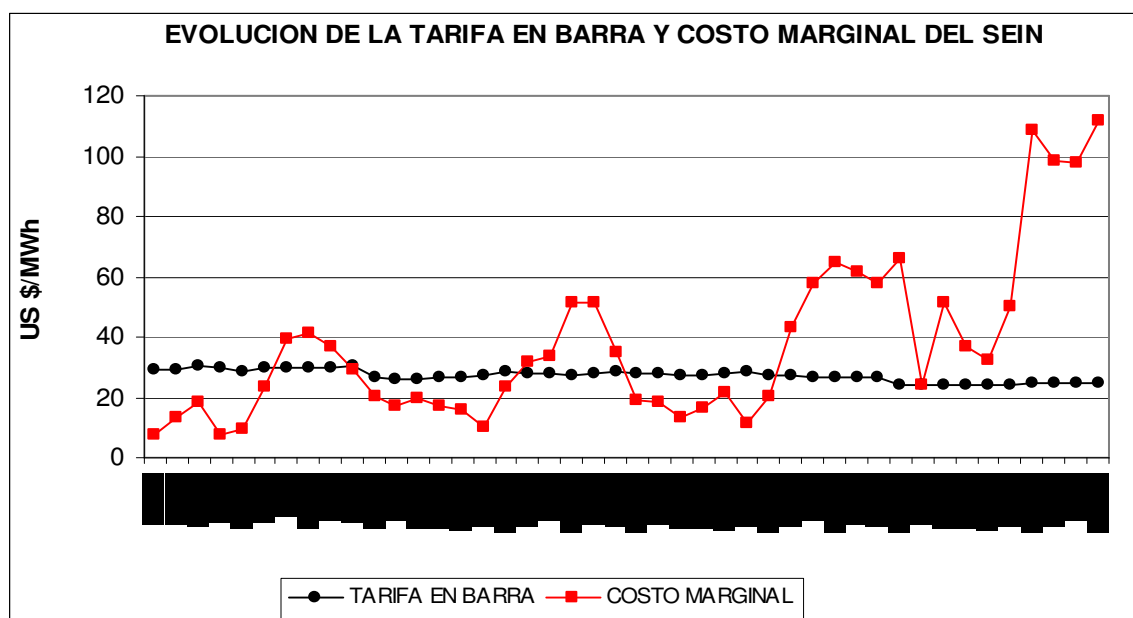


Figura 2 -4: Evolución del Precio Spot.

2.4.4. Riesgo Cantidad.

Una forma de medir riesgo son las desviaciones de energía contratada y la generada. Esta está al rededor del 20%, con la reforma de los 90' las generadoras asumían parte importante de este riesgo debido a que las distribuidoras como los grandes usuarios no podían entrar al mercado spot.

La Figura 2-5, se muestra el porcentaje de compras de energía de los generadores al mercado spot en relación a las ventas por contrato (1999-2002) [20]⁸.

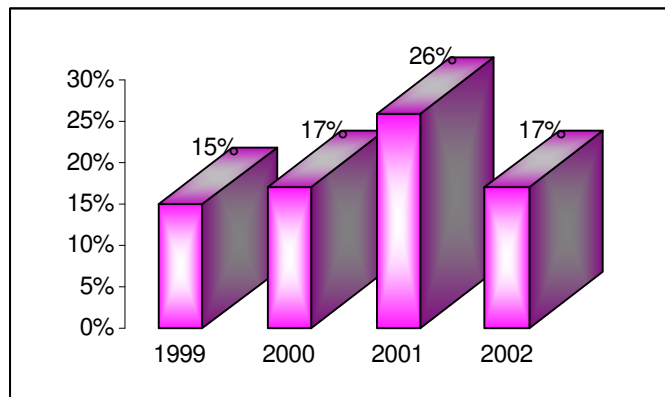


Figura 2 -5: Porcentaje de Compras de los Generadores al Mercado Mayorista.

2.5. Política de Precios

La política de precios producto de la reforma de los 90' se encuentra formalizada en la LCE, la cual tiene como objeto reflejar en sus precios, los costos reales y eficientes de generación, transmisión y distribución, creando competencia en aquellas áreas donde es posible y regulando precios en aquellas donde existe un monopolio natural [6].

“Para cumplir con los objetivos de la presente tesis” y poder tener una idea clara de las condiciones en la cual entra en vigencia la Ley N° 28832 se hará mención a la política de precios vigente hasta antes de la promulgación de la Ley N° 28832. En este contexto la política de precios fue la siguiente:

- ✓ Para la generación: tarifas marginales de corto plazo
- ✓ Para la transmisión y distribución: considera los costos eficientes de estos en base a una empresa modelo.

⁸ Expositor Raúl García Carpio

- ✓ Precios regulados para aquellos clientes con consumos menores a 1000KW o menores al 20%⁹ del área de concesión de las empresas distribuidoras, así mismo crea competencia a nivel de clientes libres.
- ✓ Regula el pago para por el uso de sistemas de transmisión.

La ley establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia [45]¹⁰.

2.5.1. Tarifas Reguladas Para Servicio Público de Electricidad

La LCE establece que los precios regulados reflejan los costos marginales de suministro y se estructuran de modo que promuevan la eficiencia del sector [45]¹¹.

De esta manera la regulación de las tarifas para clientes regulados, se efectuaba en dos etapas:

- 1.- A nivel de generación – transmisión denominadas: “Precio en Barra”¹²
- 2.- Precios de distribución denominadas: “Valor Agregado de Distribución”.

Precio Regulado = Precio en Barra + Valor Agregado de Distribución

⁹ Reglamento de la LCE, Aprobado mediante D.S. 009-093-EM- Texto del artículo según D.S. 017-2000-EM, publicado el 2000-09-18.

¹⁰ Artículo 8° de la LCE

¹¹ Artículo 42° de la LCE

¹² Según el nuevo marco normativo propuesto por la Ley 28832, en su Artículo 3°, numeral “3.2” se señala: las ventas de electricidad de generador a distribuidor, destinadas a servicio público de electricidad se efectúa mediante: a) Contratos sin Licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a los Precio en Barra a que se refiere el artículo 47° de la LCE b) Contrato resultante de Licitaciones.

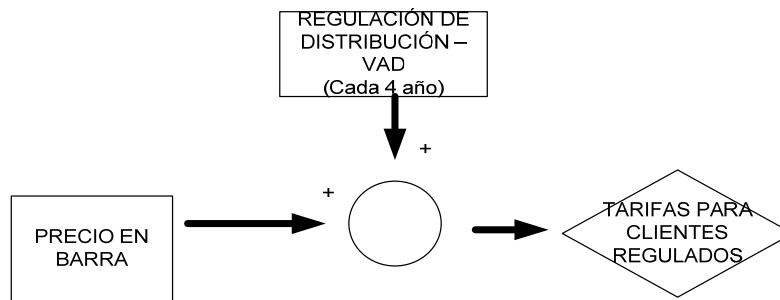


Figura 2 -6: Estructura de la Tarifa Regulada.

2.5.1.1. Valor Agregado de Distribución

El Valor Agregado de Distribución (VAD) es aquel costo que representa los costos totales de llevar la energía eléctrica desde la barra de referencia hasta la acometida del usuario.

La tarifa es determinada a través de una empresa modelo que es comparada con las empresas de distribución reales. El precio del VAD depende de las características propias de cada sector típico y para su cálculo se tiene en cuenta los siguientes criterios.

- ✓ Los costos asociados al usuario independiente del consumo.
- ✓ Pérdidas estándar de energía y potencia.
- ✓ Costos estándares de inversión, operación y mantenimiento por unidad de demanda suministrada

Los costos estándares de inversión son igual a la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del sistema económicamente adaptado.

El VNR y los costos de explotación, que conforman el VAD, se calculan cada cuatro años, por sectores típicos a una tasa de descuento de 12% +- 4%(anualidad) [9] - [19].

2.5.1.2. Precio en Barra

Fijado por la GART para las distintas barras, según las características propias de cada una de ellas; la LCE en su Artículo 45º ¹³ señala:

Las ventas de energía eléctrica a un concesionario de distribución, destinada al Servicio Público de Electricidad, se efectuarán a Tarifas en Barra.

Asimismo las tarifas en barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, son fijadas anualmente por la GART y entran en vigencia en mayo cada año [45]¹⁴.

Los Precios en Barra se establecen iguales a los CMg de satisfacer las demandas de potencia de punta (KW) y energía (KWh) en cada uno de los puntos o barras de entrega a las redes de distribución, los CMg se calculan para el sistema de generación - transmisión.

2.5.1.2.1. Cálculo y Finalidad de las Tarifas en Barra

De acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas en los artículos 45º (modificado con Ley 28832) y 46º, la GART tiene el encargo de fijar las tarifas de generación en el mes de mayo, las que constituyen el precio de compra de electricidad de las distribuidoras a los generadores para el servicio público de electricidad¹⁵.

Para el cálculo de las tarifas en barra se optó por considerar los costos de provisión del servicio para los próximos 24 meses, estimados en proyecciones de oferta y demanda y 12 meses precedentes.

¹³ Modificado con la Ley Nº 28832

¹⁴ Artículo 46 de la LCE.

¹⁵ La Ley 28832 señala que las Tarifas en Barra sirven como referente para fijar el precio máximo de los contratos sin Licitación.

$$\sum_{j=-12}^{24} \frac{p \cdot q_j}{(1+i)^j} = \sum_{j=-12}^{24} \frac{Cmg_j q_j}{(1+i)^j} \Rightarrow p \equiv \frac{\sum_{j=-12}^{24} \frac{Cmg_j q_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=-12}^{24} \frac{q_j}{(1+i)^j}}$$

De esta manera podemos concluir que los precios en barra para cada punto está compuesto por:

- ✓ Costos de generación (precio básico de energía y el precio básico de potencia).
- ✓ Costos de transmisión, para el sistema principal y secundario de transmisión.

A continuación se muestra el diagrama de la estructura de la tarifa en barra (Figura 2-7).

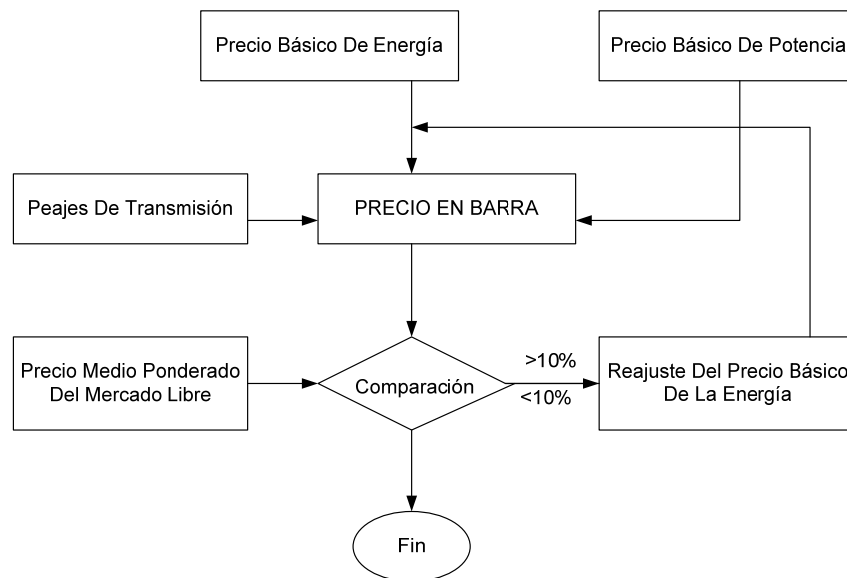


Figura 2 -7: Estructura de la Tarifa en Barra.

A entender de OSINERG, las tarifas en barra poseían básicamente dos funciones [20]¹⁶:

- ✓ Funcionaban como un mecanismo que suavizaba los costos permitiendo manejar la volatilidad de los precios spot (hidrología, congestión precios de combustibles) tanto para los generadores como para los distribuidores (clientes finales).
- ✓ Representaban una señal de precios a mediano plazo para los potenciales inversionistas en generación.

2.5.1.2.2. Conceptos Comprendidos en la Tarifa de Barra:

Los conceptos comprendidos dentro de la tarifa de barra son:

- ✓ Costos de generación
- ✓ Costos de transmisión.

a) Costos de Generación

Se optó por fijar tarifas cada doce meses, se remuneraba separadamente la potencia y la energía en base a criterios marginalistas de corto plazo, de proveer energía y potencia de punta [9].

i) El Precio Básico de Energía

Es el promedio ponderado de los costos variables auditados mínimos de abastecimiento de la demanda proyectada para los próximos 2 años considerando la oferta esperada en el futuro y condiciones hidrológicas promedio y un año anterior de referencia.

¹⁶ Expositor Raúl García C.

A continuación se muestra el diagrama de la estructura del precio básico de energía (Figura 2-8).

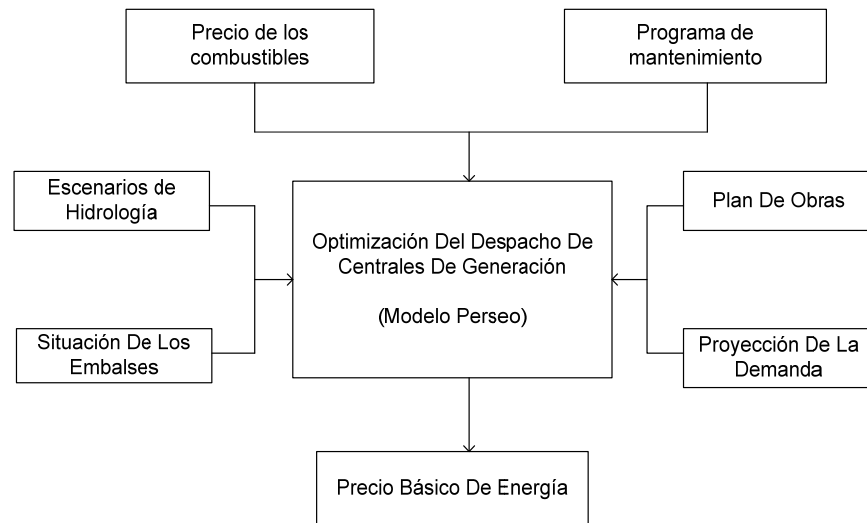


Figura 2 -8: Estructura del Precio Básico de Energía.

ii) Precio Básico Por Potencia

Corresponde a la anualidad de la inversión de la central que abastezca la demanda punta (central a gas 120MW) usando una tasa de descuento de 12% con un periodo de vida útil de 30 años.

A continuación se muestra el diagrama de la estructura del precio básico de potencia (Figura 2-9).

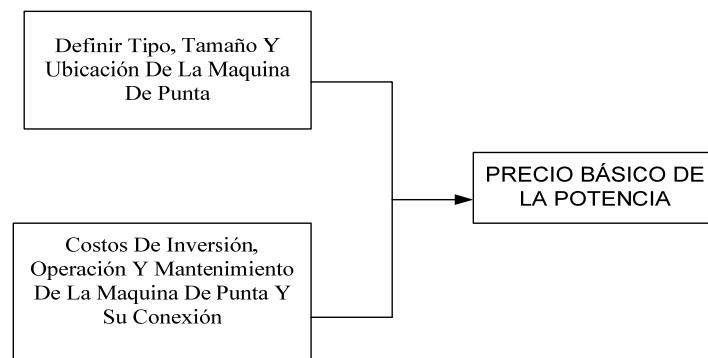


Figura 2 -9: Estructura del Precio Básico de Potencia.

b) Costos de Transmisión

Se reconoce sus características de monopolio natural. Se cubren los costos anuales correspondientes a la anualidad de la inversión descontada al 12% más los costos de operación y mantenimiento. Los costos se cubren mediante ingresos tarifarios y el peaje [20]¹⁷.

$$CT = aVNR + CoyM = IT + Pj$$

Donde:

aVNR: Anualidad de Valor Nuevo de Reemplazo.

IT: Ingreso Tarifario

CoyM: Costo de Operación y Mantenimiento.

Pj: Peaje

El peaje es pagado por los generadores en proporción a su potencia firme. En las líneas secundarias, aquellas de uso dedicado, los criterios de proporcionalidad en el pago de peaje son ligeramente diferentes (producción, beneficio, entre otros) [20].

El sistema de transmisión se dividía en sistema principal de transmisión y sistema secundario de transmisión¹⁸.

i) Sistema Principal de Transmisión

Los costos se cubren mediante el peaje y el ingreso tarifario (lo que le resta el propietario del sistema luego de realizar retiros de energía y potencia valorizados a precios de barra) basado en los costos marginales.

El sistema principal de transmisión Se regula cada año y el peaje es calculado como la anualidad del costo de inversión descontada al 12% (aVNR) y de los costos de operación y mantenimiento de un sistema económicamente adaptado.

¹⁷ Expositor Raúl Bastidas T.

¹⁸ La Ley N° 28832 reconoce además que el sistema de transmisión está integrado por las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión y el Sistema Complementario de Transmisión

Sistema Principal Transmisión = Peaje + IT

Peaje = aVNR + OyM/KW.mes

aVNR: Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo

OyM : Operación y Mantenimiento de un Sistema Económicamente adaptado

IT = IT por potencia + IT por energía

IT = (Pr * Ppr – Pe * Ppe) + (Er * Per – Ee * Pee)

- ✓ IT Ingreso Tarifario
- ✓ Pe, Pr potencia de entrega y retiro
- ✓ Ee, Er Energía de entrega y retiro
- ✓ Ppe, Ppr precios de potencia en barra de entrega y retiro.
- ✓ Pee, Per Precios de energía en barras de entrega y retiro

ii) Sistema de Secundario de Transmisión

Se incluyen los costos medio de un sistema económicamente adaptado, correspondiente a los costos de inversión más los costos de operación y mantenimiento en condiciones de eficiencia, se regulan cada cuatro años.

Costo Medio = CMI + OyM

SST de demanda = peaje + ingreso tarifario

SST de Generación = Compensación.

Donde:

CMI: Costo Medio de Inversión SST: Sistema Secundario de Transmisión

OyM : Operación y Mantenimiento de un Sistema Económicamente adaptado¹⁹

¹⁹ Es importante destacar, que mientras el COyM de distribución es calculado en condiciones de eficiencia, el OyM es calculado para un sistema económicamente adaptado.

2.5.2. Precios Libres

Las tarifas libres y demás condiciones de suministro son negociadas libremente entre las empresas eléctricas con los clientes libres o grandes consumidores de energía superiores a los 1000KW o una potencia superior al 20% de la demanda máxima de concesión.

Los precios de barra que establecía la GART no pueden diferir del $\pm 10\%$ de la tarifa libre²⁰.

Posteriormente en el Capítulo IV se entrará en mayor detalle sobre los precios para los clientes libres.

2.6. Transacciones Comerciales Realizadas en el Mercado Eléctrico (Contexto Antes de la Ley 28832)

La Figura 2-10, ilustra las transacciones financieras realizadas en el mercado eléctrico peruano, luego de la puesta en vigencia de la LCE.

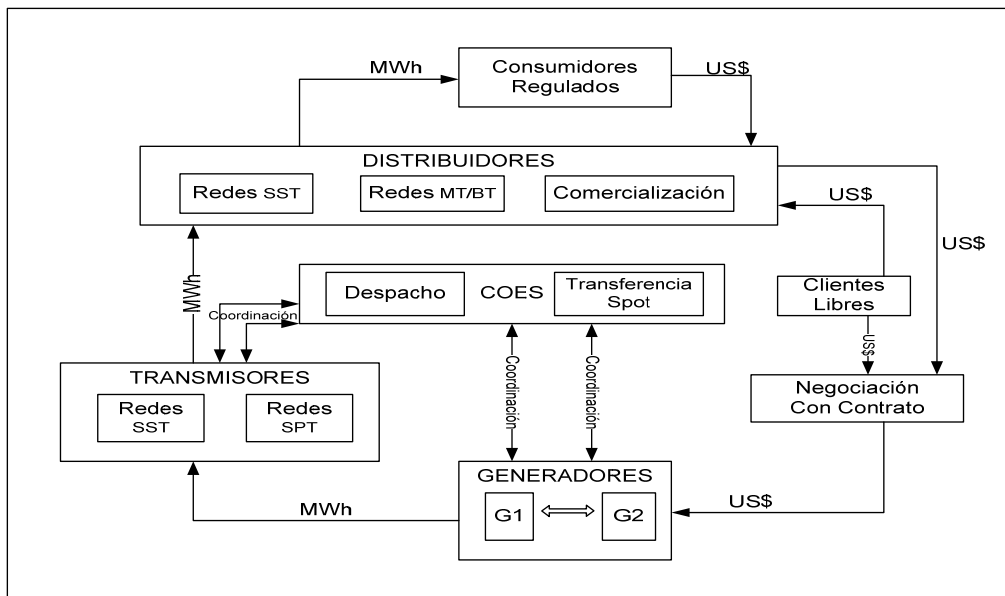


Figura 2 -10: Esquema de Transacciones Comerciales en el Sector Eléctrico.

²⁰ La Ley N° 28832 en su segunda disposición complementaria final establece: El precio en barra que fija el OSINERG, no podrá diferir, en más de diez por ciento (10%), del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año, según se establece en el reglamento.

Producto de la reforma de los 90' se permitieron diferentes tipos de transacciones comerciales en los distintos niveles, algunos regulados y otros libres, entre estas transacciones, tenemos [19].

- 1.- Entre Generadores
- 2.- Generadores Transmisores
- 3.- Generadores Distribuidores
- 4.- Generadores Clientes Libres
- 5.- Distribuidores Clientes Libres
- 6.- Distribuidores Clientes Regulados

2.6.1. Entre Generadores.

Transacciones realizadas en el mercado spot, donde solo podían acceder los representantes de las empresas generadoras, estas transacciones así como hasta la actualidad se realizaban al CMg de corto plazo.

El hecho que un generador tuviera contratos no garantiza que este vaya entrar a despachar ya que al despacho entran los generadores de menor CMg, previa coordinación y autorización con el COES, es decir si un generador tiene contratos y no es convocado a despachar por el COES, por ser antieconómico, entonces este tendrá que pagar a otro que este produciendo.

2.6.2. Generadores Transmisores

Son los pagos que los generadores realizan por utilizar los sistemas de transmisión, estos pagos son regulados por GART.

2.6.3. Generadores Distribuidores

Transacciones de venta de energía y potencia realizadas libremente entre los generadores y distribuidores para la venta de los distribuidores a sus clientes

del mercado regulado (estas tarifas las regulaba la GART) y del mercado libre²¹, además existen transacciones entre generadores y distribuidores, por el pago de la utilización de sus redes de distribución, para poder abastecer a un cliente libre del generador, si este fuera el caso.

2.6.4. Generadores Clientes Libres

De carácter libre, las condiciones de precio de potencia, energía y calidad del suministro son transados libremente entre las partes.

2.6.5. Distribuidores Clientes Libres

Al igual que en el caso anterior son de carácter libre y las transacciones se realizan libremente entre las partes, cabe resaltar que el distribuidor compra un bloque de energía para abastecer exclusivamente a sus clientes libres.

2.6.6. Distribuidores Clientes Regulados

Negociaciones carácter regulado, el encargado de velar por ello era la GART el cual tiene la función de regular las tarifas de servicio público y todo lo concerniente a ello.

2.7. Resultados de la Reforma de los '90

2.7.1. Potencia Efectiva

La potencia efectiva creció a un ritmo mayor al de la demanda superando los riesgos de abastecimiento, ello fue posible gracias al libre acceso a la actividad y los compromisos de inversión en la privatización, la Figura 2-11, muestra con claridad el margen de potencia existente en el SEIN.

²¹ El Nuevo Marco Normativo incentiva la venta de electricidad de los Generadores a Distribuidores y clientes libres a través de subastas.

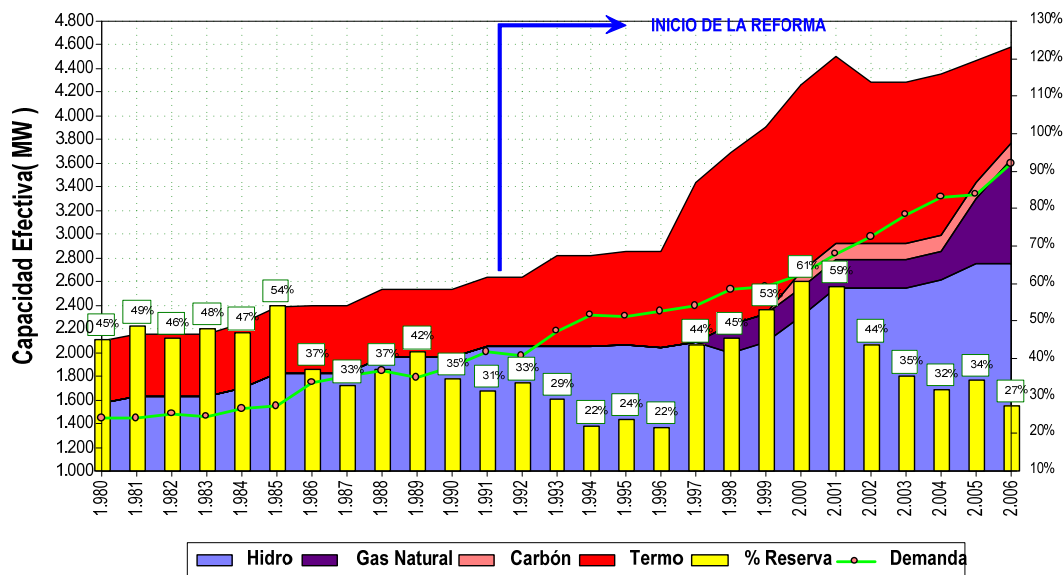


Figura 2 -11: Esquema de Potencia Existente en el SEIN.

2.7.2. Pérdidas Por Energía

Las pérdidas de distribución a disminuido por la fijación de niveles máximos usados en las tarifas (suma de las pérdidas estándares y reconocidas). Si las empresas tienen niveles mayores pierden dinero y si logran superar los estándares obtienen una ganancia, la Figura 2-12, muestra la disminución de pérdidas en distribución, lo cual genera incentivos en la eficiencia [30].

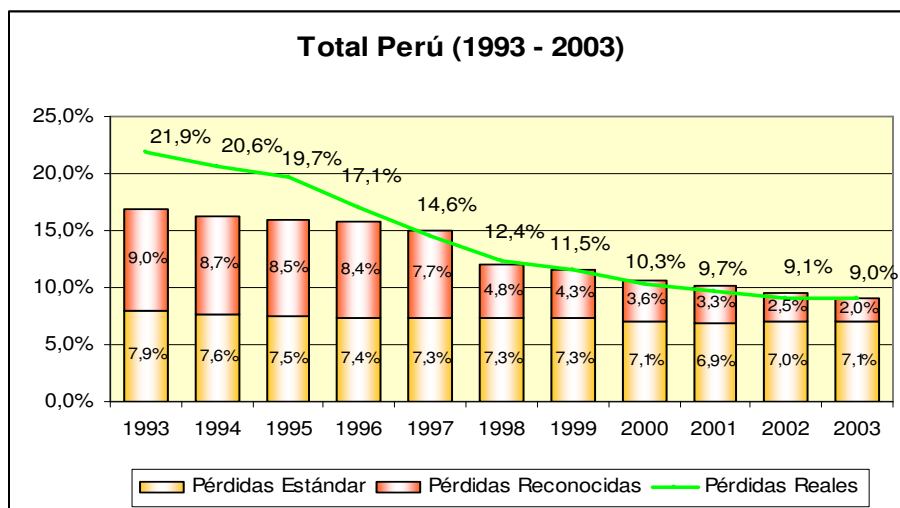


Figura 2 -12: Esquema de Pérdidas en la Distribución de Energía.

2.7.3. Cobertura de Electricidad

La cobertura en el sector se ha incrementado pasando de 48% a 75% entre 1992 y el año 2002 ello fue posible gracias a las inversiones de las empresas distribuidoras así como al mejor control de consumidores que anteriormente accedían pero no estaban registrados.

Sin embargo pese a los avances en la cobertura rural según las encuestas de niveles de vida (ENNIV) esta solo alcanzaron un 43% en el año 2000.

2.7.4. Evolución de Tarifas

Las tarifas residenciales son las más altas de la región (ver anexo A); la ejecución del proyecto Camisea implicó una importante disminución en las tarifas.

Los niveles de rentabilidad sobre el capital invertido se han ubicado alrededor del 5% aunque las generadoras han obtenido resultados ligeramente mejores, lo cual es consistente con el mayor riesgo asumido.

2.7.4.1. Evolución de las Tarifas Eléctricas Residenciales

La evolución de las tarifas eléctricas residenciales en Lima para los usuarios con consumos mensuales de 15kWh, 65 kWh y 125 kWh es la siguiente [35]:

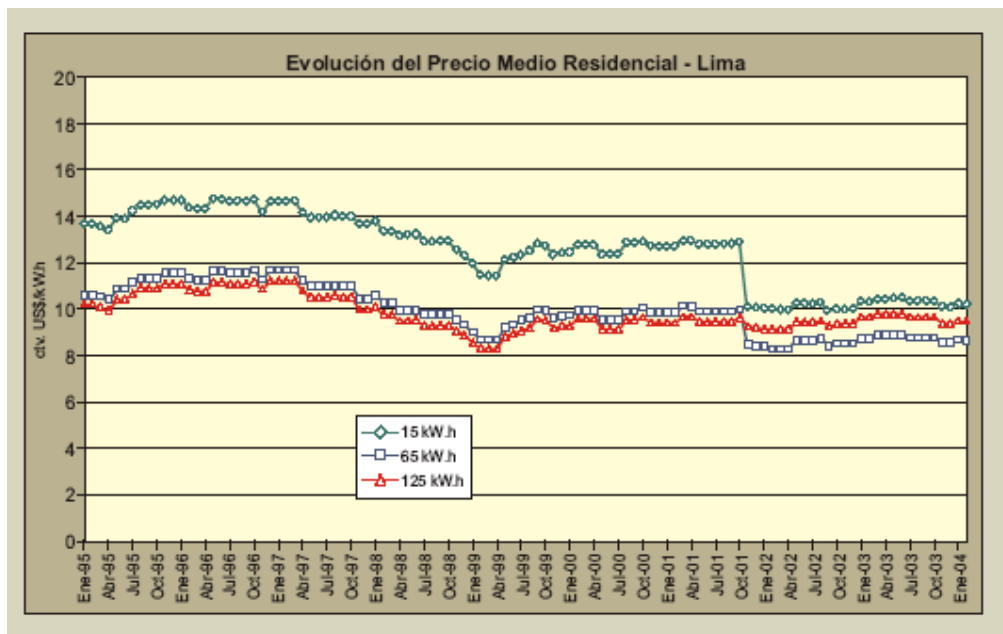


Figura 2-13: Evolución de la Tarifa Eléctrica Residencial.

2.7.4.2. Evolución del Precio Medio Barra Lima 220kv

Se muestra el precio medio de electricidad en la barra Lima de 220KV

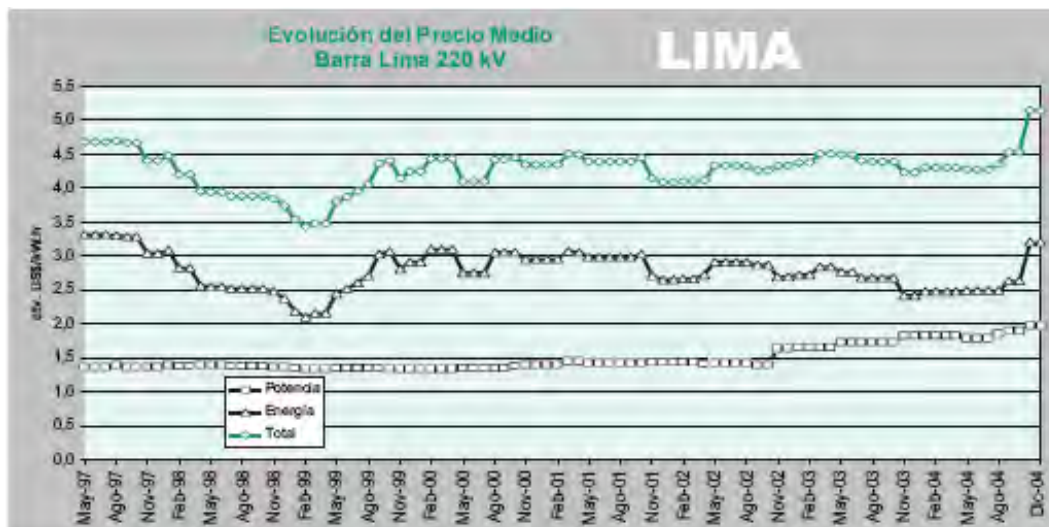


Figura 2 -14: Evolución del Precio Medio Barra Lima.

2.8. Algunos Problemas con el Diseño del Mercado Eléctrico Peruano (Contexto antes de la Ley 28832)

El informe de SPILLER y OREN²² (2004) identifican algunos problemas en el diseño del mercado eléctrico peruano y regulación de la generación producto de la reforma de los 90':

- ✓ Concepción del modelo chileno
 - Carencia de una filosofía de mercado
 - Reglas rígidas en la determinación de precios marginales
 - Pagos por capacidad basados en recuperación de costos históricos.
- ✓ Problemas en el método del cálculo tarifario
 - Las tarifas calculadas en base a un modelo de 4 años pueden generar distorsiones en los precios y deteriorar la imagen del generador.
 - Uso de precios regulados para banda de comparación de los precios de referencia con el promedio de los libres.
- ✓ Líquides en el mercado de contratos
 - Generadores son reacios a celebrar contratos con distribuidoras cuando los precios spot son mayores que los precios en barra.
 - Los distribuidores no pueden cubrir su déficit comprando en el spot.
 - Hidráulicas públicas firman contratos con distribuidoras.
- ✓ Barreras a la entrada para celebrar contratos:
 - Solo pueden contratar entidades con activos de generación
 - Plantas ineficientes pueden cubrir contratos con compras spot.
- ✓ Riesgo de expiación de expansión de capacidad ineficiente:
 - Rigidez en la determinación de costos marginales

²² Spiller, p; S. Oren; M. Abdalá y G. Tamayo (2004). "Revisión del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Peruano" – Estudio de consultoría encargado por Osinerg.

- Generadores en base a gas no pueden variar su declaración de costos marginales durante el año.
- ✓ Marco regulatorio:
 - Limita las condiciones de mercado competitivo, en particular existen reglas muy rígidas para la declaración de costos (solo el gas puede declarar)
 - Los consumidores reciben una señal de precios suavizada que no refleja la escasez de electricidad.
- ✓ Existen restricciones legales a la modificación del marco regulatorio
- ✓ El estado todavía mantiene el 47% de la oferta hidráulica
- ✓ Existen problemas de manejo de riesgos entre los agentes.

En vista de estos problemas existe el convencimiento y la necesidad de revisar el actual diseño de mercado mayorista y es posible que el marco regulatorio no este acorde con el crecimiento del mercado eléctrico y no posea los instrumentos que debería tener un mercado eléctrico competitivo; en particular debería analizarse opciones que busquen alcanzar un mayor nivel de competencia y otorguen mayor flexibilidad a los agentes para realizar transacciones ya sea a través del mercado spot o vía contratos. En este sentido, deben revisarse temas como:

- ✓ La introducción de comercializadores independientes, incluyendo la posibilidad de compras directas en el mercado spot.
- ✓ Actual estructura y funcionamiento del COES versus un operador independiente
- ✓ Reparto de riesgos entre los agentes e introducción de instrumentos financieros.
- ✓ La forma como se forman los precios a nivel mayorista y el traslado de estos precios a los usuarios finales.
- ✓ Análisis del problema para contratar con las distribuidoras

CAPITULO III

EL MERCADO DE CLIENTES LIBRES

En este capítulo mostraremos las condiciones en las cuales la Ley 28832 recibe el mercado de clientes libres de electricidad, haciendo referencia al marco normativo en el cual se desarrolló este mercado para posteriormente mostrar una serie de datos estadísticos de los años 2003 y 2004 que reflejen la situación y desenvolvimiento del mercado de clientes libres de electricidad antes de la puesta en vigencia de la Ley 28832.

3.1. El Mercado de Clientes Libres Según la Ley

El Reglamento de La Ley de Concesiones Eléctricas en su artículo 2^o²³, considera cliente libre o no regulado a aquellos usuarios que están situados en cualquier punto de la red, los cuales tienen potencias conectadas mayores a 1MW o exceden el 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución; los clientes tienen capacidad de negociación tal, que puede captar un nivel de precios de generación en forma directa, ya sea con la empresa distribuidora, o bien con cualquiera de las empresas generadoras existentes en el sistema interconectado nacional (SEIN).

Asimismo los clientes libres negocian el precio al cual compran. Si están conectados directamente a instalaciones de transmisión, son abastecidos por un generador, quien paga peaje a los transmisores para llegar hasta dicho cliente. Si en cambio el cliente libre está conectado a una red perteneciente a una distribuidora, este puede negociar un contrato con la distribuidora o con un generador; en este último caso el generador, además de pagar un peaje de transmisión, deberá pagar a la distribuidora un derecho de uso de sus redes o también llamado peaje de distribución.

²³ Aprobado mediante D.S. 009-093-EM- Texto del artículo según D.S. 017-2000-EM, publicado el 2000-09-18.

3.2. Clasificación Empírica de los Clientes Libres

El mercado de clientes libres no es un mercado homogéneo, principalmente por algunas particularidades que encontramos en ella, por lo que más bien se podría clasificar los distintos segmentos de mercado de acuerdo a estas características.

Por lo tanto el mercado se podría clasificar según su ubicación geográfica, el volumen de demanda de los clientes, o el nivel de tensión al que demanda energía y potencia [3].

A continuación procederemos a detallar cada uno de las características de estos segmentos de mercado eléctrico a preciso libres.

3.2.1. De Acuerdo a su Ubicación Geográfica

Podemos diferenciar dos grupos que son: aquellos que se encuentran fuera de la concesión de la distribuidora y los que se encuentran dentro de esta.

En su mayoría en el primer grupo están las empresas que realizan actividades de gran envergadura que requieren establecer sus centros de operaciones fuera de las ciudades, aquí por ejemplo encontramos las actividades extractivas o actividades metalúrgico-industriales que de acuerdo a la propia naturaleza del negocio hace que sus operaciones sean alejadas de las ciudades y que les resulta más beneficioso negociar con los generadores, dentro de este grupo tenemos a las mineras Southern Peru, Antamina, Yanacocha, etc. En cambio dentro de la zona de concesión donde el tendido y el enmarañado eléctrico está bastante desarrollado y distribuido, los grandes centros comerciales e industriales que desean adquirir una considerable cantidad de energía y potencia, acuden a una concesionaria de distribución para negociar el precio de compra. A manera de ejemplo en este último grupo tenemos a Opp Film, Cadena de Supermercados Peruanos (Plaza Veja), Textiles Unión, etc.

3.2.2. De Acuerdo al Volumen de Demanda de los Clientes

Según la cantidad facturada en los contratos de suministro podemos diferenciar dos grupos **los grandes clientes libres y los pequeños clientes libres**.

Dentro del primer grupo mencionado y de acuerdo a la revisión estadística reciente podemos hacer hincapié de que estos demandan grandes cantidades, producto de la magnitud de su negocio que mueve ingentes cantidades de dinero y que además es intensiva en consumo de energía eléctrica porque el rubro de su negocio (desarrollan actividades de minería, fundición y refinación) hace indispensable la utilización de maquinaria y equipo en su proceso productivo que consume grandes volúmenes de materia energética. Cabe señalar que en cantidad los grandes consumidores no son tan numerosos (8-10%), pero en volumen de consumo la cosa es totalmente distinta.

De otro lado en el grupo de “pequeños clientes libres”, encontramos al tipo de clientes que desarrollan diversas actividades comerciales e industriales, tales como producción de cemento (9%), textiles (5%), alimentos (4%) y químicos (6%),etc. Estos no desarrollan actividades que implican grandes volúmenes de negocio como en el caso anterior, por lo que su cantidad facturada de consumo de energía tampoco no es elevado, pues el consumo está correlacionado con la magnitud del negocio.

3.2.3. De Acuerdo al Nivel de Tensión de los Clientes

Los clientes libres pueden agruparse en cuatro categorías, de acuerdo al nivel de tensión al que demandan sus suministros: (1) Clientes Libres de Muy Alta Tensión (MAT), (2) Clientes Libres de Alta Tensión (AT), (3) Clientes Libres de Media Tensión (MT) y (4) Clientes Libres de Baja Tensión (BT). Es de suponer que a mayor cantidad de energía mayor voltaje de demanda [4].

De las estadísticas revisadas de los boletines de OSINERG y de la información proporcionada por el MINEM se llega a determinar que hay una fuerte relación entre los tipos de suministradores y el nivel de tensión requerido por los clientes. En ese sentido podemos manifestar que los clientes libres de muy alta tensión son abastecidos por los generadores que tienen una mayor facilidad de acceso a las líneas de transmisión primarias desde las cuales puede suministrar la energía, en cambio los que se encuentran en el grupo de los de MT y BT mayormente son abastecidos por los concesionarios de la localidad, debido a que estos ostentan la propiedad de líneas de transmisión secundaria y que tiene la facilidad de transportar la energía a esos niveles bajos de voltaje, resulta más conveniente negociar con estos agentes suministradores.

A manera de conclusión podemos aseverar de lo antes señalado que en sí, el mercado esta dividido en dos segmentos bien definidos que abarcan cada uno las características explicadas:

- El grupo de los grandes consumidores libres que son suministrados por generadoras en su mayoría a niveles de tensión elevados (MAT y AT).
- Y El grupo de los pequeños clientes libres que son abastecidos por distribuidoras primordialmente a niveles de tensión menores (MT y BT).

3.3. Participación en las Ventas de Energía por Tipo de Mercado

Del total de las ventas de energía eléctrica en el año 2003 el 52% fue vendido al mercado regulado, mientras que al mercado libre fue vendido el 48% del total (esquemmatizado en Figura 3-1); es importante señalar que alrededor de estos mismos porcentajes se mantienen para los años 2004 y 2005, es por ello que el mercado eléctrico libre juega un papel importante dentro del desenvolvimiento y desarrollo del mercado eléctrico nacional.

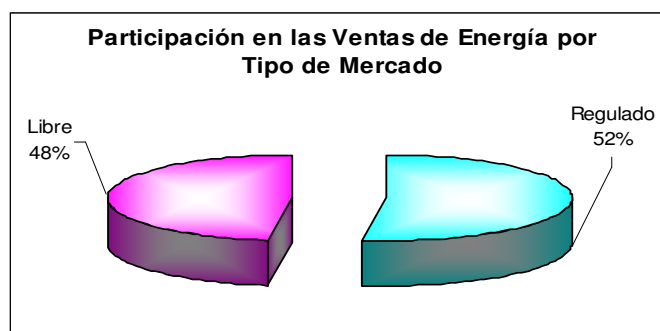


Figura 3-1: Participación de las Ventas de Energía por Tipo de Mercado

3.4. Número de Clientes Libres

En el Perú el número de clientes libres oscila al rededor de 250 clientes, lo cual varía de manera mensual y anual, tal como muestra la Figura 3-2. Asimismo el mayor número de clientes libres son usuarios de media tensión (MT) lo cuales están alrededor del 70%.

Nivel de Tensión	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
MAT	9	8	7	8	11	17	14	17	23	32	37
AT	36	36	26	28	34	36	39	41	37	38	37
MT	146	148	151	146	153	157	172	173	177	183	175
BT			17	10	9	1	1	0	0		0
Total Libre	191	192	201	192	207	211	226	231	237	253	249

Tabla 3-1: Número de Clientes Libres 1993-2003

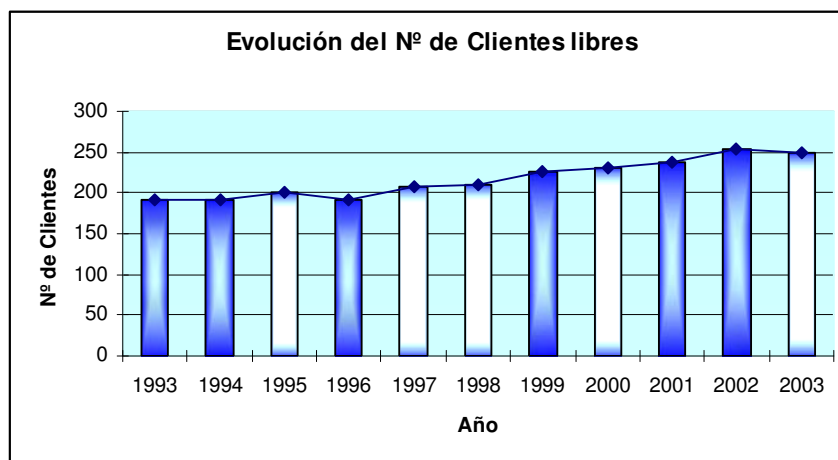


Figura 3-2: Evolución del Número de Clientes Libres 1993-2003

3.5. Ventas por Nivel de Tensión

Tal como se observa la Figura 3-3, las ventas en MAT concentran el 53% del total de ventas de la energía del mercado libre. Cabe destacar que esta participación corresponde a sólo 16% del total de clientes libres. Esto se explica en razón que los clientes ubicados en este nivel de tensión son los más intensivos en el consumo de energía eléctrica. Por otro lado, en el caso de los clientes de MT, su participación en el consumo de energía es del orden de 28%, este porcentaje se explica por el relativo bajo consumo de estos clientes, los cuales en términos porcentuales representan el 68% del total de clientes.

A partir de la información estadística presentada en los gráficos anteriores se deduce que existen dos segmentos claramente diferenciados en el mercado de clientes libres. El primero compuesto por un número reducido de clientes caracterizados todos ellos por ser grandes demandantes de energía eléctrica y por estar situados lejos de las redes de distribución. Dichos clientes se dedican principalmente a la actividad minera y son abastecidos por empresas de generación eléctrica.

El segundo segmento del mercado esta constituido por el mayor número de clientes pero que sus demandas son pequeñas, y que generalmente se encuentran ubicados en la zona de concesión de las distribuidoras. Dichos clientes se dedican a actividades comerciales e industriales y son abastecidos generalmente por la empresa de distribución que cubre dicha zona.

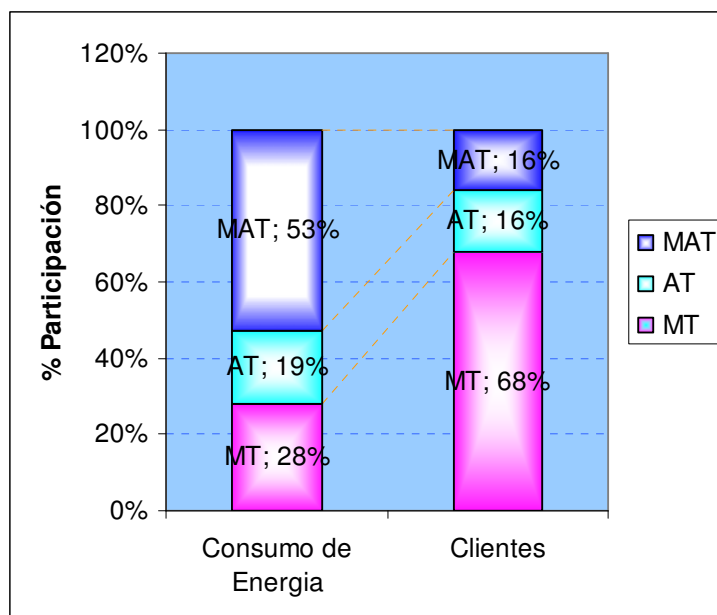


Figura 3-3: Esquema de Ventas de Energía por Nivel de Tensión-Junio 2004

3.5.1. Cantidad de Clientes Libres por Nivel de tensión

En nuestro país para fines del año 2003, el 70,3% de los clientes libres fueron abastecidos con suministros de media tensión con un total de 175 clientes, mientras que los clientes en Alta y Muy Alta Tensión en conjunto representan el 29,7%, no existiendo ningún cliente libre en baja tensión, esto principalmente es por los sobre costos en la tarifa lo cual le resultaría antieconómico, detalle Figura 3-4.

NIVEL DE TENSIÓN	LIBRE (Clientes)	PARTICIP.
Muy Alta Tensión	37	14,9%
Alta Tensión	37	14,9%
Media Tensión	175	70,3%
Baja Tensión	0	0,0%
TOTAL	249	100,0%

Tabla 3 -2: Cantidad de Clientes por Nivel de Tensión

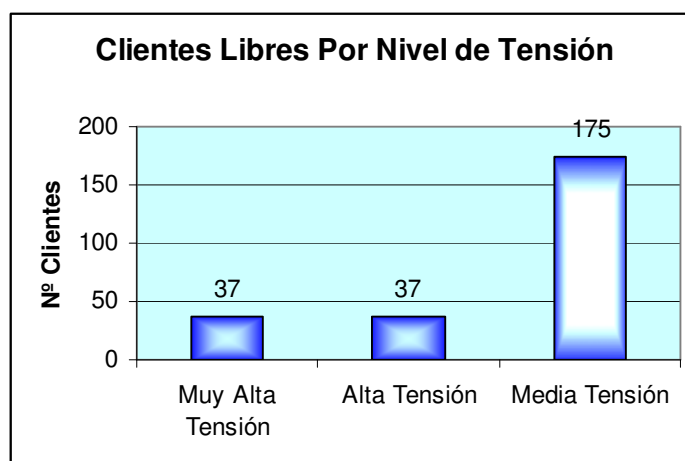


Figura 3-4: Número de Clientes por Nivel de Tensión 2003

Es importante indicar que 83,6 % de los suministros en media tensión son abastecidos por empresas distribuidoras, caso contrario a lo producido con las empresas generadoras los cuales tiene un alto factor de presencia en los suministros de alta y muy alta tensión, detalle en Figura 3-5.

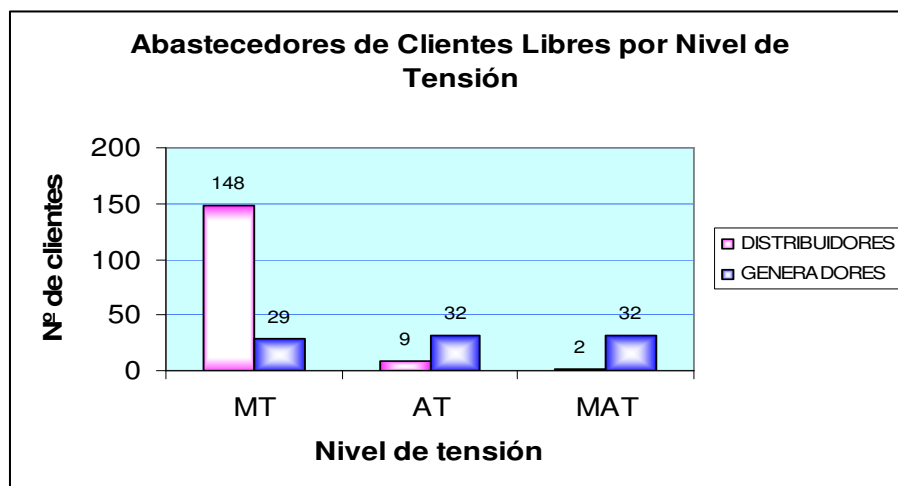


Figura 3-5: Abastecedores de Clientes por Nivel de Tensión

3.6. Número de Clientes Libres Atendidos por Generadoras o Distribuidoras.

El número de clientes libres abastecidos por las empresas generadoras es significativamente menor que el número de clientes libres abastecidos por las

distribuidoras, tal como muestra la Figura 3-6; pero como se ahondará más adelante los clientes libres de las generadoras consumen proporcionalmente más energía que los clientes libres de las distribuidoras.

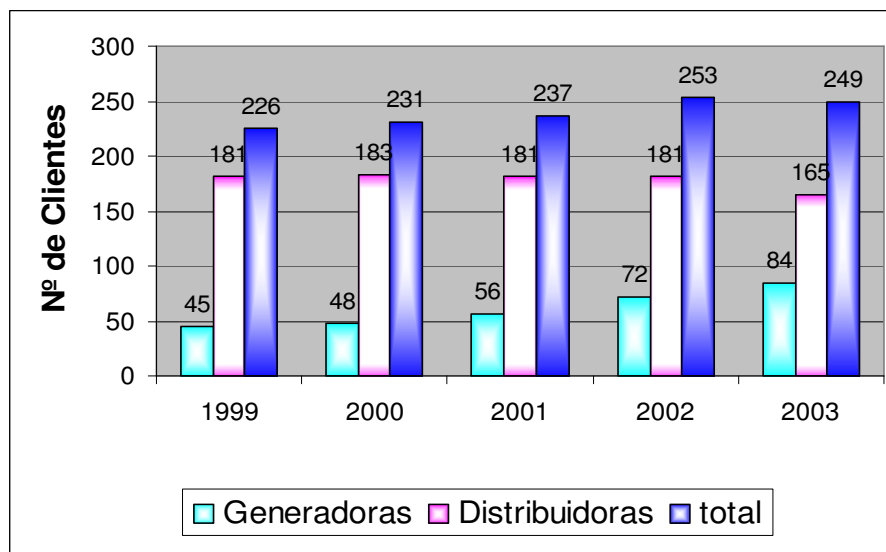


Figura 3-6: Evolución del Nº de Clientes Atendidos por Generadoras o Distribuidoras

Es importante destacar que en los últimos años el estado trató de promover una mayor participación de las empresas generadoras en la atención a clientes libres inmersos dentro del área de concesión de las empresas distribuidoras mediante la promulgación de la Ley N° 27239 y El Reglamento para la Comercialización de Electricidad en un Régimen de Libertad de Precios, aprobado mediante Decreto Supremo N° 017-2000-EM, el cual determina “la regulación de los peajes para el uso de infraestructura de transmisión y distribución en el servicio a los clientes libres....y que constituya una barrera a la entrada legal para el desarrollo del mercado eléctrico libre”, pero como se puede observar estas medidas no alcanzaron los objetivos propuestos [4].

Mención aparte merece el Procedimiento del OSINERG N° 091-2003-OS/CD, el cual fija las condiciones de uso y acceso libre a los sistemas de transmisión y distribución eléctrica el cual fue mucho más consistente y objetivo.

3.6.1. Evolución de las Participaciones de Venta de Energía (MWh) de Generadores y Distribuidoras a los Clientes Libres del SEIN

La proporción de consumo de energía de los clientes libres de las generadoras y distribuidoras es inversamente proporcional al número de clientes libres que estos abastecen, esto se debe a que el mayor número de clientes de las generadoras son empresas que tienen una gran demanda de energía y potencia, cuyo suministro es realizado en muy alta tensión (MAT) o alta tensión (AT), otra característica de estos clientes libres es que generalmente se ubican lejos de las concesiones donde operan las empresas de distribución, siendo abastecidas por las generadoras directamente a través de redes secundarias de transmisión.

A continuación se muestra en la Figura 3-7, el porcentaje de evolución de la participación en ventas de energía al mercado libre.

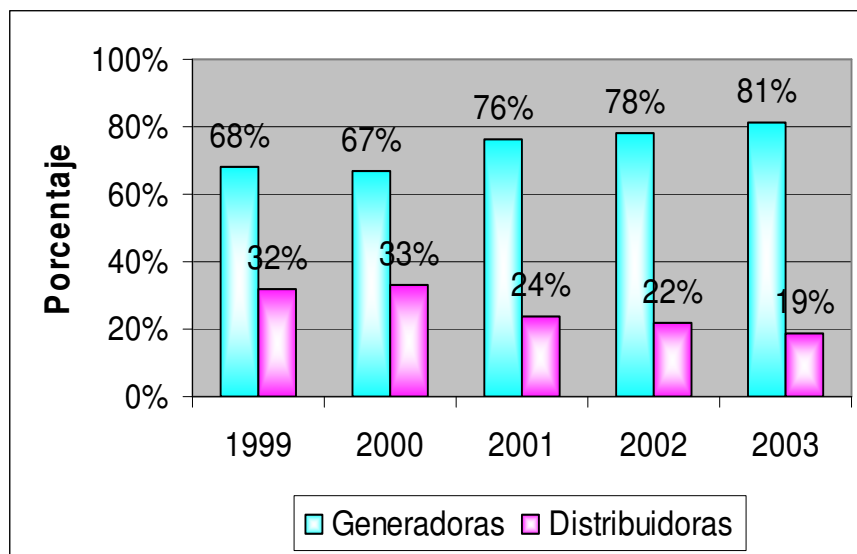


Figura 3 -7: Evolución de la Participación en Ventas de Energía al Mercado Libre

3.7. Número de Clientes Libres por empresa

Para fines del año 2003, se contaba con un total de 249 clientes libres, de los cuales 165 clientes eran abastecidos por empresas distribuidoras, representado el 66,27% y 84 son abastecidos por empresas Generadoras representando el 33,73 % del total.

En la Tabla 3-3, se muestra el número de clientes libres por empresa para fines del año 2003.

NÚMERO DE CLIENTES LIBRES POR EMPRESA

TIPO DE EMPRESA	EMPRESA	LIBRE (Clientes)	PARTICIP.
Generadoras	Atocongo	1	0,40%
	Cahua	2	0,80%
	Conehua	2	0,80%
	Edegel	8	3,21%
	Pesa	1	0,40%
	Egasa	1	0,40%
	Egamsa	3	1,20%
	Egenor	19	7,63%
	Electro Andes	10	4,02%
	Electroperú	8	3,21%
	Enersur	8	3,21%
	Minera Corona	4	1,61%
	San Gabán	10	4,02%
	Shougesa	1	0,40%
	Termoselva	6	2,41%
Total Generadoras		84	33,73%
Distribuidoras	Edelnor	83	33,33%
	Electro Puno	1	0,40%
	Electro Sur Este	2	0,80%
	Electro Sur Medio	12	4,82%
	Electro Ucayali	1	0,40%
	Electrocentro	3	1,20%
	Electronoroeste	3	1,20%
	Electronorte	2	0,80%
	Hidrandina	11	4,42%
	Luz del Sur	44	17,67%
	Seal	3	1,20%
Total Distribuidoras		165	66,27%
TOTAL		249	100,00%

Tabla 3-3: Número de Clientes Libres por Empresa Concesionaria 2003

Tal como muestra la Figura 3-8, las empresas que poseen mayor participación en la atención a los clientes libres son. Edelnor con 33,3% (83 clientes), Luz del Sur 17,67% (44 clientes) y Egenor con el 7,63% (19 clientes); asimismo existen empresas concesionarias de distribución las cuales no poseen ningún cliente libre, esto se debe principalmente por la ubicación del área de concesión en la que estos operan, en las cuales los niveles de consumo son bajos y por consiguiente falta desarrollo industrial.

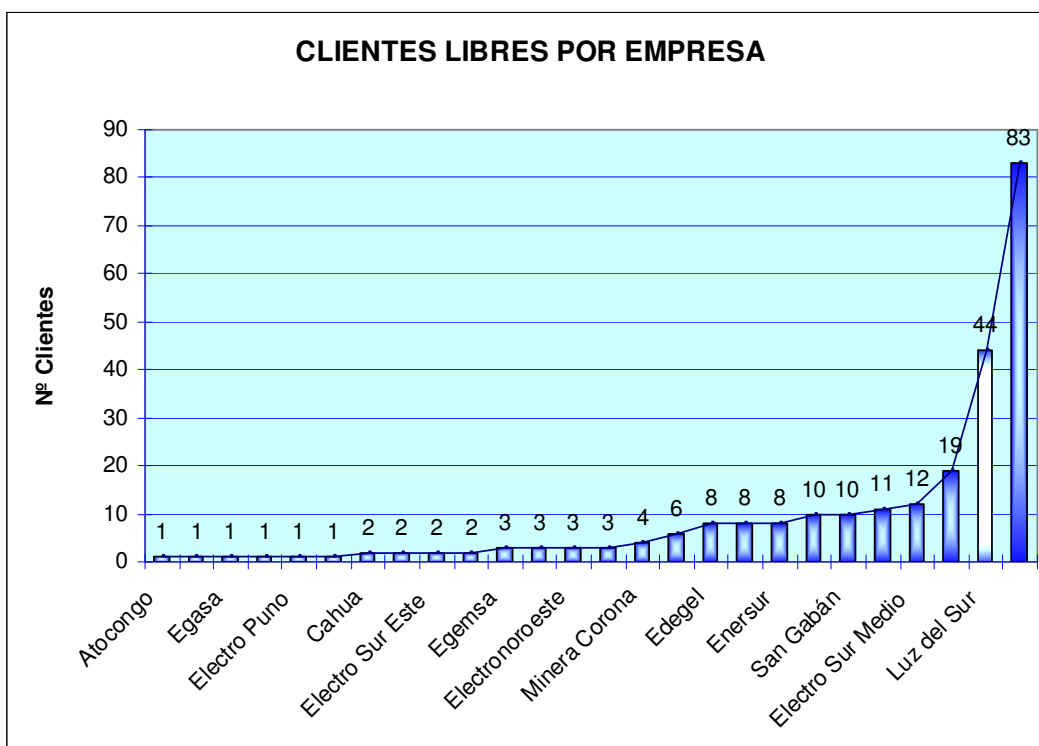


Figura 3 -8: Clientes Libres por Empresa Concesionaria 2003

3.8. Clientes por Departamento

El mayor número de clientes libres se ubica en la región Lima con un total de 158 clientes, lo cual explica los altos porcentajes de atención a clientes libres por parte de las empresas Luz del Sur y Edelnor con casi la totalidad del abastecimiento a clientes libres con suministros en media tensión.

Asimismo es importante señalar que en departamentos como Cajamarca, Ancash, Pasco, Junín, Ica, Arequipa, Moquegua y Puno; el mayor porcentaje de su energía consumida pertenece al mercado libre, esto principalmente se debe a la intensa actividad minera que se desarrolla en cada uno de estos departamentos.

La Tabla 3-4, muestra en detalle la cantidad de clientes libres por departamento.

Departamento	Nº Libre (Clientes)	Participación libre	Consumo Libre kWh	Participación libre(%)	Consumo Regulado kWh	Participación Regulado(%)
Amazonas		0,00%		0,00%	39434	0,41%
Ancash	10	4,02%	1045853	11,82%	217864	2,27%
Apurímac		0,00%		0,00%	24606	0,26%
Arequipa	8	3,21%	517479	5,85%	423867	4,41%
Ayacucho		0,00%		0,00%	43719	0,45%
Cajamarca	1	0,40%	212400	2,40%	71548	0,74%
Cusco	7	2,81%	326583	3,69%	159679	1,66%
Huancavelica	5	2,01%	49345	0,56%	17244	0,18%
Huanuco		0,00%		0,00%	54288	0,56%
Ica	18	7,23%	761088	8,60%	346906	3,61%
Junin	14	5,62%	964391	10,89%	164325	1,71%
La Libertad	8	3,21%	231297	2,61%	363420	3,78%
Lambayeque	3	1,20%	11886	0,13%	246688	2,57%
Lima	158	63,45%	2705509	30,56%	6392243	66,51%
Loreto		0,00%		0,00%	134921	1,40%
Madre de Dios		0,00%		0,00%	14707	0,15%
Moquegua	1	0,40%	1508730	17,04%	45873	0,48%
Pasco	6	2,41%	266468	3,01%	39047	0,41%
Piura	6	2,41%	130623	1,48%	347870	3,62%
Puno	2	0,80%	106139	1,20%	102130	1,06%
San Martín	1	0,40%	6517	0,07%	83010	0,86%
Tacna		0,00%		0,00%	114288	1,19%
Tumbes		0,00%		0,00%	65165	0,68%
Ucayali	1	0,40%	7415	0,08%	98284	1,02%
TOTAL	249	100%	8.851.723	100%	9.611.126	100,00%

Tabla 3-4: Clientes Libres por Departamento 2003

Si bien Lima concentra el mayor número de clientes y el mayor porcentaje de ventas al mercado libre; el consumo promedio de los clientes libres ubicados en Lima es menor al consumo promedio de los clientes libres de otros

departamentos, esto se explica fundamentalmente porque los grandes consumidores, particularmente relacionados con la actividad minera, se ubican fuera de las grandes urbes.

A continuación la Figura 3-9, representa gráficamente la cantidad de clientes libres por departamento.

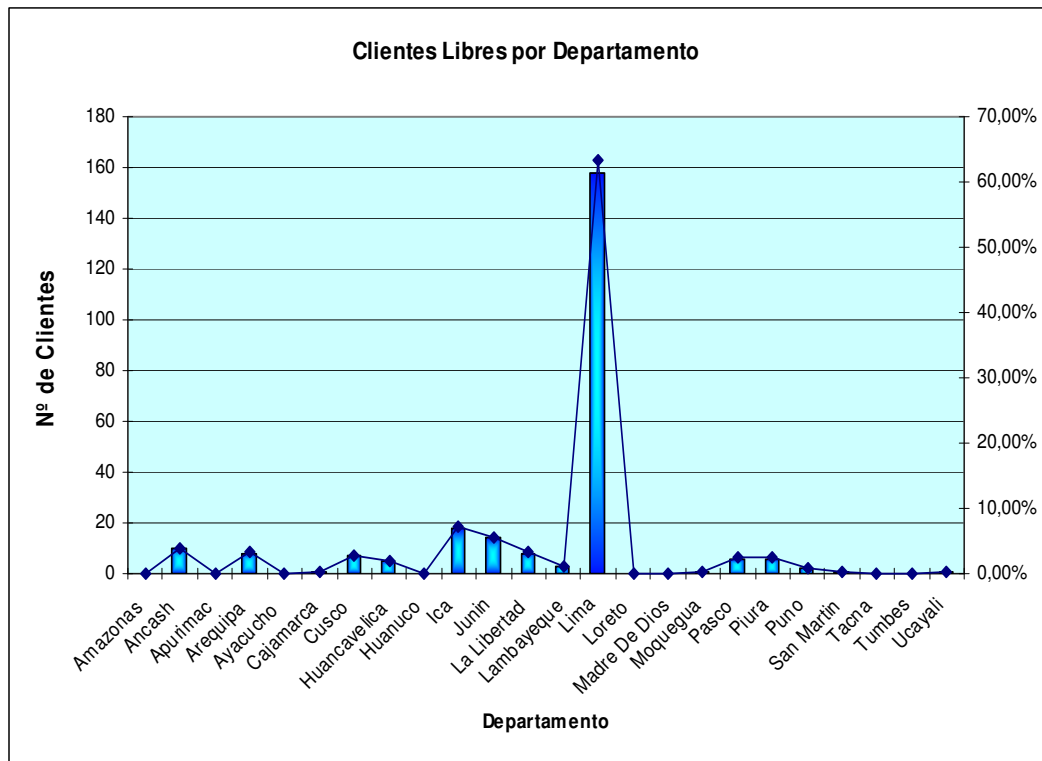


Figura 3-9: Clientes Libres por Departamento

3.9. Contratos de Suministros con el Cliente Libre Final

3.9.1. Condiciones Contractuales de Suministro

Las condiciones contractuales de suministro se pueden clasificar en forma general en 3 partes: condiciones generales, condiciones técnicas y condiciones económicas comerciales [19].

3.9.1.1. Condiciones Generales

Dentro de las condiciones generales se especifican los siguientes datos:

- ✓ Periodo de vigencia del contrato
- ✓ Fecha de inicio de la aplicación del contrato
- ✓ Fecha de renovación del contrato y si existe cláusulas de renovación automática

3.9.1.2. Condiciones Técnico Operativas

Las especificaciones técnicas y operativas fundamentalmente abarcan:

Punto de entrega:

- ✓ Nombre y tensión de la barra o punto en la que el cliente compre energía

Características de utilización:

- ✓ Se indica si es cliente de hora punta o fuera de punta
- ✓ Modalidad de contrato de potencia:
- ✓ Modalidad de potencia con la que se ha suscrito el contrato:
- ✓ Máxima demanda leída o potencia contratada
- ✓ Condiciones para el exceso de potencia.

Medición:

- ✓ Se indica el medidor, tipo y clase de precisión.

Calidad del suministro:

- ✓ Se especifican los límites permisibles de variaciones de tensión y frecuencia.
- ✓ Compromisos sobre racionamientos e interrupciones de energía y su compensación.

3.9.1.3. Condiciones Comerciales y Económicas

Entre las principales condiciones comerciales y económicas de suministro se tiene:

Tarifas:

Representa los precios Unitarios establecidos para: Energía activa, potencia hora punta, potencia hora fuera de punta, exceso de potencia, energía reactiva y las tarifas especiales.

También se considera el periodo de vigencia de las tarifas y la fórmula de reajuste.

Facturación:

Se especifica el periodo de la facturación y los cargos de la factura en la actualidad es muy difícil tener acceso a los contratos celebrados entre los clientes libres y las empresas concesionarias, debido a que estos documentos en su mayoría tienen cláusulas de extrema confidencialidad.

CAPITULO IV

PRECIOS EN EL MERCADO LIBRE

En el presente capítulo se presentarán los precios transados en el mercado libre, así como una serie de datos estadísticos correspondientes principalmente a los años 2003 y 2004, de tal manera que podamos observar las condiciones en la cual la Ley N° 28832 recibe el mercado de clientes libres.

4.1. Comportamiento de la Oferta y la Demanda de Energía Eléctrica.

En los últimos años la potencia efectiva creció a un ritmo mayor al crecimiento de la demanda, superándose los riesgos de desabastecimiento, ello fue posible gracias a los compromisos de inversión en la privatización.

En la actualidad se cuenta con un margen de reserva relativamente alto, aunque este, esta conformado por centrales de altos costos de operación, es así que ante un eventual desabastecimiento de gas o un año seco los costos marginales se incrementan considerablemente²⁴, mientras que la demanda crece aun ritmo superior al 5% anual²⁵.

La Figura 4-1, muestra la evolución de la oferta de generación y la demanda de energía en el SEIN.

²⁴ La ley N° 28832, en su Duodécima disposición complementaria trata de corregir parte de estas imperfecciones del mercado.

²⁵ En el 2006 la máxima demanda fue 3580MW, valor superior en 8.33% con relación al año 2005 cuyo valor fue 3305MW [57].

EVOLUCION DE LA GENERACION Y LA DEMANDA Sistema Interconectado Nacional

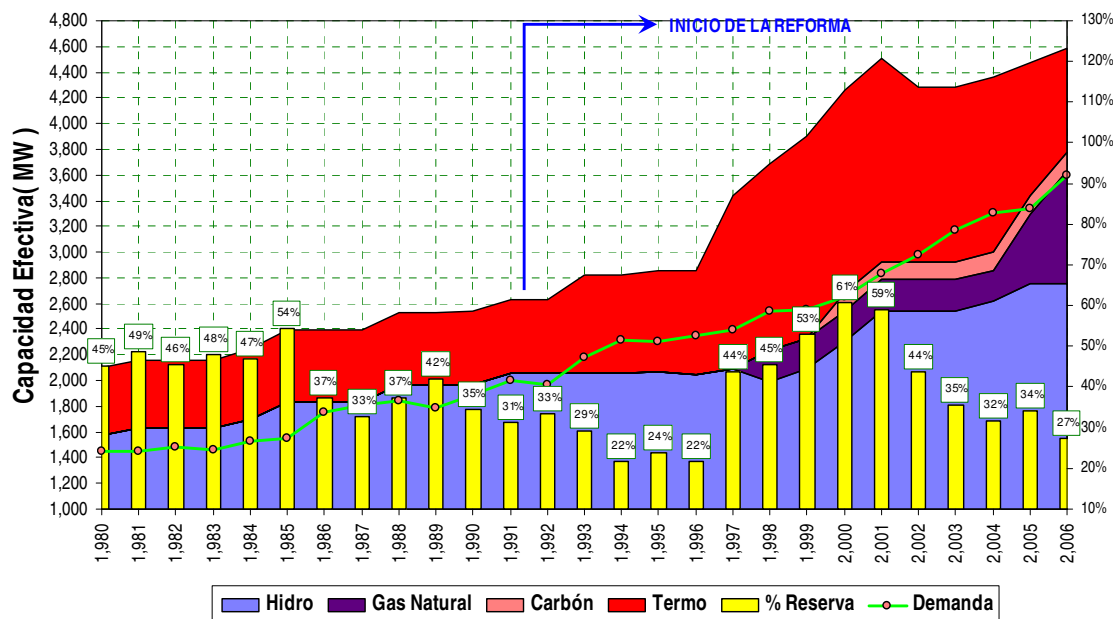


Figura 4-1: Comportamiento de la Oferta y la Demanda de Potencia Eléctrica.

4.2. Precios Libres

Las tarifas libres y demás condiciones de suministro son negociadas libremente entre las empresas eléctricas con los clientes libres o grandes consumidores de energía superiores a 1000KW o una potencia superior al 20% de la demanda máxima de concesión²⁶. Los precios de barra que fije la GART no deben diferir del $\pm 10\%$ de la tarifa libre²⁷.

Los precios medios de venta de energía eléctrica para el mercado libre, son función directa del tipo de contrato con sus suministradores, los valores mostrados en la Tabla 4-1 muestran el precio medio registrado por empresa concesionaria para el año 2004.

²⁶ Artículo 2° del reglamento de la LCE, aprobada con D.S.: N° 009-93-EM -Texto del artículo según D.S. 017-2000-EM, publicado el 2000-09-18.

²⁷ Artículo 53° de la LCE.

La fórmula que calcula el precio medio es:

$$\text{Precio Medio} = \frac{\text{Facturación de Energía} + \text{Facturación de Potencia}}{\text{Energía Total}}$$

Evolución Mensual del Precio Medio por Empresa (ctm S/./kWh)

Tipo de Empresa	Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Promedio
Generadoras	Atocongo	423,22	368,55	279,6	90,44	79,4	151,94	73,56	110,3	356,36	110,3	356,36	69,18	205,77
	Cahua	17,26	24,39	28,86	111,33	40,84	20,51	14,33	9,77	12,11	12,11	12,78	25,96	26,56
	Soc. Minera Corona						19,16	17,21	17,62	40,5	17,48	17,64	17,69	21,04
	Electroandes	17,86	17,72	17,25	17,6	13,21	13,48	24,37	24,14	21,93	20,38	21,06	17,17	19,01
	Edegel	18,23	16,32	15,51	18,99	25,86	18,84	18,52	18,89	18,95	17	15,75	15,8	18,29
	Enersur	14,69	14,64	14,69	15,19	15,75	17,45	20,65	20,19	17,33	18,78	17,91	18,6	17,26
	Shougesa	12,81	12,87	12,66	12,77	12,63	16,94	18,98	17,88	28,75	18,13	18,99	20,37	17,24
	Termoselva	14,95	15,89	14,63	14,39	14,5	15,47	15,01	14,26	26,44	20,95	16,03	15,43	17,01
	Eepsa	16,3	16,49	16,06	16,35	16,57	16,57	16,18	16,02	16,23	16,24	16,1	15,83	16,24
	Egenor	14,04	15,31	16,85	15,01	11,9	12,41	12,84	13,67	15,87	13,49	13,31	13,83	14,04
	Electroperú	13,25	12,5	12,06	12,27	12,67	11,99	11,75	11,38	11,55	13,16	12,56	12,46	12,3
	San Gabán	10,6	10,82	10,41	10,62	12,39	11,76	11,6	11,9	12,19	10,93	11,26	11,95	11,33
	Egasa	10,15	10,07	10,03	10,1	10,11	10,06	9,92	9,73	9,7	9,64	9,58	9,51	9,88
	Egamsa	9,01	9,11	9,11	9,26	8,89	10,69	10,29	8,83	10,67	10,17	9,62	9,14	9,61
Total Generadoras		19,65	19,06	17,97	017	15,81	15,99	16,57	17,02	22,82	17,25	18,94	15,69	17,81
Distribuidoras	Hidrandina	34,74	29,69	27,32	20,67	17,61	20,65	22,57	49,26	48,14	31,03	22,04	22,04	27,32
	Electro Sur Medio	27,8	27,8	28,46	24,32	29,72	21,19	23,18	25,68	30,35	24,43	31,19	24,02	26,6
	Luz del Sur	25,98	25,72	24,23	22,91	21,92	21,3	21,23	20,48	20,78	20,67	22,8	22,99	22,56
	Edelnor	21,51	27,64	26,89	21,46	18	19,69	19,79	23,83	23,52	21,89	21,1	23,85	22,42
	Electro Ucayali	22,85	23,24	22,17	22,4	21,68	21,76	20,84	19,51	19,84	19,24	21,82	21,68	21,42
	Electrocentro	16,25	14,33	14,47	26,76	18,84	14,52	15,15	12,23	14,45	56,9	22,14	13,55	19,53
	Electronorte	16,61	15,54	16,32	19,59	19,03	20,74	17,59	30,22	17,35	18,65	21,1	17,08	19,1
	Electro Sur Este	16,19	16,73	16,33	16,43	15,86	15,78	16,25	16,57	16,17	16,22	17,8	18,29	16,57
	Seal	13,19	13,45	12,85	13,27	13,59	17,07	16,13	16,14	16,9	17,21	18,93	18,95	15,91
	Electronoroeste	16,03	11,81	11,68	11,68	11,49	12,03	12,6	11,78	11,33	11,89	14,29	15,3	12,66
	Electro Puno	10,03	9,89	10,12	10,02	9,97	6,09	12,82	9,72	14	9,61	9,46	9,22	10,08
Total Distribuidoras		23,41	25,91	25,03	21,59	19,63	19,84	19,99	23,01	22,88	21,77	21,92	023	22,31
Promedio		22,16	23,59	22,63	19,98	18,35	18,5	18,77	20,87	22,86	20,14	20,83	20,15	20,73

Tabla 4-1: Evolución del Precio Medio por Tipo de Empresa 2004

Se puede observar en la Figura 4-2, que los precios medios más altos de las empresas del sector eléctrico son Hidrandina, Electro Sur Medio, Cahua, Luz del sur y Edelnor, asimismo el precio medio total de las empresas Generadoras

(17,81 Ctm. S./kWh) es menor al precio medio total de las empresas Distribuidoras (22,31 Ctm S./kWh).

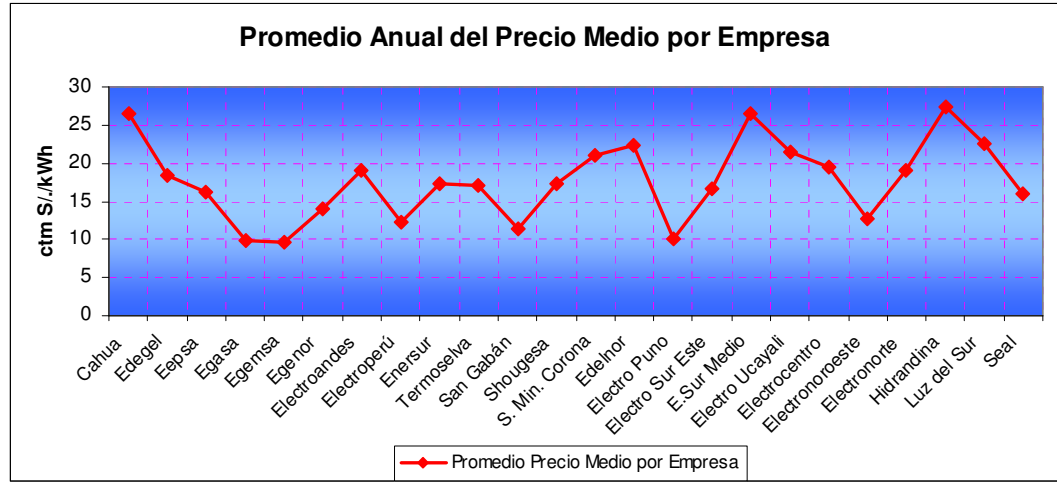


Figura 4-2: Promedio Anual del Precio Medio por Empresa

Es importante destacar que las 2 empresas con mayor número de clientes libres (Luz del Sur y Edelnor), sus precios medios son superiores al precio medio total del mercado, mientras que casi la totalidad de Generadoras (excepción de Cahua) sus precios medios son por debajo del precio medio total del mercado libre, el detalle se muestra a continuación en la Figura 4-3.

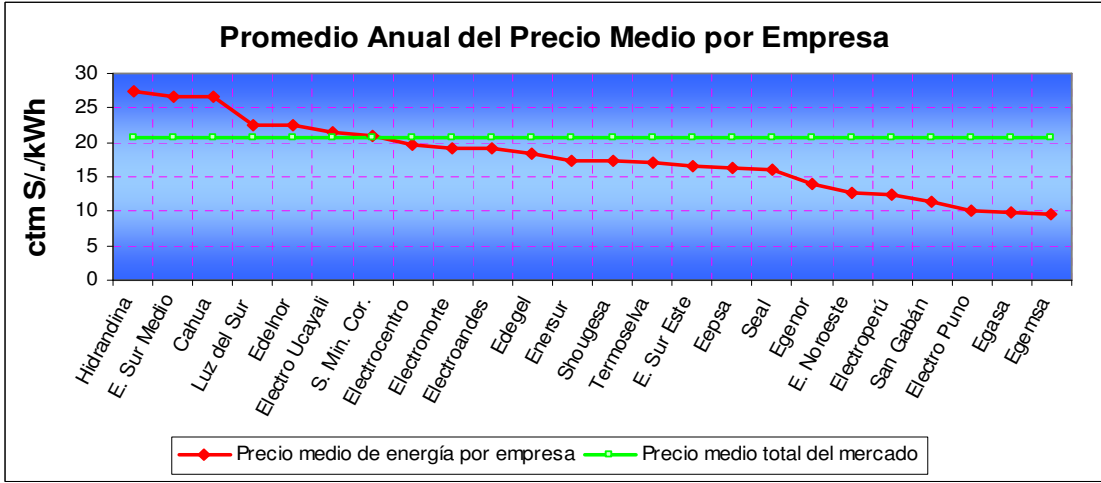


Figura 4-3: Promedio Anual del Precio Medio por Empresa Comparado con Precio Medio del Mercado

4.3. Evolución Mensual del Precio Medio por Tipo de Empresa (ctm S./kWh)

Como se señaló anteriormente par el año 2004 los precios medios de las empresas Generadoras es menor al de las empresas Distribuidoras, esto se debe principalmente a que los primeros en su calidad de productores pueden brindar energía a un menor costo, detalle en Tabla 4-2 y Figura 4-4.

Tipo de Empresa	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
Generadoras	20	19	18	17	16	16	16,6	17	23	17	19	16	17,81
Distribuidoras	23	26	25	22	20	20	20	23	23	22	22	23	22,31
Promedio	22	24	23	20	18	19	18,8	21	23	20	21	20	20,73

Tabla 4-2: Evolución de Precio Medio Anual por Tipo de Empresa 2004

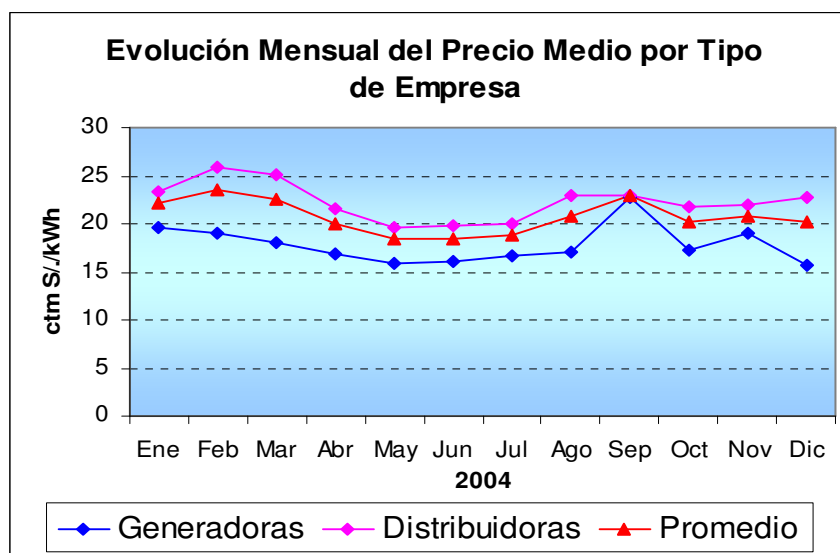


Figura 4-4: Evolución de Precio Medio Anual por Tipo de Empresa 2004

4.4. Evolución del Precio Medio por Tipo de Tensión (ctm S./kWh)

Es importante destacar que solo los precios en Muy Alta Tensión MAT (Rubro de Grande Consumidores) son menores al precio medio del mercado, detalle en Tabla 4-3 y Figura 4-5, asimismo es necesario señalar que más del 70% de

los clientes libres son clientes en media tensión (MT) y con poca capacidad de negociación.

Tensión	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom
MAT	13,4	14,5	14	13	13,1	12,3	12,81	13,4	13	12,7	13,2	13,3	13,3
AT	32,9	26,9	24	20,7	20,1	21,5	21,07	21,6	29,8	23,9	27,2	20,3	24,2
MT	22	25,2	24,6	21,7	19,3	18,9	19,34	22,2	23	20,6	20,7	21,5	21,6
Promedio	22,2	23,6	22,6	20	18,4	18,5	18,77	20,9	22,9	20,1	20,8	20,2	20,7

Tabla 4-3: Evolución del Precio Medio Anual por Nivel de Tensión 2004

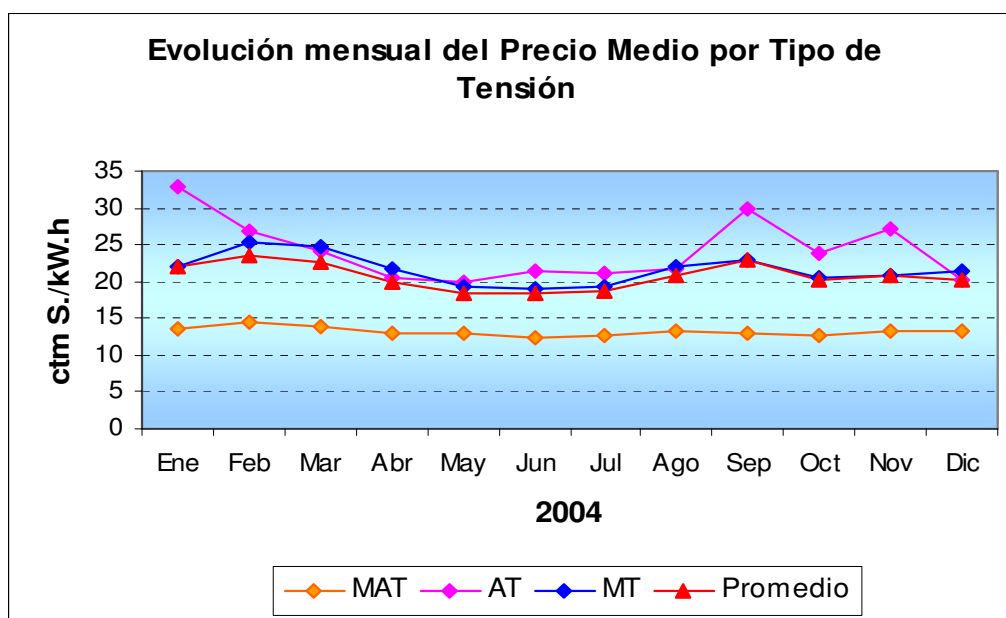


Figura 4-5: Evolución del Precio Medio Anual por Nivel de Tensión 2004

4.5. Ventas de Energía Realizada por cada Empresa Concesionaria

Como se podrá apreciar en la Figura 4-6, el tener un alto número de clientes libres no implica necesariamente vender más energía, así por ejemplo tenemos el caso de Edegel y Enersur los cuales son las dos empresas que en el 2004 registraron las mayores venta de energía al mercado libre y solo cuentan con 8 clientes libres cada uno, esto es debido a que ambas empresas abastecen a

los dos más grandes clientes libres del Perú como son Antamina y Sohuthern Perú con potencias contratadas superiores a los 90MW y 185 MW respectivamente.

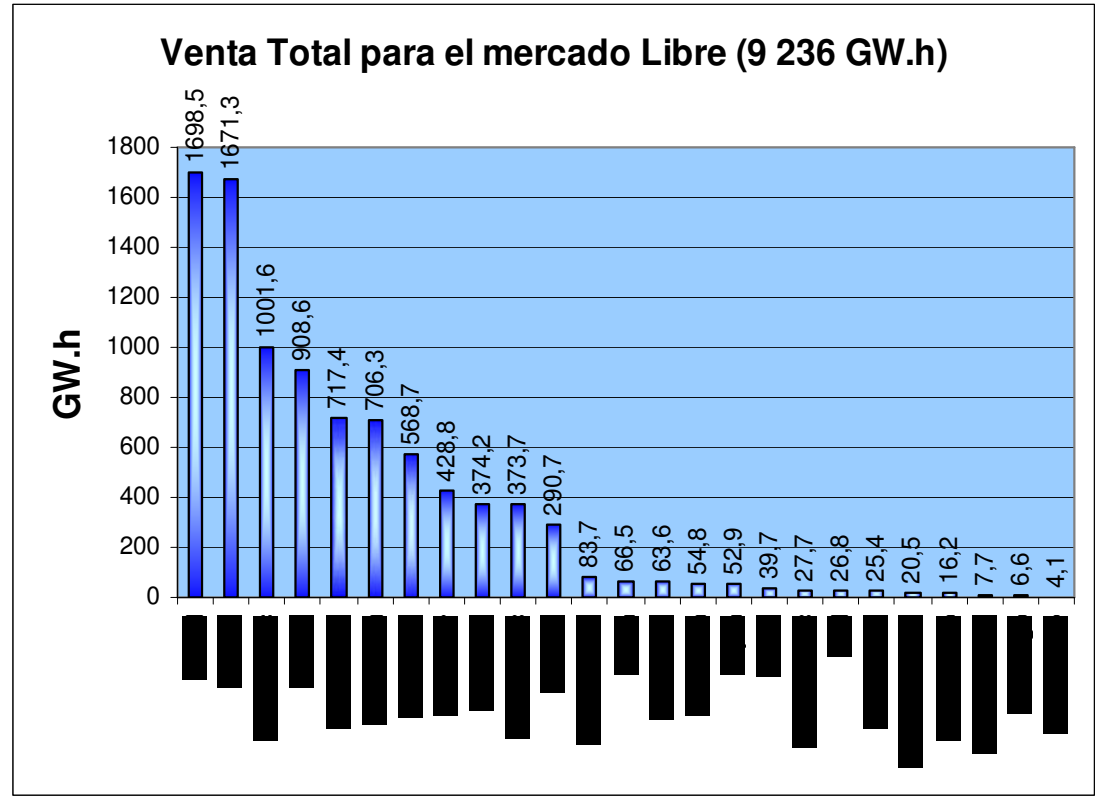


Figura 4-6: Ventas Totales por Empresa Concesionaria para el Mercado Libre 2004

4.6. Facturación Total para el Mercado Libre de Electricidad

La facturación de energía para el 2004, por tipo de empresa (generadoras y distribuidoras) sigue una relación proporcional a la venta de energía. Asimismo se puede observar que muchas distribuidoras registran ingresos superiores ha empresas generadoras que han vendido una mayor cantidad de energía, esto es debido principalmente a que el precio transado entre clientes libres y distribuidoras es superior al precio transado entre clientes libres y generadoras, detalle en Figura 4-7.

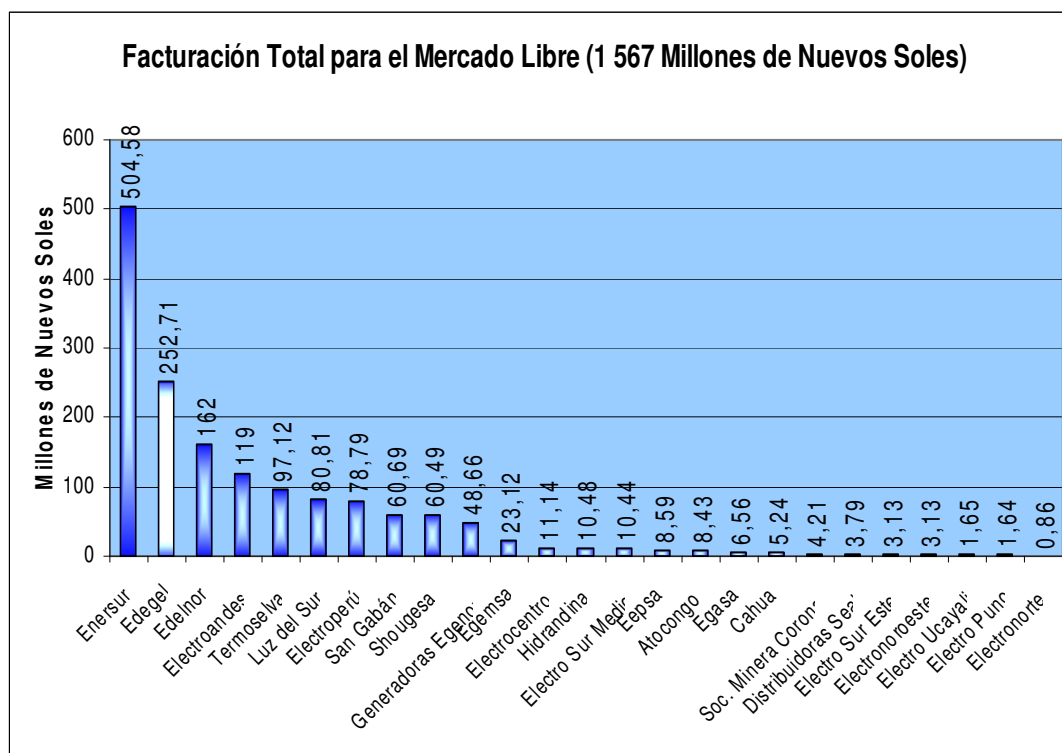


Figura 4-7: Facturación Total por Empresa Concesionaria para el Mercado Libre 2004

4.7. Clientes por Actividades Preponderantes

El mayor número de clientes se encuentran en la industria manufacturera (61%), dentro de la cual se encuentran inmersas actividades como: La industria textil, alimentos, químicos, bebidas entre otras, gran parte de ellos ubicados en la capital del país y por consiguiente inmersos dentro del área de concesión de las empresas distribuidoras. Asimismo existe un alto número de clientes dedicados a la explotación minera (19%) los cuales se encuentran ubicados de manera descentralizada en diferentes partes del país, detalle en Figura 4-8.

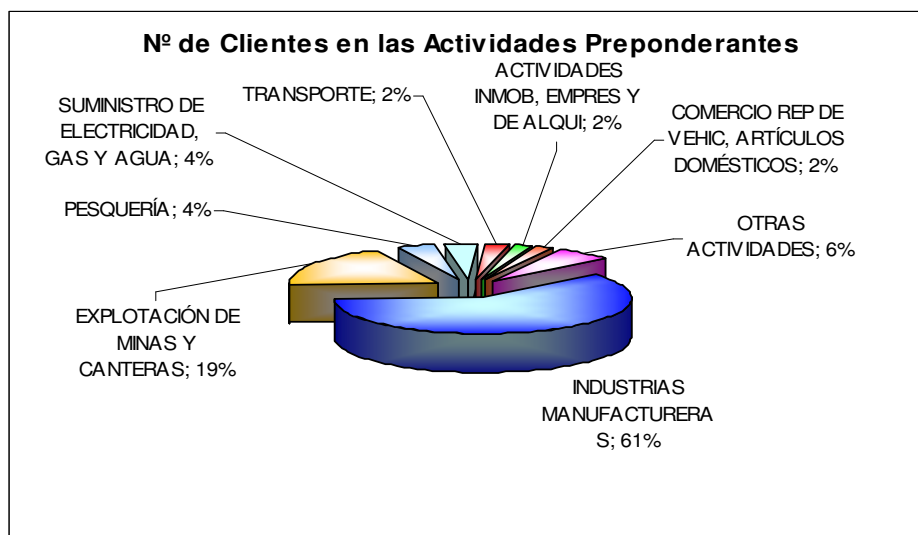


Figura 4-8: Nº de Clientes Libres por Actividades Económica Preponderantes 2004

4.8. Participación de Ventas de energía por Actividades Preponderantes

Respecto al volumen de demanda de energía de los clientes libres, se tiene que las empresas mineras (49%) y de fundición (11%) son los mayores consumidores, ya que consumen más de la mitad de energía del mercado libre, detalle en Figura 4-9, existiendo además un importante segmento de clientes libres que desarrollan diversas actividades comerciales e industriales, como el sector químicos (8%), industrias metalúrgicas(6,6%), cementos (6,5%) y textiles (5,3%); este último grupo, son abastecidos principalmente por empresas de distribución.

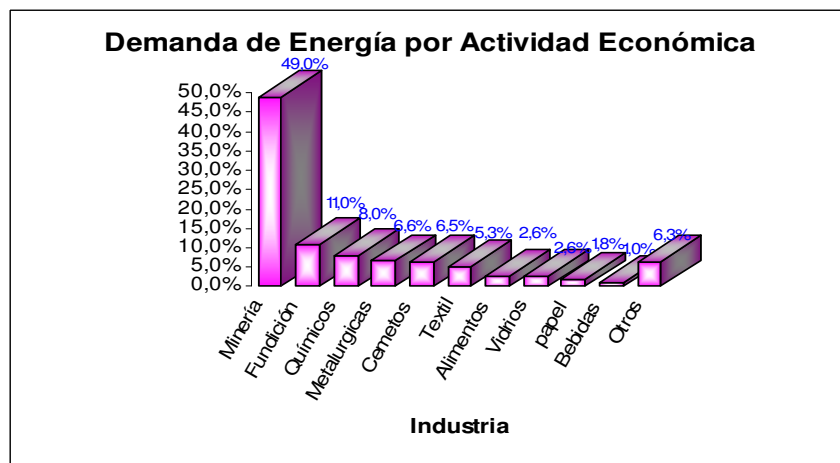


Figura 4-9: Demanda de Energía por Actividad Económica para el Mercado Libre 2004

De manera resumida se puede indicar que para el año 2004 del total del consumo de energía del mercado libre, alrededor del 50% fue destinado a la actividad minera, mientras que las actividades de la industria manufacturera alcanzaron el 47%, tal como se ilustra en la Figura 4-10.

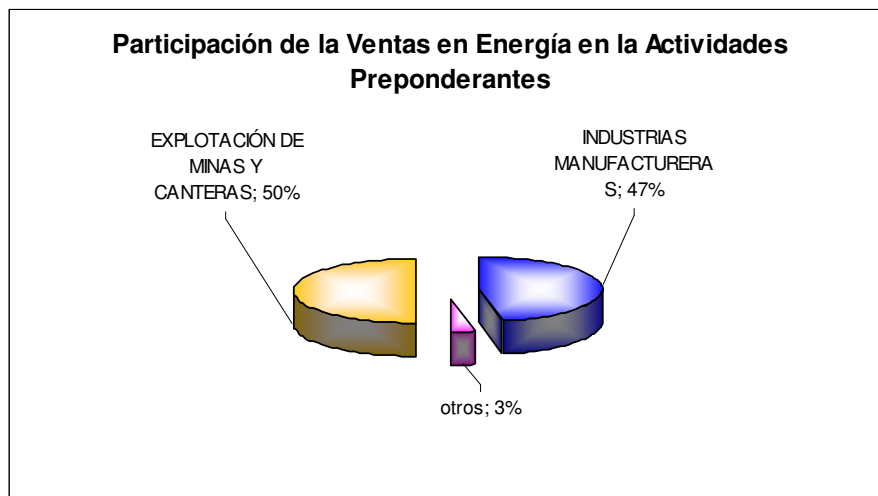


Figura 4-10: Participación de las Ventas de Energía por Grupos de Actividades Económica para el Mercado Libre 2004

4.9. Participación en la Facturación de la Actividades Preponderantes

La mayor facturación de venta al mercado de energía libre corresponde al sector minero, esto es debido principalmente a su alto consumo (50% de la energía total para el mercado libre), asimismo es importante recordar que las dos empresas que más facturan en el mercado libre, son las principales abastecedoras de las dos mineras con más alto consumo de energía en el país.

En la Figura 4-11, se representa la participación de la Facturación de energía por grupos de actividades económica para el mercado libre en el año 2004.

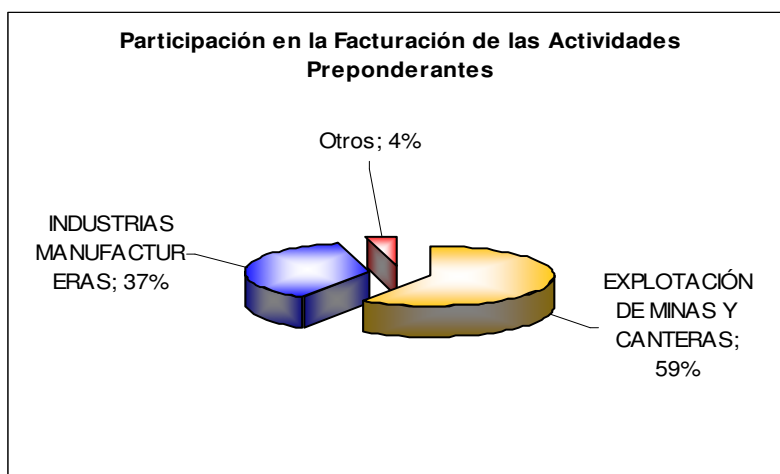


Figura 4-11: Participación de la Facturación de Energía por Grupos de Actividades Económica para el Mercado Libre 2004

4.10. Precio medio por Actividad Económica

Las tarifas medias para el año 2004 muestran que la mayoría de pequeñas industrias muestran un precio superior al precio medio del mercado, asimismo los precios medios de las empresas mineras se encuentra por debajo del precio medio total del mercado, detalle en Figura 4-12.

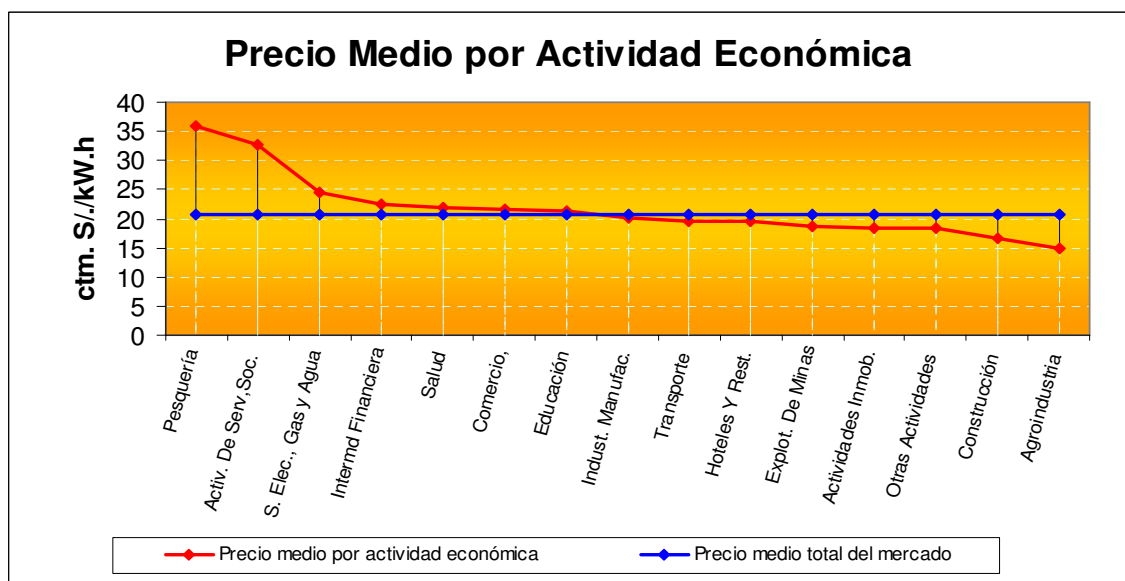


Figura 4-12: Precio Medio por Actividad Económica.

4.11. Evolución de la Comparación de Precios Libres con los Precios Teóricos

Los precios de generación que regula OSINERG en cada fijación tarifaria (precios teóricos), antes de tomarse como Precios en Barra, deben compararse con el precio promedio ponderado del mercado libre. Este precio promedio ponderado se obtiene aplicando a los clientes libres los precios de la facturación del último semestre.

La comparación de los precios teóricos con el precio promedio ponderado de los clientes libres se efectúa a fin de cumplir con la disposición del Artículo 53º de la Ley de Concesiones Eléctricas y el Artículo 129º de su Reglamento. La Figura 4-13 muestra la evolución de los resultados de la comparación entre precios teóricos y libres en cada regulación tarifaria, desde noviembre del año 2000.

En la regulación tarifaria de mayo 2004, para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, el precio libre promedio resultó 10,754 céntimos de S./kWh. De conformidad con el Artículo 129º inciso c) del Reglamento, al aplicarse a dicho mercado los precios teóricos calculados por el OSINERG, el precio ponderado resultante fue 10,279 céntimos de S./kWh. La relación entre ambos precios resultó 0,9558. Esta relación muestra que los precios teóricos no difirieron en más del 10% de los precios libres vigentes, razón por la cual los precios teóricos de la energía fueron aceptados como Tarifas en Barra definitivas.

	Nov-00	May-01	Nov-01	May-02	Nov-02	May-03	Nov-03	May-04
Precio libre	14,622	11,348	11,705	11,701	11,993	11,769	10,701	10,754
Precio teórico	14,757	10,411	11,617	11,855	12,145	11,875	10,396	10,279
Teórico/libre	1,009	0,917	0,992	1,013	1,013	1,009	0,971	0,956
factor de ajuste	1	1	1	1	1	1	1	1
(Plib/Pteo - 1)	-0,91%	9,00%	0,76%	-1,30%	-1,25%	-0,89%	2,93%	4,62%

Tabla 4-4: Evolución Comparación Precios Libres Teóricos –SEIN

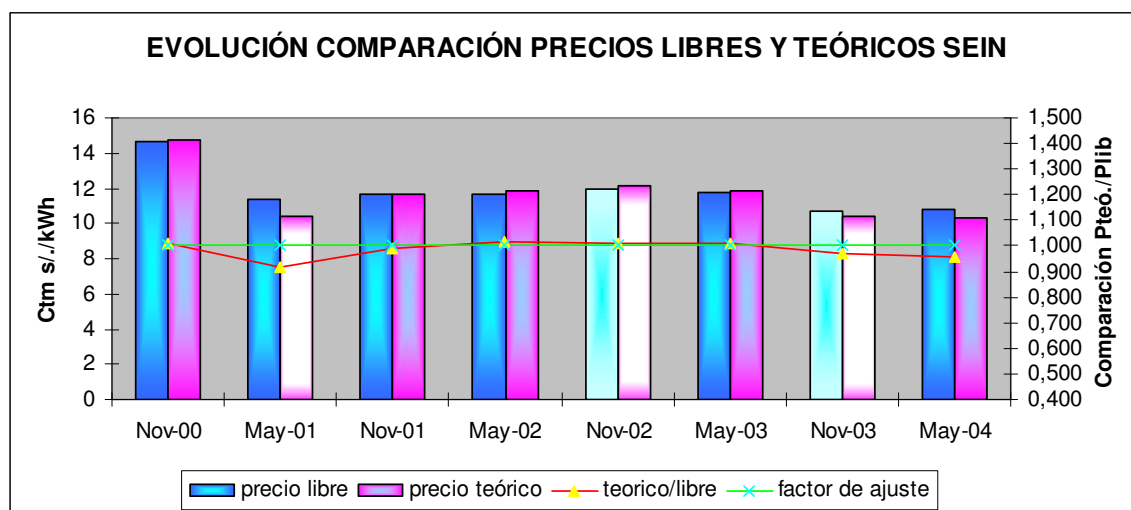


Figura 4-13: Evolución Comparación Precios Libres Teóricos –SEIN

CAPITULO V

IDENTIFICACIÓN DE LA PROBLEMÁTICA DE LOS CLIENTES LIBRES (Contexto Antes de la Ley N° 28832)

5.1. Introducción

El mercado de clientes libres constituye un sector de la industria eléctrica diseñado por el orden normativo con la finalidad de fomentar la competencia en esta industria. En ese sentido los clientes no regulados tienen gran trascendencia económica, ya que es aquel segmento donde la competencia tiene un mayor potencial. Dicho de otro modo, la existencia de clientes finales cuyos precios no son regulados es una condición necesaria para que la potencialidad competitiva en la generación eléctrica se pueda manifestar. Por esta razón el marco legal debe de promover e implementar un diseño de mercado que permita el desarrollo de la competencia, tratando de examinar y eliminar cuáles son los factores que limitan la competencia en este mercado.

En este sentido y teniendo como referencia el marco normativo y regulatorio en el que se desarrollaron los clientes libres (contexto antes de la promulgación de la Ley N° 28832), podemos demostrar que existe un gran número de clientes libres de bajo consumo comprendidos entre consumos de potencia de 1MW y 3MW, ubicadas dentro del área de concesión de las distribuidoras que presentan dificultades de negociación con las empresas generadoras, ya que las distribuidoras cometen abusos muchas veces injustificados con los clientes libres de bajo consumo, ya que estos al poseer un suministro libre y no tener una gran demanda comparada con los otros clientes libres, quedan cautivos por no poseer capacidad de negociación para transar sus tarifas a precios más competitivos con otros proveedores.

Una de las medidas adoptadas por el gobierno para incrementar la competencia en el mercado libre fue la promulgación de la Ley 28832. En esta tesis precisamente se pretende mostrar las condiciones en las cuales la Ley 28832 recibe el mercado libre de electricidad, para posteriormente y en base a proyecciones proponer medidas complementarias que permitan lograr la competencia en el mercado de clientes libres de electricidad.

la Figura 5-1, muestra claramente que los clientes libres en MT, a pesar de ser en cantidad alrededor del 68% del mercado libre, su consumo de energía solo representa el 28% del mercado libre.

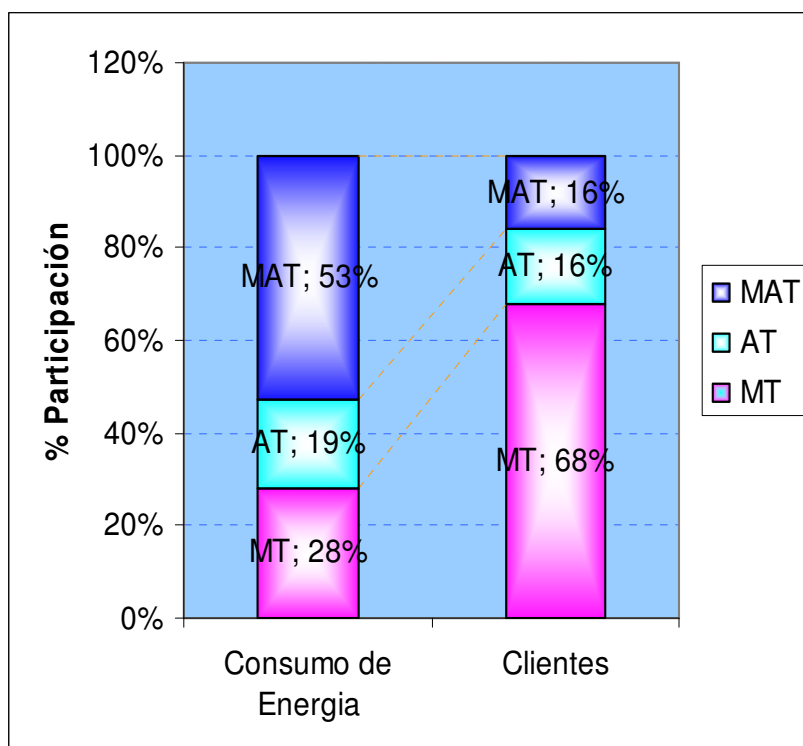


Figura 5-1: Consumo de Energía por Nivel de Tensión – Junio 2004

5.2. Análisis e Identificación de la Problemática de los Clientes Libres

En los últimos años producto de la falta de mecanismos de regulación y la inadecuada normatividad del sector eléctrico, **los clientes libres inmersos**

dentro del área de concesión de las empresas distribuidoras mostraron una falta de competencia lo cual se evidenció en una polarización en el abastecimiento del mercado de clientes, según los niveles de potencia de consumo y la ubicación de estos, para demostrar lo antes señalado, tomaremos de referencia los clientes libres del mes de diciembre del 2004, los cuales los segmentaremos en intervalos de 0.5MW y observaremos en cada segmento como según el nivel de consumo de potencia estos clientes son absorbidos tanto por las generadoras como por las distribuidoras, demostrando así la de falta de competencia en el mercado eléctrico.

- **Cientes libres entre 1MW y 1.5MW**

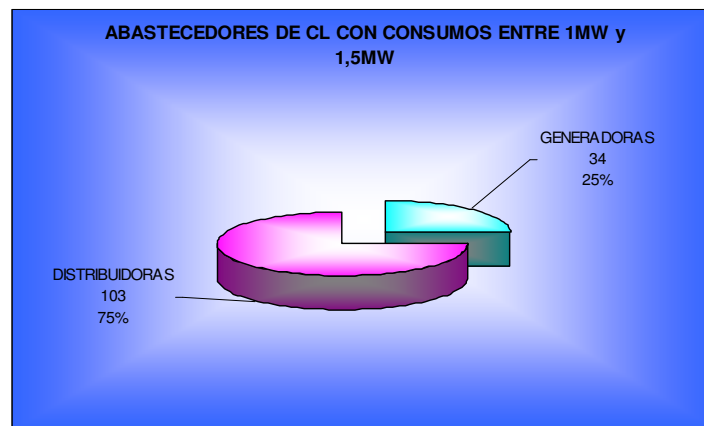


Figura 5-2: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos entre 1MW y 1.5 MW

En la Figura 5-2, se pudo apreciar como en el segmento entre 1MW y 1.5MW, las distribuidoras abastecen un 75%, mientras que los generadores solo cuentan con un 25%, asimismo gran parte de estos clientes de las empresas generadoras pertenecen a empresas mineras que poseen más de un punto de suministro, los cuales han sido registrados por la GART como consumos independientes y menores a 1MW.

Es importante señalar que para el mes de diciembre del 2004 existieron muchos clientes libres los cuales registraron consumos menores a 1MW, pese

a tener una potencia contratada superior a esta, los cuales para los fines de análisis de la presente tesis se están considerando dentro de este segmento.

- **Clientes libres entre 1.5MW y 2MW**

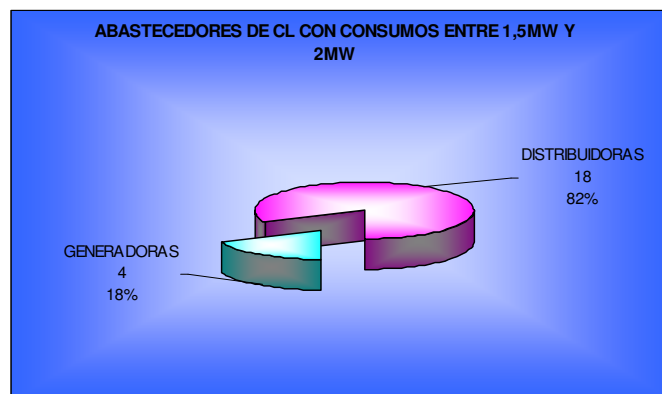


Figura 5-3: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos entre 1.5MW y 2 MW

Caso muy similar al anterior en este segmento del mercado las empresas distribuidoras abastecen la mayor parte del mercado llegando a alcanzar el 82% de los clientes libres en este segmento del mercado, tal como se muestra en la Figura 5-3.

- **Clientes libres entre 2MW y 2,5MW**

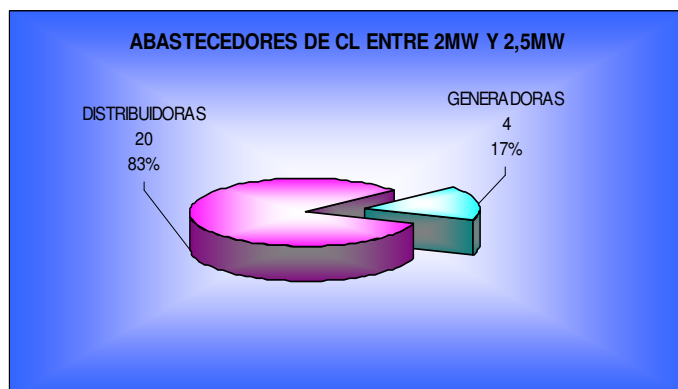


Figura 5-4: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos entre 2MW y 2.5 MW

La tendencia del dominio de las empresas distribuidoras en el abastecimiento de clientes libres de bajo consumo se acentúa, llegando a abastecer al 83% de los clientes entre 2MW y 2,5MW, según muestra la Figura 5-4, es importante destacar que en forma acumulada el abastecimiento de las distribuidoras a clientes entre (1MW a 3MW), llega hasta un 79%.

- **Clientes libres entre 2.5MW y 3MW**

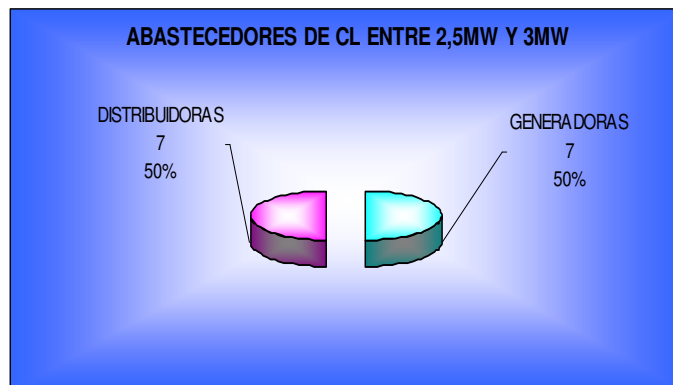


Figura 5-5: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos entre 2.5MW y 3 MW

Es a partir de este nivel de potencia, según se detalla en la Figura 5-5, donde se puede observar que la situación se va invirtiendo, hasta llegar al caso contrario en que las generadoras casi en su totalidad absorben a los clientes libres de consumos mayores de 3MW.

Así mismo es importante resaltar que **todos los clientes libres que las distribuidoras abastecen se encuentran ubicados dentro de su área de concesión**, lo que por consiguiente evidencia que los clientes libres tienen limitaciones para poder ser abastecidos por otra empresa que no sea la concesionaria de la zona.

- **Cientes libres entre 3MW y 3.5MW**

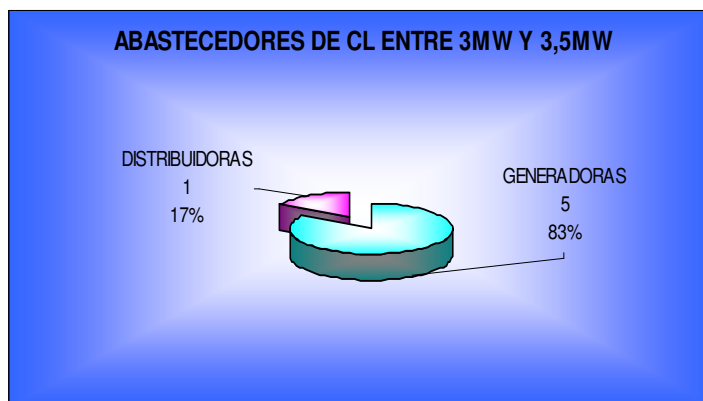


Figura 5-6: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos entre 3MW y 3.5 MW

Se puede observar según la Figura 5-6, que para este segmento entre 3MW y 3.5 MW, las empresas generadoras tienen una mayor presencia en el abastecimiento.

- **Cientes libres entre 3.5MW y 4MW**

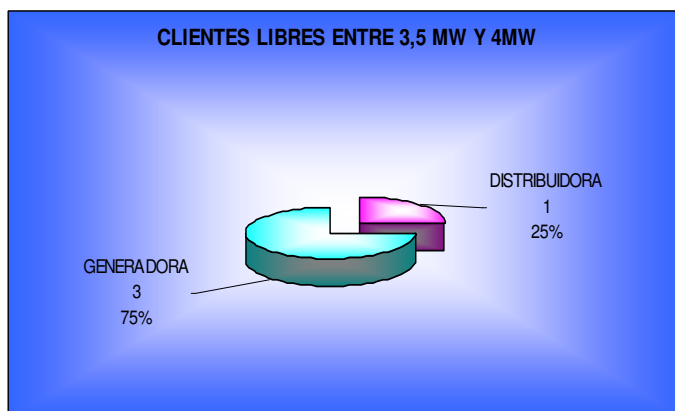


Figura 5-7: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos entre 3.5MW y 4 MW

Caso muy similar al anterior

- **Cientes libres mayores a 4MW**

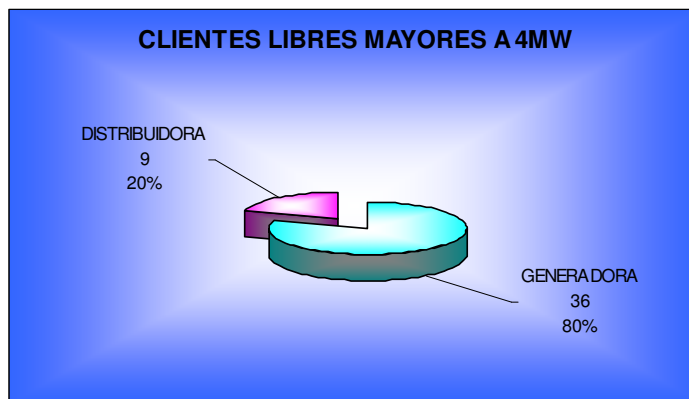


Figura 5-8: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos Mayores a 4MW

La presencia de las empresas generadoras se consolida y es la que más abastece a clientes libres con consumos mayores a 4MW (detalle en Figura 5-8), en la mayoría de los casos los suministros mayores a 4MW, se ubican fuera del área de concesión de las empresas distribuidoras.

5.3. Problemática de los Clientes Libres

Del análisis de los gráficos anteriores se deduce que los clientes libres se encuentran polarizados en su abastecimiento, por una lado se tiene las empresas distribuidoras, que abastecen potencias menores a 3MW, con claro dominio y absorción del mercado por parte de estas, y por otro lado las generadoras que abastecen potencias mayores a 3MW, también con un claro posicionamiento del mercado.

La Figura 5-9 muestra de manera resumida el abastecimiento al mercado libre por segmentos de máxima demanda de potencia consumida.

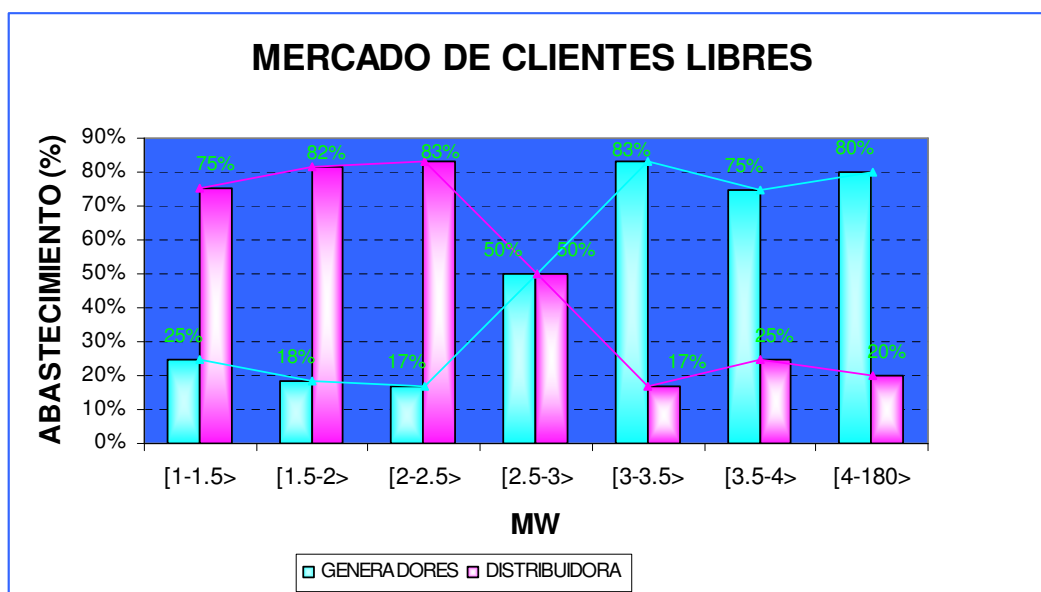


Figura 5-9: Abastecimiento a Clientes Libres por Segmentos de Máxima Demanda.

A continuación mostramos el acumulado de clientes libres con consumos menores y mayores a 3MW.

5.3.1. Clientes Libres Totales Con Consumos Menores a 3MW

Del total de clientes libres menores a 3MW, 148 clientes son abastecidos por empresas distribuidoras lo cual representa el 75% de total de este segmento (detalle mostrado en Figura 5-10), evidenciándose claramente que los clientes libres de bajo consumo en su gran mayoría son abastecidos por las empresas distribuidoras concesionarias, en las que se ubica el suministro del cliente libre, esta situación es más extrema aún ya que muchos de los clientes libres abastecidos por las empresas generadoras tienen más de un punto de suministro, las que por consiguiente negocian sus precios por el total, caso concreto de ANTAMINA (puerto Antamina), DOE RUN (Ciudad), MINERA TINTAYA^{28 29}.

²⁸ Es importante señalar que los suministros mencionados, corresponden a suministros derivados de las mineras Antamina, Doe Run y Tintaya, los cuales son suministros diferentes a los ubicados en sus grandes asentamientos mineros, por tal motivo tiene un consumo relativamente bajo, pero al momento que estas empresas negocian la compra de energía, negocian por todos sus suministros.

²⁹ La GART en el reporte estadístico del mercado libre de electricidad, reporte del cual se sacó toda esta información considera los diferentes puntos de suministro de energía a los clientes y no toda la energía en bloque, que es finalmente negociado por los clientes libres con sus respectivos proveedores.

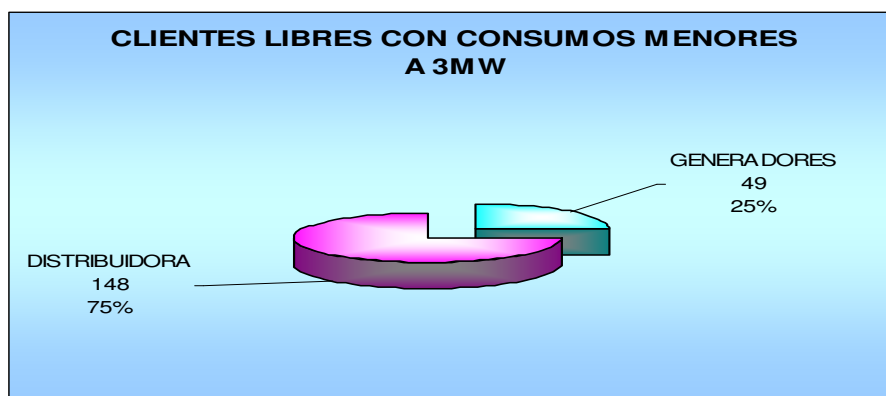


Figura 5-10: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos Menores a 3MW

Asimismo de estos clientes libres menores a 3MW abastecidos por empresas generadoras, 18 de ellos (37%) son empresas dedicadas a la actividad minera y de fundición por lo cual las actividades que estos desarrollan las realizan fuera del área de concesión de las empresas distribuidoras, o compran en bloque para un mismo cliente con diferente suministro y en diferentes puntos, con lo que se estaría sobrepasando por encima del 75% en el abastecimiento de las distribuidoras a los clientes menores a 3MW.

5.3.2. Clientes Libres Totales Con Consumos Mayores a 3MW

Del total de clientes libres mayores a 3MW, 44 clientes (80%) son abastecidos por las empresas generadoras, mientras que 11 clientes (20%) son abastecidos por empresas distribuidoras, según muestra la Figura 5-11.

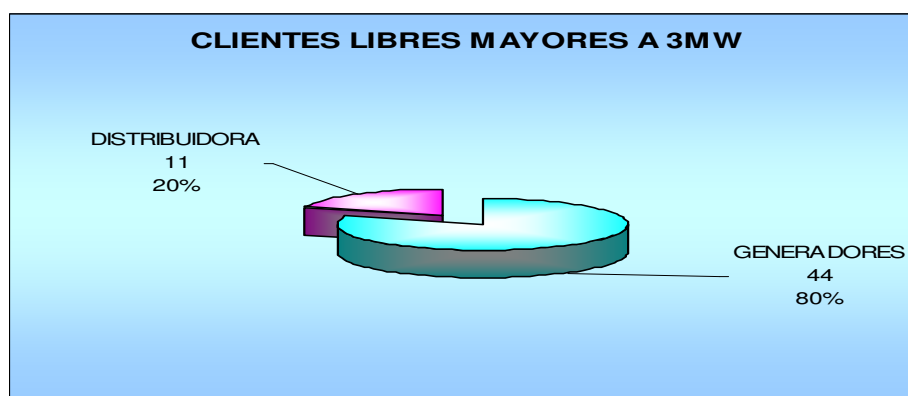


Figura 5-11: Abastecimiento de Clientes Libres con Consumos Mayores a 3MW

Como se puede observar existe una clara polarización en el abastecimiento del mercado libre por bloques de potencias, este fenómeno en condiciones de verdadera competencia y de eficiencia del mercado no se debería presentar, **lo cual demuestra que el mercado de clientes libres de electricidad se desarrolló en medio de un marco normativo y regulatorio que presentaba deficiencias.**

5.4. Factores que Limitan la Competencia en el Mercado de Clientes Libres.

Habiendo demostrado que la mayor falta de competencia en el mercado de clientes libres, es para aquellos clientes libres de bajo consumo que se encuentran ubicados dentro del área de concesión de las empresas distribuidoras, podemos señalar que los factores que limitan la competencia en el mercado de clientes libres son:

1. Problema de acceso de redes
2. Imposición de voluntades de parte de la empresa dominante
3. Falta de oferta de generación.
4. Viabilidad de contratos con las empresas generadoras
5. Asimetría de competencia entre distribuidoras y generadoras, en zonas de concesión empresas distribuidoras.
6. Falta de desarrollo de la comercialización eléctrica en el Perú
7. Falta de adecuación del Marco Normativo y Regulatorio.

5.4.1. Problemas de Acceso a las Redes

El mayor problema a señalar es la posición de dominio del mercado que ostenta la empresa distribuidora en su condición de comercializador y de administrador de redes, debido a que posee el monopolio de la red de transmisión secundaria que conecta a sus clientes, esto hace que se genere

economías de red y economías de ámbito, que son bien aprovechadas por las concesionarias para beneficio propio y de otro lado ostenta un monopolio legal dentro de su actividad de comercialización cuando brinda servicios a clientes regulados. Muy a pesar de que la legislación actual pregona la competencia leal y la facilidad para utilizar las redes establecidas, las distribuidoras utilizan métodos que afianzan su posición dominante, muchas veces utilizando cláusulas de atadura o negando el acceso a sus redes [4].

En muchos casos la competencia potencial no tiene tanto efecto para que se de una situación de competencia producto de la entrada inminente de competidores al mercado además que no tiene incentivos para denunciar el abuso de posición de dominio, pese a que este mercado pueda representar una buena oportunidad de negocio, debido a que para los generadores (como principales rivales en la comercialización) “los distribuidores representan grandes clientes” de manera que al entablar una relación de fricción entre ellas podría ocasionar un rompimiento de negociaciones, perjudicando así su posición de abastecedor prioritario, otra razón también podría ser los altos costos de transacción implícito en caso que se lleve un proceso contencioso. En nuestro país el libre acceso a las redes de transmisión y distribución se encuentra regulado por la ley [4].

Asimismo para atender a un cliente libre dentro del área de concesión de las distribuidoras, existen problemas de orden técnico con sobrecarga de redes y subestaciones de distribución, y de no solucionar las distribuidoras estos problemas podrían poner en peligro a todos su clientes colindantes con el cliente libre, para lo cual dichas distribuidoras tiene que desembolsar fuertes cantidades de dinero en reforma de redes y subestaciones, muchas veces una manera de evitar estas inversiones es fijando puntos de alimentación alejados al predio de los clientes, ya que las distribuidoras tendrán menos incentivos de realizar inversiones en redes de distribución y subestaciones para atender a un cliente que no es suyo, lo cual solo con el pago del peaje de distribución tardaría en recuperarse la inversión realizada, perjudicándose de esta manera

el cliente, ya que tendrá que invertir fuertes cantidades de dinero en la construcción de su sistema de utilización, lo cual al final no compensa con el posible ahorro que podría significarle el abastecimiento de un generador, optando el cliente por la opción más segura que es el abastecimiento por parte del concesionario de distribución de energía.

5.4.2. Imposición de Voluntades de la Empresa Dominante

Los términos contractuales en los que se desenvuelve un contrato no se ve como un acuerdo justo de voluntades, principalmente por que el cliente va condicionado a que se le pueda hacer firmar un contrato de largo plazo que lo obliga a comprar por un periodo largo de tiempo, así como también la imposición de cláusulas de rescisión onerosas e inhibidoras. Este tipo de contratos se puede ver especialmente en empresas que no tienen mucho poder de negociación y que están dentro del grupo de clientes libres pequeños. La legislación actual no ha definido un tipo de contrato modelo y no se ha podido generar mecanismos que regulen estos contratos, muy a pesar de que estos son revisados por la GART-OSINERG [29].

En la Figura 5-12, se puede observar, como las 2 empresas distribuidoras más importantes las que en conjunto abastecen 125 clientes libres (diciembre del 2004) lo cual representa el 50% del mercado clientes libres, realizan contratos de largo plazo con sus clientes de tal manera de retenerlos y evitar que estos puedan negociar con otra empresa.

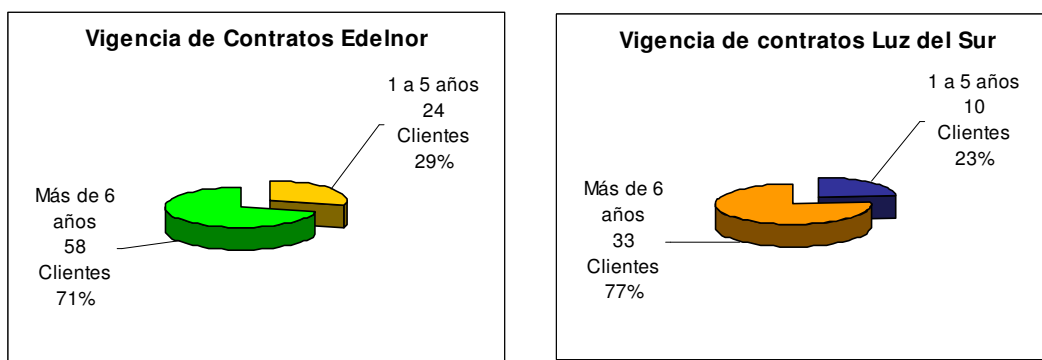


Figura 5-12: Vigencia de Contratos de Clientes Libres con: Luz del Sur y Edelnor

5.4.3. Falta de Oferta de Generación

En épocas de estiaje o ante la eventualidad de una año seco a las empresas generadoras, les resulta más rentable vender su energía al mercado spot, ya que aquí obtienen mayores rentas ante el alza de los costos marginales, siendo los primeros afectados por esta situación aquellos clientes libres de bajo consumo, ya que las empresas generadoras no estarán deseosas de realizar contratos con clientes libres de bajo consumo, viéndose afectadas también por esta situación las mismas empresas distribuidoras que vienen hacer sus principales clientes, ante la especulación de las empresas generadoras que los costos marginales se puedan incrementar en el mercado spot.

De otro lado algunos grupos de empresas generadoras tienen pocos incentivos a invertir en generación de energía ya que al existir menos oferta de energía, los costos en el mercado spot se incrementarían, obteniendo estos mayores rentas, y perjudicando así tanto a Usuarios Libres como regulados con el alza de las tarifas, creando así un clima de incertidumbre y especulación de los posibles precios y el abastecimiento de energía.

5.4.4. Viabilidad de Contratos con Empresas Generadoras

Muchas veces a las empresas generadoras no les resulta rentable suministrar energía a los clientes libres ubicados dentro de la concesión de la distribuidora, ya que ante el argumento de estas de sobrecarga de sus redes de distribución, estas generadoras tendrían que invertir en redes que lleven energía desde el sistema primario de transmisión hasta el cliente, o de ser el caso el pago del peaje tanto de transmisión como distribución, lo cual trae como consecuencia el cobro de una tarifa no competitiva respecto de las tarifas de la empresa distribuidora ya que estas empresas distribuidoras al ser administradoras de las redes de distribución podrían llegar a un mejor acuerdo por suministrar el bien y el costo del peaje, quedando dicho cliente libre como cliente “cautivo”.

5.4.5. Asimetría de Competencia Entre Distribuidoras y Generadoras, en Zonas de Concesión de Empresas Distribuidoras.

La empresa pionera del mercado tiene la ventaja de conocer el mercado, de mantener un know how (sepa como) y de haber invertido fuertes cantidades de dinero para afianzar su posición de mercado, ha invertido en publicidad para mantener su imagen, en servicios de atención al cliente y otros servicios conexos, a su vez la infraestructura ya instalada no es de uso exclusivo para los clientes libres, sino también es utilizado por los regulados, ya que hay un costo hundido de por medio. Por ejemplo Luz del Sur tiene un servicio de atención al cliente y cobranzas, un equipo técnico que arregla los problemas del servicio de suministro, invierte en campañas de educación al ahorro de energía y otras, en avisos publicitarios televisivos y en paneles luminosos, etc.; todo esto hace que el que da el primer paso lleva la ventaja.

En otro aspecto, del lado de los consumidores estos también muestran resistencias al cambiar de proveedores ya que hay un servicio definido y puede ser muy costoso cambiar de suministrador (elaboración de un nuevo contrato, riesgo de no recibir un buen servicio, adquisición de nuevo equipo de instalación, etc) [3].

5.4.6. Falta de desarrollo de la comercialización eléctrica en el Perú

Si bien la actividad de comercialización está contemplada en la Ley de Concesiones Eléctricas³⁰, la figura del comercializador no está reglamentada ni reconocida en la referida ley, no existiendo en la actualidad ninguna empresa dedicada de forma exclusiva a dicho rubro³¹.

Por lo cual es posible que las empresas distribuidoras en su condición de comercializadoras y concesionarias de las redes de distribución han contribuido

³⁰ Artículo 1 de la Ley de Concesiones Eléctricas: "Las disposiciones de la presente Ley norman lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica (...)"

³¹ La actividad de comercialización es desarrollada por las empresas de distribución dentro de sus zonas de concesión y por los generadores para sus clientes libres.

a que se creen determinadas barreras en el mercado, lo cual obstaculiza y ocasiona la falta de competencia en el mercado eléctrico, por lo que se debería habilitar la introducción paulatina de agentes comercializadores y con el tiempo las distribuidoras dedicarse a su negocio natural que es la administración de las redes de distribución.

5.4.7. Falta de Adecuación del Marco Normativo y Regulatorio.

El límite de potencia para ser calificado como cliente libre determinado por el Reglamento de la LCE en su artículo 2³², no obedece a ningún criterio técnico económico para determinar quienes deben ser considerados clientes libres, asimismo no existen condiciones de límites de energía, lo cual debería ser necesario para poder ver el verdadero consumo y capacidad del cliente.

Es importante indicar que todas estas problemáticas por la que atraviesan los Clientes Libres de electricidad, señalada, detallada y demostrada a lo largo del presente capítulo, conllevan a tarifas más elevadas y ello se debe principalmente la polarización del mercado eléctrico, ante el temor de transar tarifas más elevadas y como se detallará más adelante en el Capítulo VII existe la resistencia de optar por un suministro libre; asimismo por las características propias de las actividades industriales de los clientes libres, estos negocian condiciones especiales de calidad suministro, lo que incrementa aún más su tarifa.

Por otra parte si bien es cierto que la tarifa de los clientes libre no difiere en $\pm$ 10% de los clientes libres³³, esto no se refleja en el precio promedio del costo de energía en el punto de suministro, ya que los clientes libres tienen que pagar muchas veces por separado el peaje de distribución, lo que incrementa más su tarifa final.

³² Aprobado mediante D.S. 009-093-EM- Texto del artículo según D.S. 017-2000-EM, publicado el 2000-09-18.

³³ Con una ligera tendencia superior de los clientes libres, según refiere gráfico 4-13, lo que en grandes cantidades de energía se refleja en fuertes cantidades de dinero.

CAPITULO VI

EXPERIENCIA INTERNACIONAL DE LOS USUARIOS LIBRES DE ELECTRICIDAD

En el presente capítulo se estudiará y analizará, los mercados eléctricos de Argentina, Brasil, Colombia y Chile; con una breve descripción de los siguientes puntos: Estructura de Mercado, Mercado Eléctrico Mayorista y principalmente nos centraremos en los Usuarios Libres; tratando de ver el grado de desarrollo que alcanzaron el mercado de Usuarios Libres en cada uno de estos países, finalmente presentaremos un cuadro resumen el cual nos permitirá notar diferencias sustanciales en la forma de regulación a los Usuarios Libres en cada uno de los países mencionados.

6.1. Argentina

6.1.1. Estructura del Mercado Eléctrico

En Argentina, la Ley 24.065 de 1992 y sus correspondientes decretos y resoluciones reglamentarias marcaron el comienzo del proceso de desregulación, fijando un nuevo marco de regulación del sector y estableciendo la separación entre generación, distribución y transporte de energía eléctrica, los actores participantes en una etapa de la cadena eléctrica se encuentran inhabilitados para actuar en otra etapa. La independencia de los transportistas tiene por objeto asegurar el libre acceso de terceros a la red, lo que también debe ser garantizado por los distribuidores siempre que tengan capacidad disponible en su red de distribución [61].

La competencia se expresa a través de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en el que concurren productores, transportistas, distribuidores, grandes usuarios y comercializadores.

El sistema de fijación de precios es el resultado de la libre expresión de las fuerzas del mercado.

La supervisión y regulación general de la industria eléctrica está en manos del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), creado por ley en el ámbito de la Secretaría de Energía (SE) como ente autárquico.

Asimismo, se permitió la operación de comercializadores y se crea la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad (CAMMESA) como el operador del sistema.

En la Figura 6-1 se muestra los actores del mercado eléctrico argentino, y las relaciones comerciales entre éstos, distinguiéndose la separación de las funciones de generación, transmisión, distribución y comercialización que anteriormente se encontraban centralizadas en empresas integradas verticalmente, y de propiedad estatal.

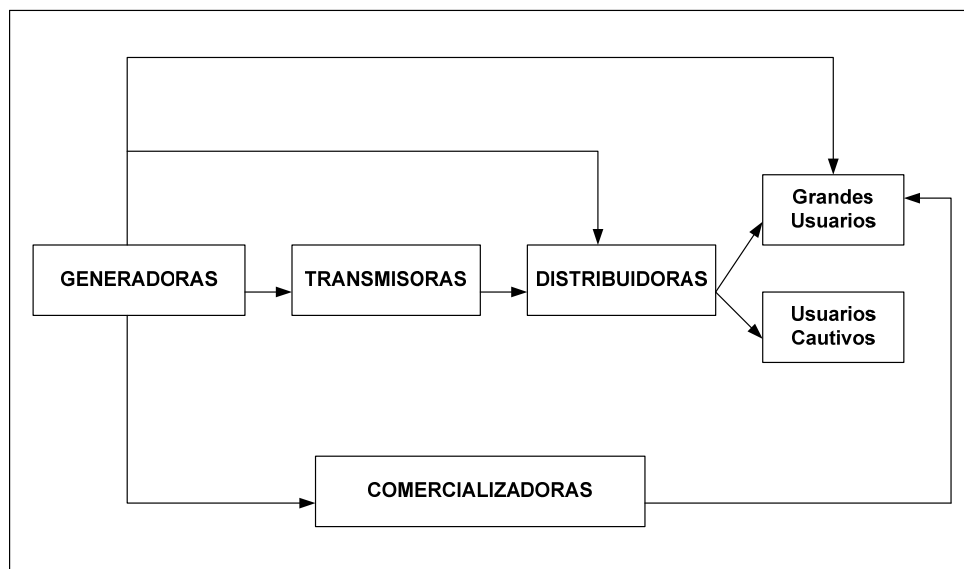


Figura 6-1: Actores del Mercado Eléctrico de Argentina.

6.1.2. Mercado Eléctrico Mayorista

Los agentes reconocidos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) son aquellos Generadores, Autogeneradores, Cogeneradores, Transportistas, Distribuidores-incluyendo Distribuidores de Jurisdicción Provincial, Grandes Usuarios, Comercializadores y las empresas de países interconectados que han sido autorizados a operar en el MEM por la Secretaría de Energía.

Los generadores son los productores de electricidad, venden su energía a distribuidores y comercializadores a través de contratos a término (forwards) o venden en el mercado spot mayorista. Los distribuidores son los mayores demandantes del sistema, tienen clientes cautivos y no cautivos (grandes usuarios) por lo que no solo “distribuyen” energía eléctrica a través de sus redes de baja tensión sino que también realizan la “comercialización” final de la electricidad. Los transportistas, por su parte, son los operadores de las redes de alta y media tensión, y tienen prohibida la compra/venta de energía eléctrica [53].

La definición de gran usuario depende del umbral de consumo por el cual la Secretaría de Energía determina quiénes están habilitados para comprar directamente en el mercado mayorista. Un gran usuario puede comprar energía directamente de los generadores, de los comercializadores o de los distribuidores.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se compone de [53]:

1. Un Mercado a Término (MAT): Es un mercado de contratos forwards, donde vendedores y compradores de energía eléctrica pactan libremente la cantidad y precio en un período determinado de tiempo
2. Un Mercado Spot: con precios sancionados en forma horaria en función del costo económico de producción, representado por el Costo Marginal de Corto Plazo en el Centro de Cargas del Sistema y elaborado en base a las declaraciones de costos marginales de corto plazo de los generadores.

3. Un Sistema de estabilización por trimestres de los precios previstos para el Mercado Spot, destinado a la compra de los Distribuidores.

La Figura 6-2, muestra la estructura del mercado eléctrico argentino.

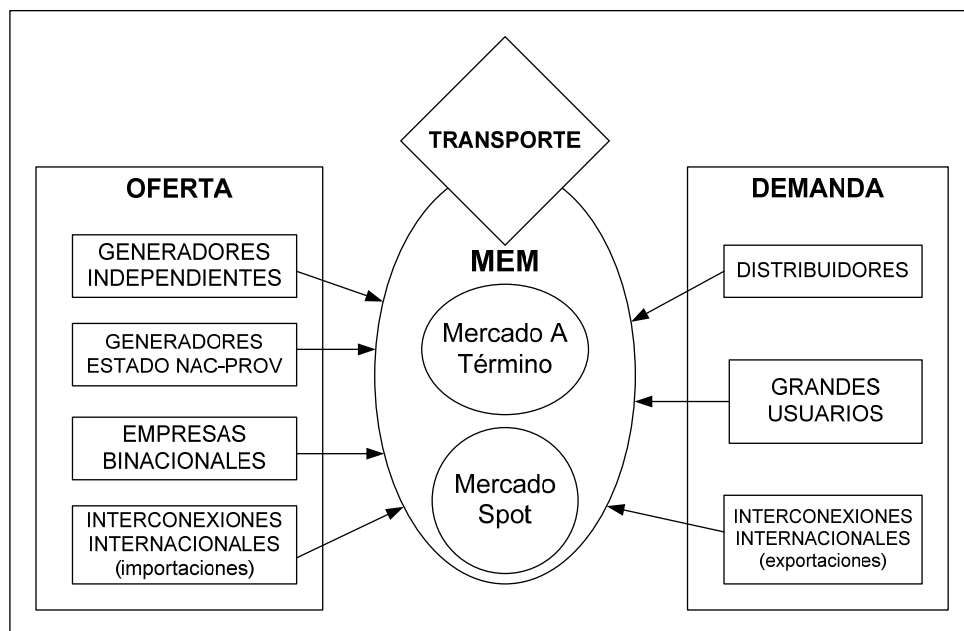


Figura 6-2: Estructura del Mercado Eléctrico Argentino

6.1.3. Tipos de Usuarios:

6.1.3.1. Usuarios Regulados

Aquellos usuarios abastecidos por las empresas distribuidoras, debido a las características económico-productivas-legales de los clientes, lo cual los mantiene cautivos. Se incluyen también aquí aquellos usuarios que aún teniendo características para formar parte de los grandes usuarios han optado por permanecer en el área comercial de la distribuidora [51].

El ENRE es el ente que fiscaliza y autoriza las revisiones periódicas de las tarifas del servicio regulado, así como también controla la calidad del servicio prestado por las empresas concesionarias de electricidad, dentro de una jurisdicción [61].

6.1.3.2. Grandes Usuarios

Los Grandes Usuarios se clasifican según su nivel de consumo en Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA).

Los requisitos para ser considerado GUMA son [60]:

- ✓ Tener, como mínimo, en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 1 MW, y de energía igual o superior a 4380 MWh anuales.
- ✓ Instalar un equipo de medición apropiado que permita la medición de su demanda cada 15 minutos, y que pueda ser leído en forma remota por CAMMESA, llamado equipamiento SMEC.
- ✓ Tener contratado en el Mercado a Término (MAT), por lo menos, el 50% de su demanda de energía eléctrica con generadores o comercializadores de generación, considerando el mínimo de energía previsto en el punto anterior, o bien tener “Acuerdos con Comercializadores de Demandas”, que cubran el 50% de su demanda. El resto demanda puede ser adquirida directamente al Mercado, al precio que se verifique en forma horaria.
- ✓ La duración mínima de cada contrato en el MAT es de un mes pero debe disponerse siempre de tres meses bajo contratos. La duración mínima de cada Acuerdo de Comercialización de Demanda es de doce meses.
- ✓ Disponer de un Esquema de Alivio de Carga por Subfrecuencia (relé de corte o convenio con otro GUMA para compartir cortes).
- ✓ Constituir un Depósito de Garantía que cubra el importe a facturar por CAMMESA en un lapso de tres meses.

Los requisitos para ser considerado GUME son [60]:

- ✓ Tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW, y menor a 2000 kW (medición triple tarifa).
- ✓ Contratar el 100% de su demanda de energía eléctrica con un Generador o Comercializador reconocido por el MEM.
- ✓ La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a 2 períodos trimestrales.
- ✓ No tener deudas pendientes con la Distribuidora.

En general, la mayoría de los contratos a término que celebran los GUMA con los generadores son sencillos y pactados a precio fijo con una duración que varía entre 1 a 2 años. Las transacciones comerciales se llevan a cabo directamente entre GUMAS y generadores, aunque CAMMESA conoce los detalles de los contratos.

Aproximadamente el 43% de los contratos de los GUME están ligados al precio spot o al precio estacional más un margen (p.e. estacional (E) + 3%). A los GUME les factura la distribuidora, que además de esto les cobra un peaje por uso de redes y un cargo de medición.

Los requisitos para ser considerado GUPA [60]:

- ✓ Tener en cada punto de conexión físico una demanda de potencia para consumo propio mayor o igual que 30 kW, y menor a 100 kW (medición simple tarifa).
- ✓ Contratar el 100% de su demanda de energía eléctrica con un Generador o Comercializador reconocido por el MEM.
- ✓ La duración mínima del contrato en el MAT no debe ser inferior a los 4 períodos trimestrales.

- ✓ No tener deudas pendientes con la Distribuidora.

6.1.4. Comercializadores

Los comercializadores cumplen un rol importante en el mercado eléctrico ya que actúan como intermediarios, no sólo comprando y vendiendo energía sino también acercando a la oferta y la demanda y aconsejando estrategias de compra a distribuidores y grandes usuarios. En Argentina, la figura legal del comercializador es muy reciente. En mayo de 1999 existían formalmente dos, y a abril de 2002 este número se había extendido a diez.

6.1.5. Estrategias de Cobertura y Comercialización para Grandes Usuarios.

Los grandes usuarios pueden comprar energía directamente en el MEM. Los GUMAS están obligados a contratar una parte de su demanda a través de contratos y pueden elegir si el resto de su demanda la cubren con contratos o la compran en el mercado spot. En el caso de los GUMES y GUPAS, estos deben contratar el 100% de su demanda de energía.

La posición que asumen frente a variaciones de precios en los MWh por los que tengan contratos a término depende de la modalidad del contrato. Los contratos pueden establecer un precio fijo para todo el periodo, un precio variable que esté relacionado con el precio spot o un precio variable que esté relacionado con el precio estacional (modalidad utilizada por los GUMES).

6.1.6. Resultados del Mercado de Usuarios Libres en Argentina

Como se puede apreciar en la Figuras 6-3, para fines del 2004 la mayor cantidad de grandes usuarios en Argentina pertenecen al Gume, la cual es un segmento formado en su gran mayoría por medianas y pequeñas empresas industriales, las cuales se vieron afectadas por la crisis Argentina de los años 2002 y 2003, motivo por el cual disminuyeron considerablemente los contratos en este segmento del mercado [27], según muestra la evolución del N° de

grandes consumidores de energía en Argentina de la Figura 6.4.

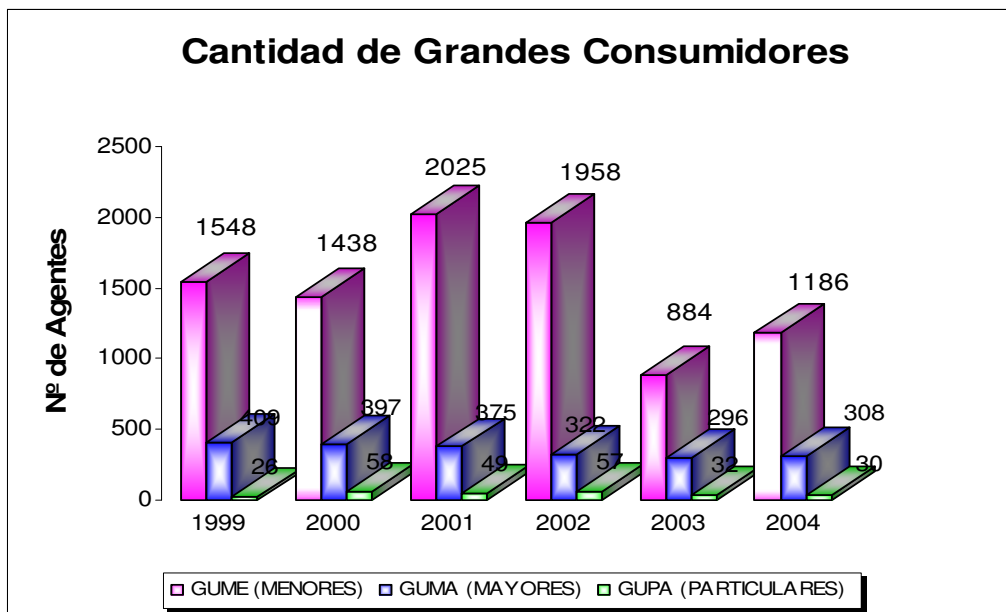


Figura 6-3: Evolución del Número de Grandes Consumidores-Argentina

Es importante destacar que los usuarios que optan por la opción del Gupa generalmente pertenecen al sector residencial, los cuales para diciembre del 2004 solo llegaban a 30 usuarios, esto es principalmente por que la mayoría de usuarios que optan por ser libres y poseen consumos mayores a 30kW optan por la opción del Gume opción en la cual se encuentran alrededor del 78% de los usuarios libres de Argentina.

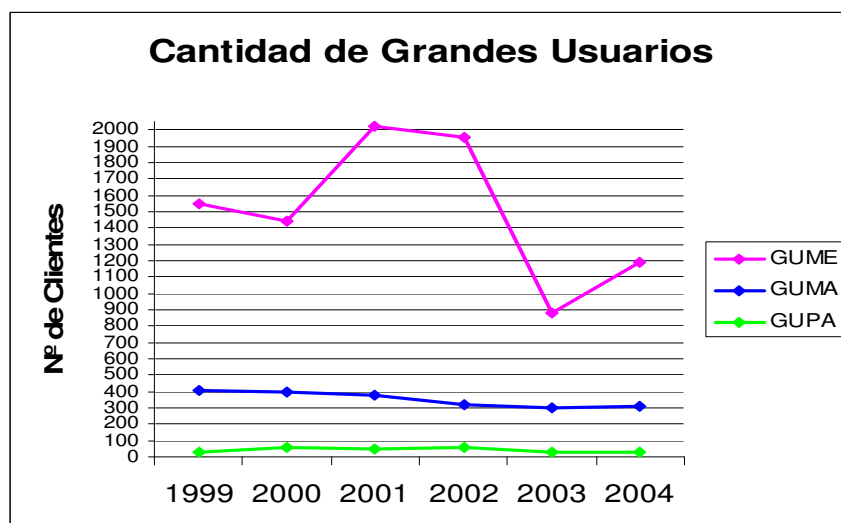


Figura 6-4: Evolución del Número de grandes Consumidores-Argentina

El mayor consumo de energía en el mercado de grandes usuarios Argentino, es registrado para los clientes del Guma (Grandes Usuarios Mayoristas), los cuales en su gran mayoría pertenecen a las grandes y medianas industrias, caracterizados principalmente por su intensa actividad industrial por lo cual tienen un alto consumo de energía, detalle mostrado en Figura 6-5.

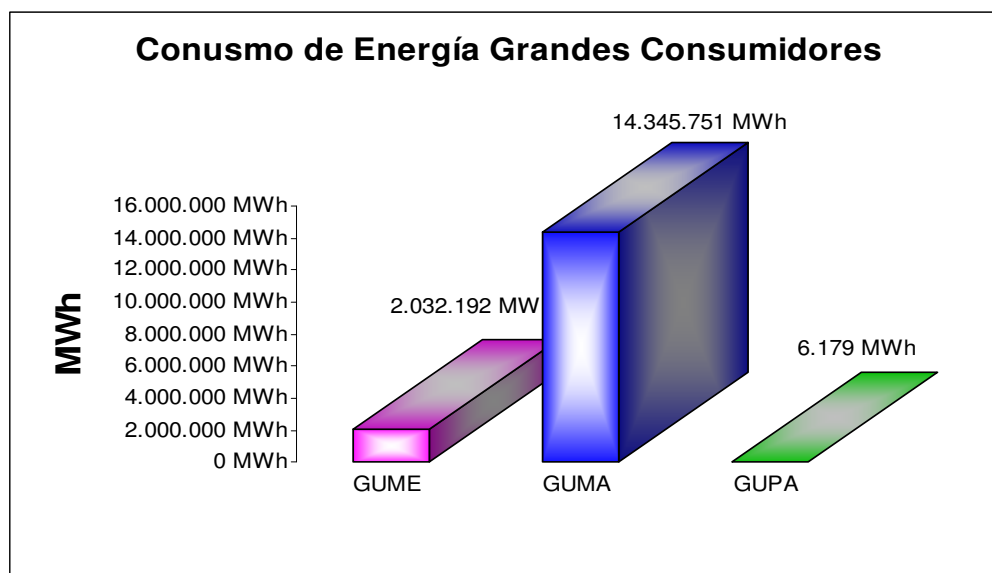


Figura 6-5: Consumo de Energía por Opciones de Grandes Usuarios 2004

El mayor consumo de energía del mercado argentino pertenece al sector regulado, los cuales son abastecidos por las distribuidoras, es importante destacar que muchos usuarios que actualmente son regulados tienen la opción de optar por el Gupa o Gume, pero según muestran las estadísticas estos usuarios tienen cierta resistencia a cambiar de proveedor, una clara muestra de ello es que el número de clientes que optaron por la opción del Gupa, para fines del año 2004 solo alcanzaba a 30 usuarios.

La Figura 6-6, muestra el consumo de energía por opciones de usuarios libres y regulados para el año 2004 en Argentina.

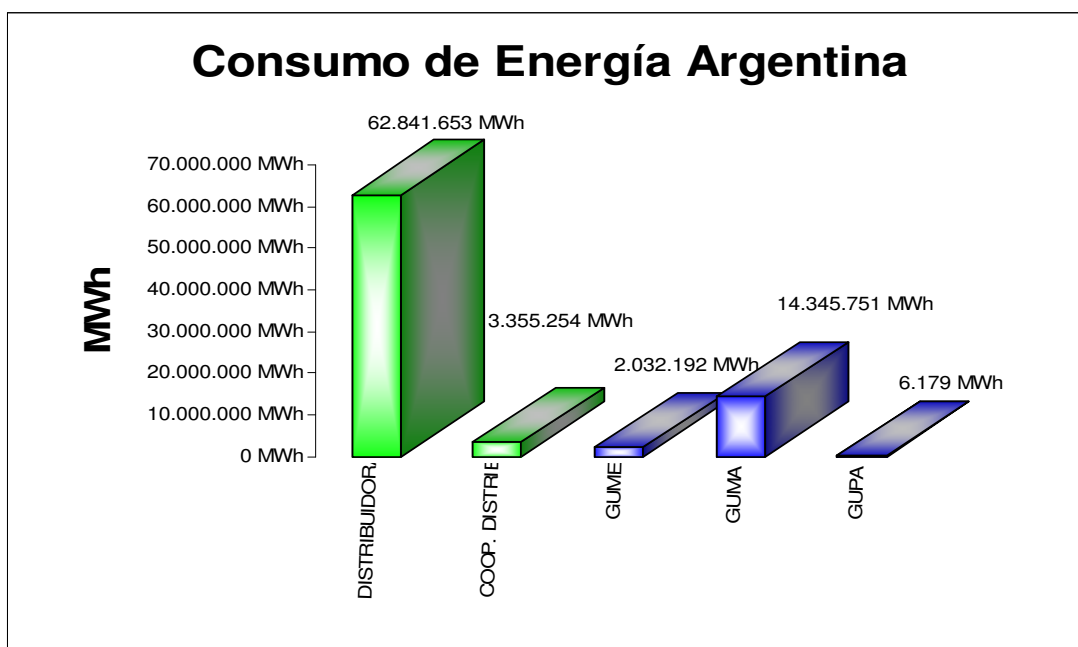


Figura 6-6: Consumo de Energía por Opciones de Usuarios Libres y Regulados – Argentina 2004

Del cuadro anterior se desprende que el 20% del consumo de energía en el mercado argentino pertenece al mercado libre, mientras el mercado regulado posee el 80% del consumo total, detalle mostrado en Figura 6-7.

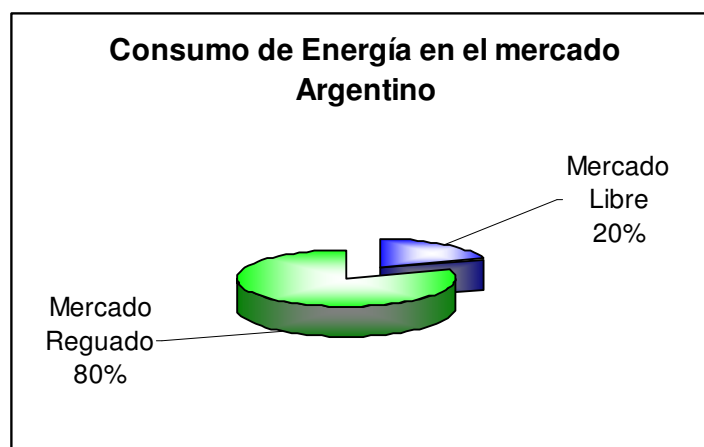


Figura 6-7: Consumo de Energía por Tipo de Usuario – Argentina 2004

Asimismo Argentina para fines del año 2004 poseía una potencia instalada de 28,184 GW y una demanda 15,032GW

6.2. Brasil

6.2.1. Estructura del Mercado Eléctrico

El proceso de reestructuración del sector eléctrico comenzó en 1996 con la creación de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) y la privatización de las empresas de generación y distribución, hasta la actualidad Electrobras conserva la mayor parte de las líneas de transmisión.

Se separaron las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica incentivándose las competencias tanto en la generación, como en la comercialización, además para operar el sistema se crearon dos instituciones, el operador del sistema (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS), y el mercado mayorista de energía (Mercado Atacadista de Energía - MAE), la que posteriormente fue sustituida en el 2004 por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) [66] – [65].

El CCEE es una organización civil de derecho privado sin fines de lucro, que congrega agentes de la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, esta entidad tiene el propósito de hacer posible la comercialización de energía eléctrica en el Sistema Nacional, en el ambiente regulado y libre, además de la contabilidad y de la liquidación financiera de las operaciones realizada en el mercado de corto plazo que es auditada externamente en términos de Convención de Comercialización [14].

Los agentes de CCEE son divididos en tres categorías [42]:

- ✓ Generación: compuesto por los diferentes generadores de servicio público, agentes productores independientes y auto - productores.
- ✓ Distribución: compuesto por los agentes de la distribución.
- ✓ Comercialización: compuesto por agentes importadores, agentes exportadores, agentes comercializadores y agentes de consumidores libres.

El nuevo modelo del sector eléctrico define que la comercialización de energía eléctrica se realiza en dos ambientes de contratación, el Ambiente de Contratación Regulada (ACR) y el Ambiente de Contratación Libre (ACL).

La contratación regulada se formaliza a través de contratos bilaterales regulados, denominados Contratos de Comercialización de Energía Eléctrica en ambiente regulado (CCEAR), celebrados entre agentes vendedores (comercializadores, generadores, productores independientes y auto productores) y compradores (distribuidores) que participan de las subastas de compra y venta de energía eléctrica.

En el Ambiente de Contratación Libre, los agentes generadores comercializadores, consumidores libres, importadores y exportadores de energía son pactados libremente a través de contratos bilaterales [52].

La Figura 6-8, muestra la estructura del mercado eléctrico brasileño.

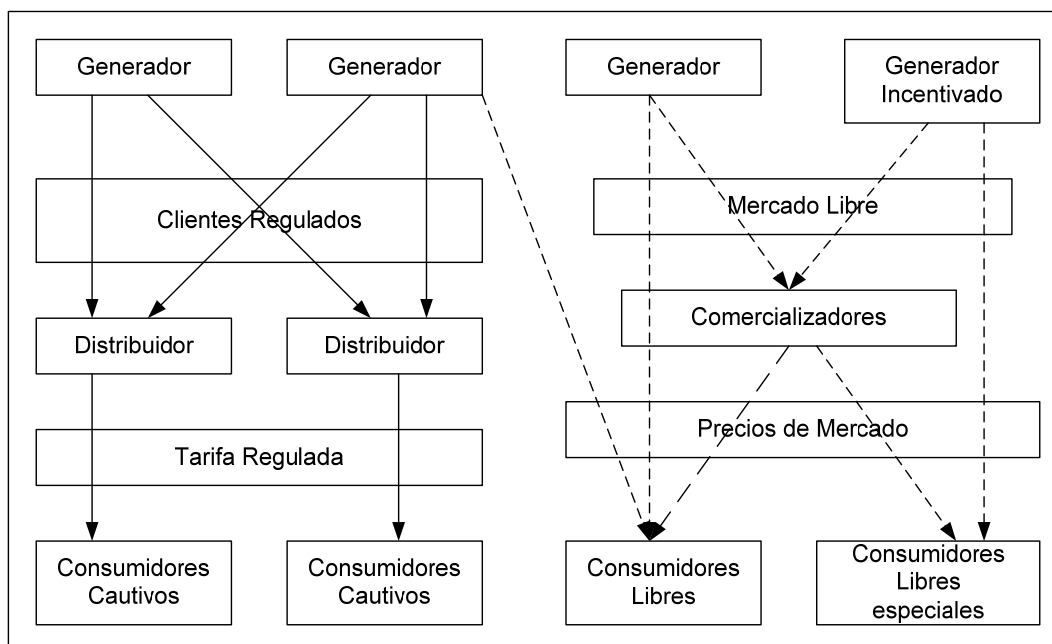


Figura 6-8: Estructura del Mercado Eléctrico Brasileño

Es importante señalar que el sistema eléctrico de potencia consiste de dos sistemas de transmisión interconectados (Norte-Nordeste y Sur-Sudeste-Centro) y muchos pequeños sistemas aislados en regiones remotas. Estos sistemas están separados y operan independientemente.

6.2.2. Mercado Eléctrico Mayorista

Para ser parte de este mercado es necesario cumplir con ciertas condiciones y firmar un contrato en el que se aceptan las reglas y obligaciones de pertenecer a él, entre otras cosas en el contrato de adhesión al CCEE se establecen las condiciones para unirse, las obligaciones financieras, las reglas de operación, las condiciones bajo las que se pueden cambiar las reglas, etc.

En el mercado spot pueden actuar, las empresas generadoras, distribuidoras, los nuevos agentes productores y los clientes libres. Los intereses de los consumidores libres pueden ser representados por los agentes generadores comercializadores o por las distribuidoras que muchas veces los atienden.

Asimismo el mercado mayorista se desarrolla dentro del CCEE al cual tienen la obligación de pertenecer todos los concesionarios de permisos de generación cuya capacidad instalada sea mayor a 50 MW, así también todos los concesionarios de permisos de distribución o comercialización cuyo consumo sea mayor a 300 GWh al año y todos los concesionarios de permisos para importar o exportar 50 MW o más. Adicionalmente, pueden unirse voluntariamente al CCEE los clientes libres y los concesionarios que por sus capacidades no están obligados a ello. Para unirse deben firmar el contrato de adhesión. Todas las actividades de CCEE son reguladas por ANEEL [14]-[54].

Todas las transacciones en este mercado se realizan a precio Spot (costo marginal de la fuente de energía más cara utilizada para atender la demanda prevista a un determinado nivel de carga), determinado por un organismo central a través de modelos matemáticos que consideran la utilización de las fuentes de energía más económicas disponibles y el resguardo del almacenamiento global energético, de modo de aprovechar al máximo los

recursos hídricos. Cabe señalar que los niveles de carga mencionados corresponden a niveles de consumos horarios definidos como: Período Pesado (de 18:01 a 21:01 horas), Período Medio (de 7:01 a 18:00 horas y de 21:00 a 24:00 horas) y Período Leve (de 00:01 a 7:00 horas) [62].

El precio Spot es calculado antes y después de la operación efectiva, determinándose los precios ex ante y ex post. El precio ex ante es solamente una señal que permite a los agentes del mercado definir mejor sus decisiones. El precio ex post es el precio Spot real para ser usado en las transacciones del Mercado de Corto Plazo. Los precios Spot comenzaron siendo calculados mensualmente, pero en la actualidad se realizan en cada período horario determinado por el operador del sistema mediante un sistema computacional que determina el costo marginal de la energía para cada período [14]-[54].

6.2.3. Tipos de Usuarios

6.2.3.1. Clientes Regulados

Son los consumidores que adquieren electricidad, a tarifas definidas por ANEEL a su distribuidor local que este a su vez adquieren electricidad a través de subastas públicas reguladas por ANEEL. Las distribuidoras están obligadas a contratar el 100% de sus necesidades para cubrir la demanda del mercado regulado de lo contrario las distribuidoras están sujetas a multas. El esquema de licitaciones públicas tiene su inicio a fines del año 2004 [14].

6.2.3.2. Usuarios Libres

Son aquellos consumidores, con una potencia superior a 3 MW, pueden escoger cambiar de proveedor de electricidad. Un consumidor que opta para el sistema liberalizado podrá volver para el sistema regulado si notifica al distribuidor local con cinco años de anticipación, o en un tiempo menor bajo el acuerdo con el distribuidor [41].

Los clientes cuyos consumos mínimos son 500 kW, a cualquier nivel de tensión de suministro, pueden comprar energía directamente de las "pequeña centrales hidroeléctricas - PCHs" o de otras fuentes, como la eólica, biomasa.

6.2.4. Contexto Comercialización de Energía.

Toda la comercialización de energía es realizada a través de contratos bilaterales firmados entre los consumidor libres y un agente comercializador o generador. La liquidación de estos contratos se realiza en el CCEE (Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica), organización creada a partir de la Ley 10.848/04, del decreto N° 5.177/2004 y de la Convención de Comercialización instituida por la Resolución Normativa ANEEL No. 109/2004, sucede al Mercado Atacadista de Energía Eléctrico - MAE [43].

Asimismo algunas otras funciones del CCEE son garantizar la contratación conjunta de todos los distribuidores a través de las subastas dentro del marco regulatorio vigente. Tanto los contratos, datos de medida de consumo y la energía generada son registrados por el CCEE y por los agentes, esto permite al CCEE contar las diferencias entre lo producido, lo consumido y lo que se contrató. Se liquidan las diferencias positivas o negativas al Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), la Figura 6-9, esquematiza las liquidaciones de energía en el CCEE [8].

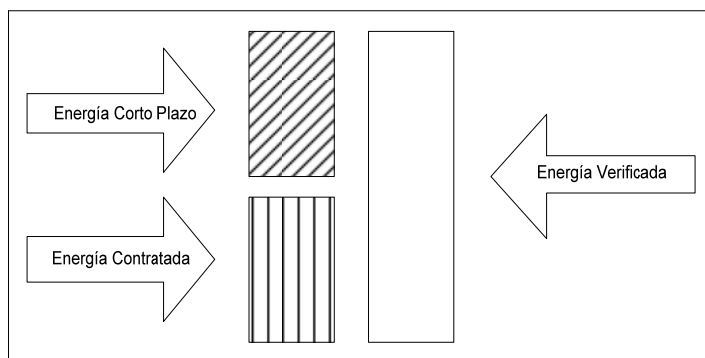


Figura 6-9: Esquema de Liquidación de Energía de la CCEE

Las relaciones comerciales entre los agentes participantes de CCEE son mayormente transadas por los contratos de la compra y venta de energía, y la liquidación de existencias financiera de estos contratos es directamente cumplida entre las partes acordadas.

Los comercializadores de energía son obligados a contratar 95% de la energía vendida, asimismo estas necesitan dimensionar el volumen total de la energía a ser contratada para poder atender a sus clientes, por tanto los consumidores libres deben determinar anualmente, el volumen de energía que van a consumir (en MWh) [8].

6.2.5. Facturación de Clientes Libres

El precio cobrado al usuario final de energía no resulta simplemente del precio libre de energía negociado. Además del costo de la energía, también son cobrados al consumidor los siguientes cargos [40]-[8]:

- ✓ TUST - Tarifa de Uso del Sistema de Transmisión: Es la tarifa por el uso de la red básica de transmisión y comprende el costo de las conexiones entre la empresa productora hasta la red local con la empresa consumidora.
- ✓ TUSD - Tarifa de Uso del Sistema de Distribución: Es la tarifa dónde está incorporado la demanda y las tarifas de excedentes reactivos.
- ✓ C.C.P. - Costo de Conexión: Son impuestos que buscan cubrir los gastos con la conexión e implantación del sistema de la medición.
- ✓ Las Pérdidas Técnicas: Es el cálculo de las pérdidas en la transmisión de energía.

La tarifa de uso de la red básica es establecida por ANEEL, en base a los costos de inversiones en el sistema de la transmisión y la situación de la producción y consumo de energía.

Así, mientras un consumidor cautivo apenas recibe una factura de energía, un consumidor libre puede recibir varias, asimismo un usuario libre puede comprar su energía de diferentes proveedores.

6.2.6. Resultados Usuarios Libres en el Brasil

Para fines del año 2005 el consumo de energía del mercado libre en el Brasil alcanzó el 16% del total del consumo brasileño (según muestra Figura 6-10), lo cual es relativamente bajo para la magnitud de este mercado, ello es debido principalmente al alto límite de potencia (3MW) que deben presentar los clientes para poder optar por la opción de ser clientes libres, es por ello que este país planea reducir en el futuro este nivel a 1MW [54].

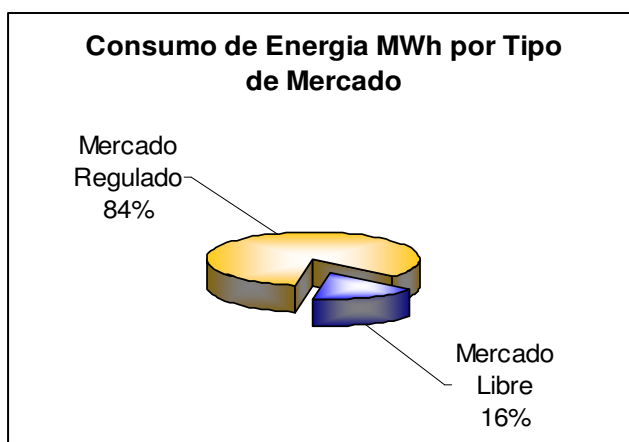


Figura 6-10: Consumo de Energía por Tipo de Mercado

Es importante destacar que pese a presentar el 16% del consumo de energía los Usuarios Libres, su facturación representa solo el 10% de la facturación total del mercado eléctrico brasileiro (detalle mostrado en Figura 6-11), esto es una muestra que los clientes libres en el mercado eléctrico brasileño obtienen tarifas más bajas a las del mercado regulado.

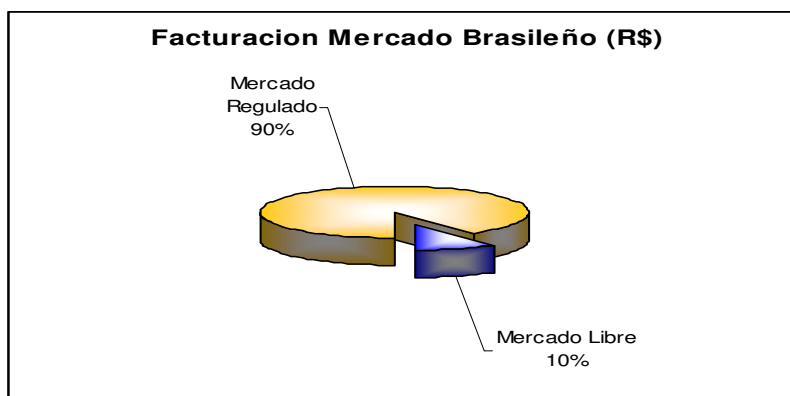


Figura 6-11: Facturación de Energía por Tipo de Mercado

Asimismo el mercado de Usuarios Libres en el Brasil muestra una clara tendencia en su crecimiento, el cual en los últimos 3 años ha triplicado el número de usuarios libres, para enero del año 2006 el mercado eléctrico brasileiro presentaba 406 clientes Libres, en la Figura 6-12 se muestra gráficamente la evolución del mercado eléctrico brasileño [54].

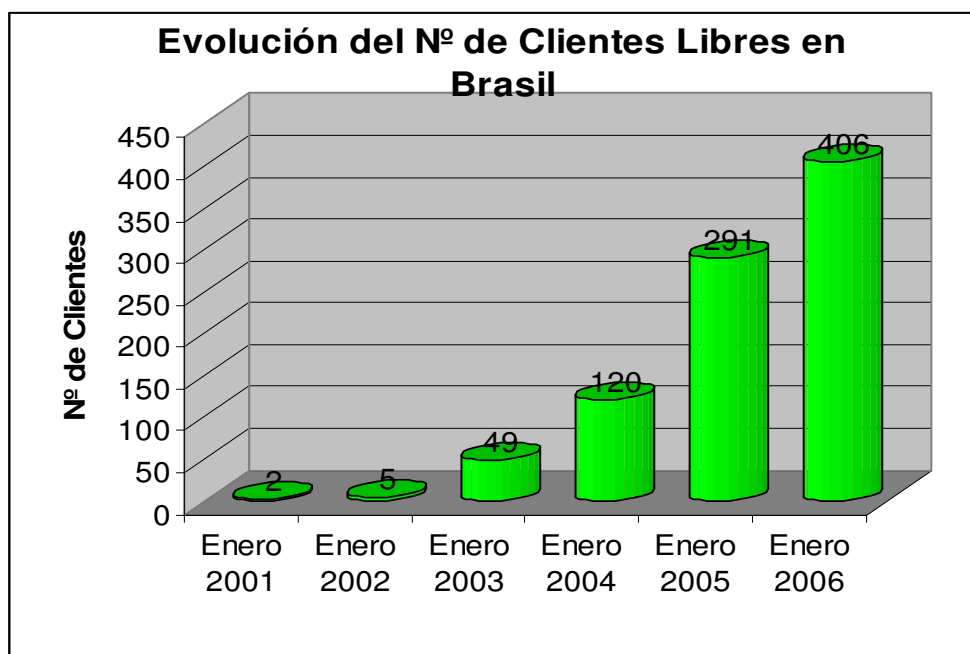


Figura 6-12: Evolución del Número de Clientes Libres – Brasil

Brasil para fines del 2004 contaba con una potencia instalada de 90,733 GW y una demanda de 56,795 GW.

6.3. Colombia

6.3.1. Estructura del Mercado Eléctrico

En Colombia la reestructuración del mercado eléctrico comenzó en 1994, la comisión de regulación de energía y gas (CREG), ha hecho un esfuerzo en desarrollar un marco regulatorio cuyo objetivo básico ha sido crear condiciones para la disponibilidad de una oferta energética eficiente y capaz de abastecer la demanda bajo criterios, sociales, económico, ambientales y de viabilidad financiera [59].

El marco regulatorio del sector eléctrico, clasifica las actividades que desarrollan los agentes para la prestación del servicio de electricidad, en cuatro: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, el lineamiento general del marco regulatorio, se fundamenta en la creación e implementación de reglas que permitan la libre competencia en los negocios de Generación y Comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de Transmisión y Distribución se orienta al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

En la Figura 6-13, se puede observar la estructura de la industria del sector eléctrico y la forma como los diferentes agentes y/o entidades participantes se relacionan, esta estructura involucra las siguientes entidades y/o empresas [21].

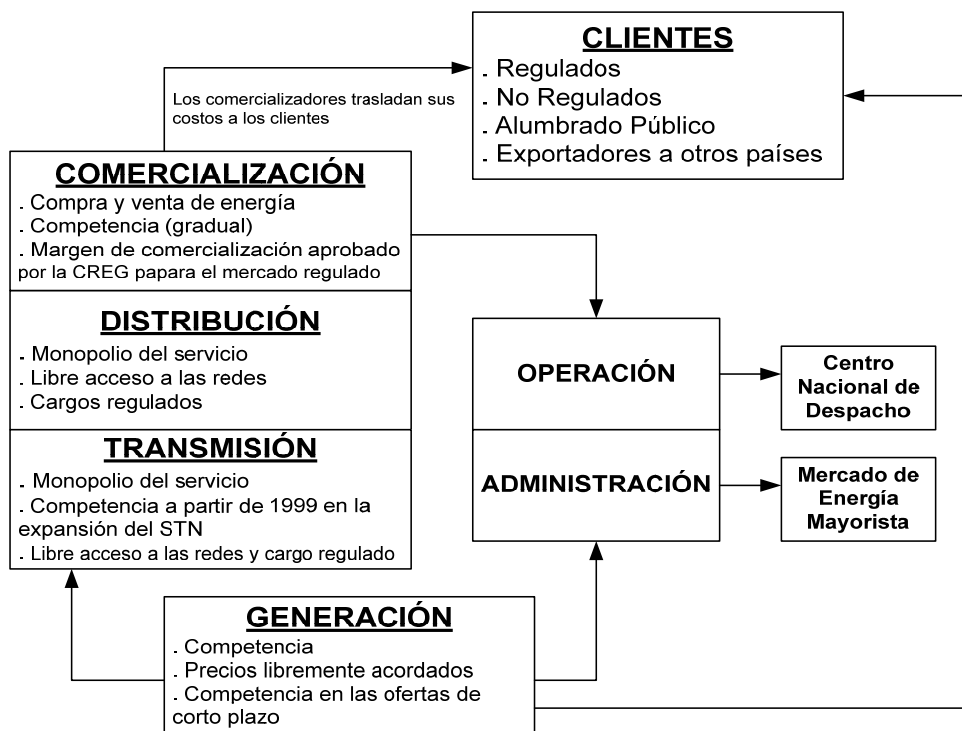


Figura 6-13: Esquema Agentes del Mercado Eléctrico Colombiano.

6.3.2. Mercado Eléctrico Mayorista

El funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), está basado en la existencia de una bolsa de energía ('pool de generadores') donde se realizan intercambios comerciales definidos en el contexto de un mercado 'spot' con resolución horaria y, un operador central del Sistema Interconectado Nacional (Centro Nacional de Despacho CND).

Los agentes que participan en el MEM son los generadores, comercializadores y transportadores. Buscando introducir competencia y crear condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, la participación de cada uno de los agentes mencionados, esta sujeta a las reglas definidas por la CREG.

Las transacciones realizadas entre generadores y comercializadores en el Mercado Mayorista de Electricidad, se efectúan bajo dos modalidades:

a) Mediante la Suscripción de Contratos Bilaterales de Compra Garantizada de Energía.

Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a Usuarios Regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, se rigen por las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-020 de 1996, la cual establece reglas que garantizan la competencia en este tipo de transacción.

Las compras de energía efectuadas por comercializadores con destino a Usuarios No Regulados, mediante la suscripción de contratos bilaterales, no están reguladas y se negocian a precios y condiciones pactadas libremente. Igual condición rige para compras entre agentes generadores y entre agentes comercializadores, siempre y cuando en este último caso, no se infrinjan las disposiciones que promueven la competencia en el MEM, contenidas en la Resolución CREG-020 de 1996.

No hay restricción sobre la capacidad que un agente generador o comercializador, puede comprometer en contratos bilaterales, el respaldo de estos agentes para cubrir sus compromisos contractuales es la adquisición de energía en el mercado 'spot' o mediante cubrimiento de riesgo con otros agentes del MEM [59].

b) Mediante Transacciones Directas en la Bolsa de Energía.

En la cual los precios se determinan por el libre juego de la oferta y la demanda, las transacciones realizadas directamente en bolsa (La Bolsa de Energía es un mercado para las 24 horas del día siguiente), entre generadores y comercializadores, se rigen por las siguientes reglas de funcionamiento del pool:

- ✓ Todos los contratos de energía que se celebren entre los generadores y los comercializadores se registran ante el Administrador del SIC y deben

contener reglas o procedimientos claros para determinar hora a hora, las cantidades de energía exigibles bajo el contrato, y el precio respectivo, durante su vigencia.

- ✓ Los generadores que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad deben presentar ofertas de precio en la bolsa de energía. Los precios a los cuales las empresas generadoras ofrecen diaria y horariamente al Centro Nacional de Despacho (CND) energía por planta y/o unidad de generación deben reflejar los costos variables de generación en los que esperan incurrir (Resolución CREG-055 de 1999) [59]:

La Figura 6-14 muestra la estructura del mercado eléctrico colombiano

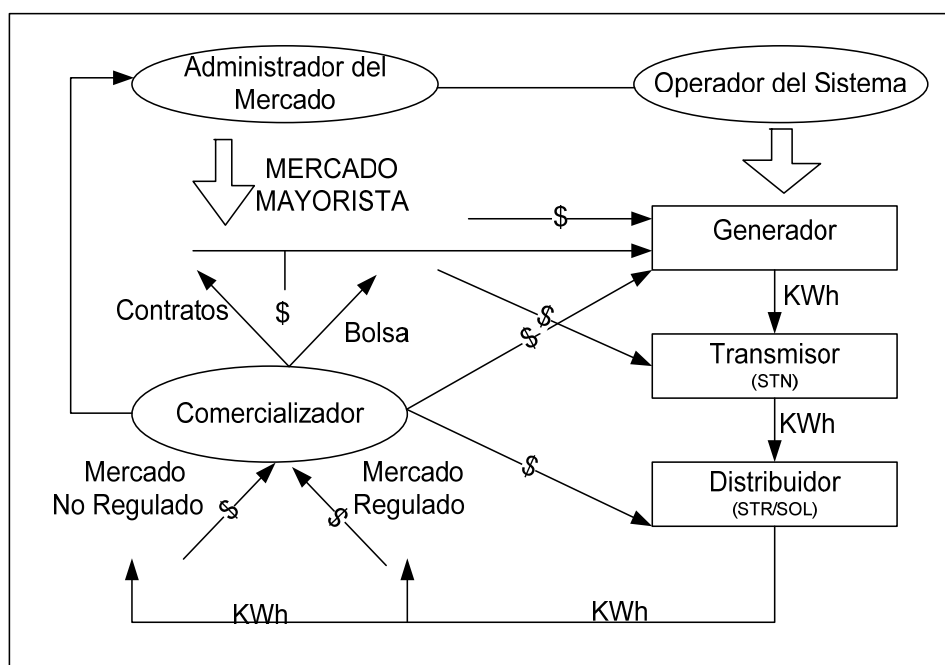


Figura 6-14: Estructura del Mercado Eléctrico Colombiano

6.3.3. Tipos de Usuarios

El marco regulatorio ha establecido la separación de los usuarios en dos categorías: Usuarios Regulados y No Regulados y por lo tanto los mercados en

Regulado y No regulado o Libre. La diferencia básica entre ambos, radica en que los primeros están sujetos a un contrato de condiciones uniformes y las Tarifas son establecidas por la CREG mediante una Fórmula Tarifaria General, mientras los segundos establecen con el comercializador de energía un contrato bilateral y los precios de venta son libres y acordados entre las partes.

Las normas vigentes más relevantes sobre Usuarios No Regulados, están contenidas en la Resolución CREG-199 de 1997. En el caso de los Usuarios Regulados, las normas más relevantes se establecieron en las Resoluciones CREG-031 y CREG-079 de 1997 (Fórmulas Tarifarias).

6.3.3.1. Usuario Regulado

Usuarios con consumos menores a 0.1 MW, o su equivalente en consumo de Energía (55 MWh), calculado con un factor de carga del 75%, los cuales adquieren la electricidad bajo un esquema tarifario definido por el Estado, denominado libertad regulada. Si un Usuario Regulado posee las condiciones para ser No Regulado mantendrá dicho status hasta que en forma expresa indique que quiere dejar de serlo.

Adicionalmente, si un Usuario Regulado cree que en el futuro va a aumentar su demanda, de tal manera que cumpla con los límites, puede suscribir un contrato en condiciones de No Regulado con un Comercializador. Al finalizar los 6 meses iniciales del contrato se debe verificar que la demanda realmente si cumple con los límites. De no ser así, se dará lugar a una cancelación del contrato y a la refacturación del consumo utilizando las tarifas reguladas a favor del Comercializador del mercado donde se localiza el usuario; lo anterior también es aplicable a usuarios nuevos, que estimen que su demanda será tal que pueden ser considerados como Usuarios No Regulados [59]-[21]-[14].

6.3.3.2. Usuario No Regulado

En la actualidad, los usuarios con consumos mayores a 0.1 MW ó 55 MWh/mes cumplen con las características para ser considerados No Regulados, lo cual les brinda la posibilidad de seleccionar su proveedor de electricidad y acordar libremente las tarifas para el suministro del servicio. A este usuario se le llama No Regulado precisamente porque sus tarifas no están reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- sino que son acordadas mediante un proceso de negociación entre el consumidor y el comercializador.

La CREG por medio de resoluciones establece los límites mínimos de consumo necesarios para acceder a esta condición. Dichos límites al inicio del mercado se ubicaban en 2 MW, y pasaron a 1 MW en 1997. A partir de 1998 se introdujeron los límites en energía además de los de potencia, optándose en aquel año los límites de 0.5 MW en potencia y 270 MWh - mes en energía. Actualmente, para ser considerado Usuario No Regulado se requiere tener una demanda promedio mensual de potencia durante seis meses, mayor a 0.1 MW, o en energía de 55 MWh - mes en promedio durante los últimos 6 meses [59]-[21].

En conclusión, empresas con consumo pico alto pueden ser usuarios no regulados al superar el límite de la potencia, o también si poseen un consumo constante de energía aunque su demanda de potencia no sea tan elevada.

Existe un requisito adicional para ser Usuario No Regulado: instalar un equipo de telemetría que cumpla con el Código de Medida, de modo que permita registrar y reportar los consumos hora a hora.

Para ser considerado cliente no regulado, es necesario el estar representado por un comercializador, los cuales tienen la obligación de acceder a la Bolsa, realizar contratos con los generadores y representar a sus clientes, para asegurar condiciones de competencia es importante que el número de comercializadores sea suficientemente grande para el mercado. La Figura 6-15 ilustra la cantidad de comercializadores por distrito (año 2004):

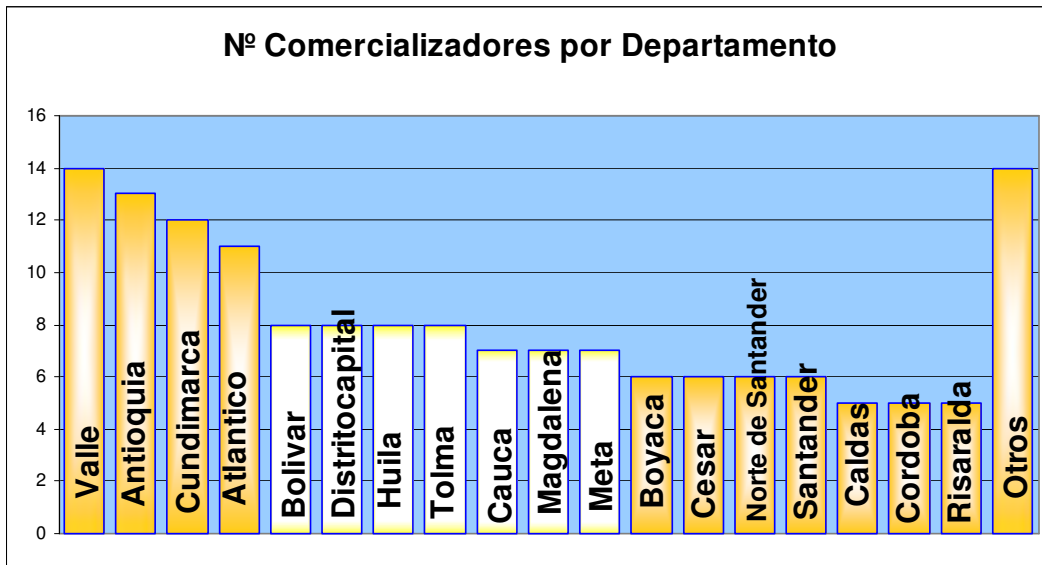


Figura 6-15: Número de Comercializadores por Departamento

6.3.4. Comercialización

La Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Numeral 9.2.) establece que es derecho de los usuarios de los servicios públicos, la libre elección del prestador del servicio y del proveedor de los bienes necesarios para su obtención o utilización, Esta norma dio origen a la concepción del negocio de comercialización como actividad independiente, se encontró que la separación de este servicio era la única opción que viabilizaba en términos económicos las disposiciones y los objetivos previstos en la ley. El negocio de Comercialización en Colombia consiste básicamente en la prestación de un servicio de intermediación, entre los usuarios finales de energía y los agentes que generan, transmiten y distribuyen electricidad [59].

Debido a la separación de mercados entre Usuarios Regulados y No Regulados, las empresas comercializadoras tienen potencialmente varios ámbitos de acción:

- ✓ Pueden comercializar energía con destino al mercado regulado.
- ✓ Pueden comercializar energía exclusivamente en el mercado libre.

- ✓ Pueden optar por ofrecer el servicio de intermediación en ambos mercados.

La actividad de comercialización sólo puede ser desarrollada por aquellos agentes económicos que realicen algunas de las actividades de generación o distribución y por los agentes independientes que cumplan las disposiciones que expida la comisión de regulación de energía y gas, asimismo el lado de la demanda no participa directamente en la Bolsa, lo hacen por medio de comercializadoras.

6.3.5. Resultados Usuarios Libres en Colombia

Con la reducción de los límites de potencia y energía para poder ingresar al mercado libre y como producto de una adecuada liberalización del mercado eléctrico y desarrollo de los agentes comercializadores, el crecimiento de los usuarios libres ha sido bastante elevado en Colombia, sobretodo desde el inicio de la reforma hasta el año 2001, tal como muestra la Figura 6-16 [16].

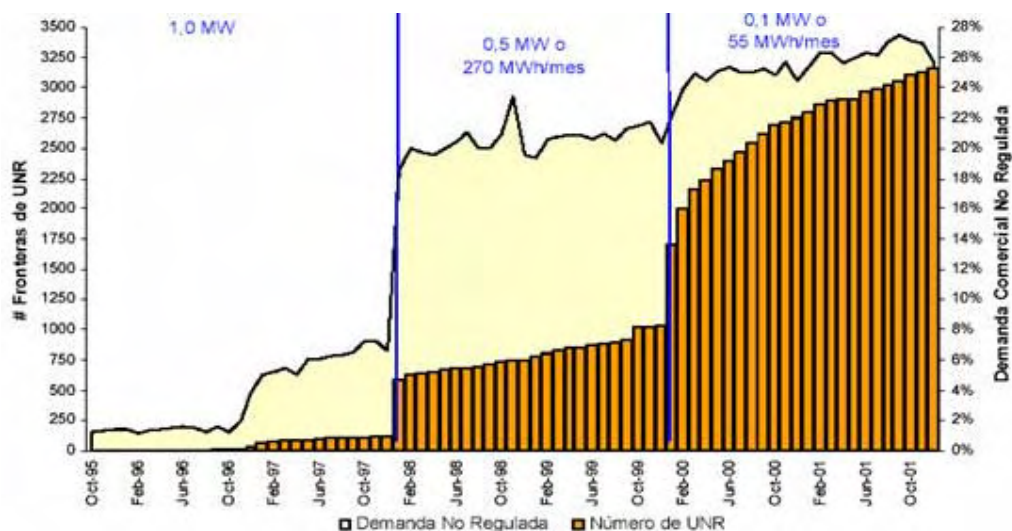


Figura 6-16: Evolución del N° de Usuarios Libres -Colombia -1995-2001

Asimismo en los últimos años este crecimiento del mercado libre ha sido sostenido y constante, como se puede apreciar en la Figura 6-17, entre el año

2001 y 2005 los clientes libres incrementaron de 2801 a 4530, lo cual refleja la magnitud del crecimiento del mercado de usuarios libres [55].

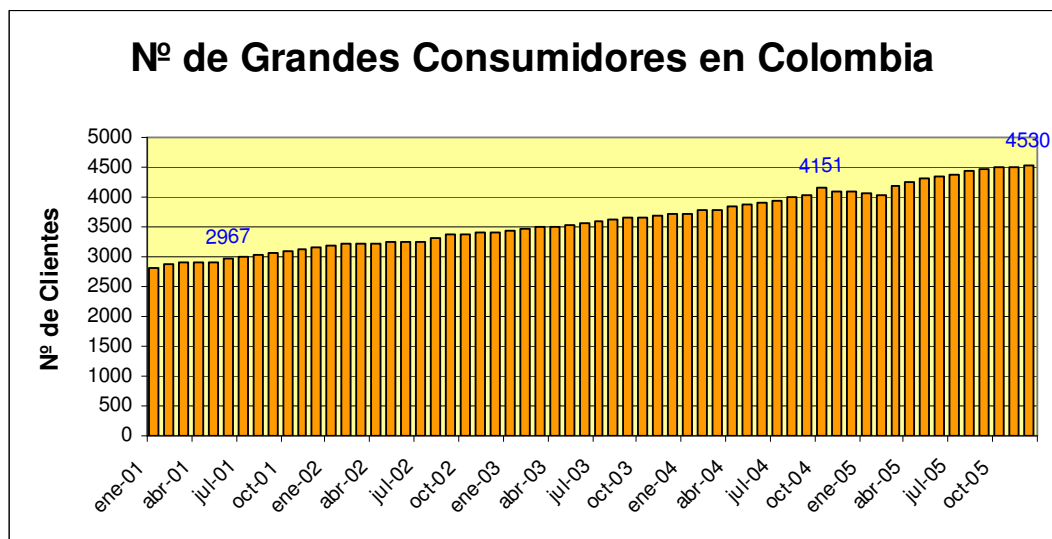


Figura 6-17: Evolución del Nº de Usuarios Libres -Colombia -2001-2005

Es importante señalar que en la actualidad el consumo de energía del mercado libre de Colombia está alrededor del 32%

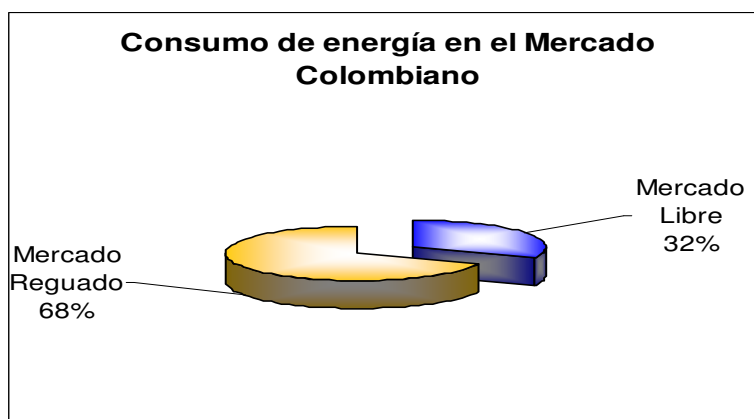


Figura 6-18: Consumo de Energía por Tipos de Usuario – Colombia

Para fines del 2004 Colombia contaba con una potencia instalada de 13,399 GW y una demanda de 8,332GW.

6.4. Chile

6.4.1. Estructura del Mercado Eléctrico

La reforma en Chile empezó en 1982 con la promulgación del Decreto con Fuerza De Ley N° 1 (DFL 1) del Ministerio de Minería, El nuevo esquema propuesto por este marco regulatorio busca el establecimiento de las condiciones básicas para alcanzar la eficiencia económica del sector. Sus principales características son:

- ✓ Establecer un Mercado de Generación de Energía Eléctrica Competitivo.
- ✓ Regular los sectores de la Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica.

El mercado eléctrico en Chile está compuesto por las actividades de; generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado sólo ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión, aunque esta última función es sólo una recomendación no forzosa para las empresas.

En el mercado eléctrico Chileno existen tres mercados en los que se realizan transferencias de energía y potencia eléctrica (spot, regulado y libre) y a los que se le asocian respectivamente tres tipos de precios (spot o costo marginal, nudo y libre). El conjunto de estos tres mercados y sus interacciones conforman el mercado eléctrico chileno [1].

Este mercado está estructurado en torno a un operador del sistema (CDEC: Centro de Despacho Económico de Carga), el que controla el sistema de transmisión, determina el despacho en forma centralizada basándose en criterios de mínimo costo y de optimización del agua embalsada, y de acuerdo a ello determina el precio de la energía spot para cada hora del día. El precio spot es determinado en un mercado donde los generadores deficitarios le

compran energía y potencia a los superavitarios al costo marginal instantáneo del sistema.

El mercado eléctrico chileno está estructurado en torno a cuatro instituciones principales, un operador del sistema (CDEC), la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Ministerio de Economía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

La Figura 6-19 muestra la estructura del mercado eléctrico chileno

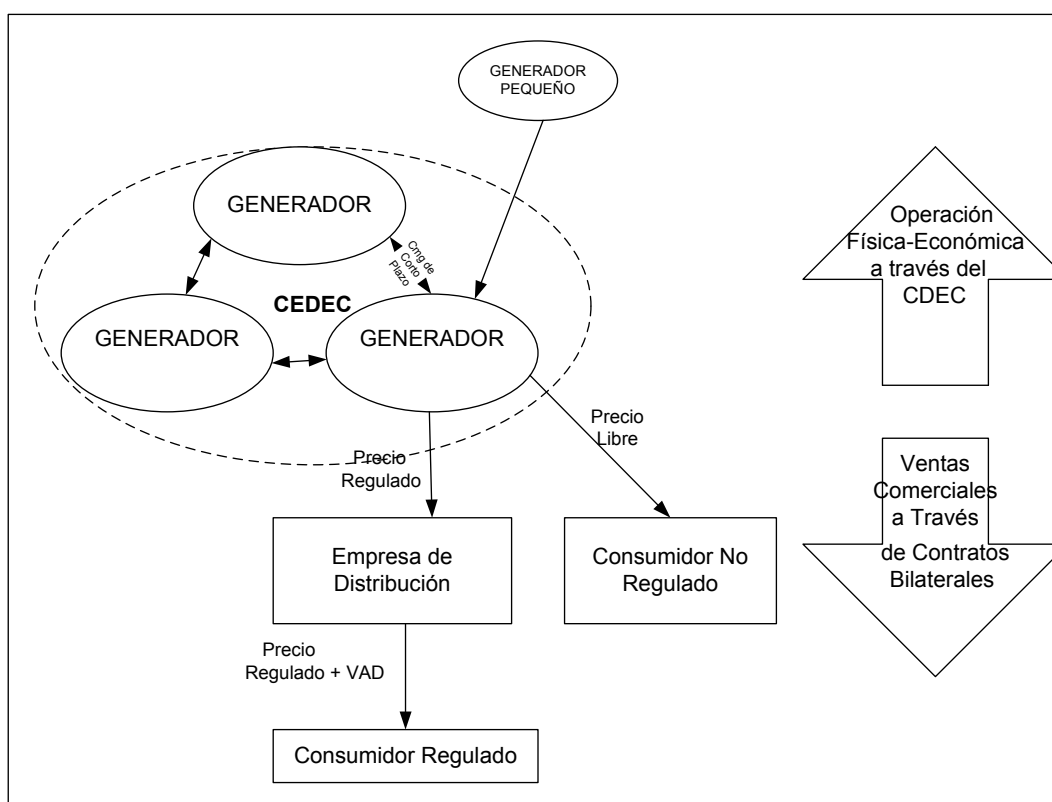


Figura 6-19: Estructura del Mercado Eléctrico Chileno

Es importante señalar que en Chile existen cuatro sistemas eléctricos interconectados. El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que cubre el territorio comprendido entre las ciudades de Arica y Antofagasta con un 30,17% de la capacidad instalada en el país; el Sistema Interconectado Central (SIC), que se extiende entre las localidades de Taltal y Chiloé con un

69,01% de la capacidad instalada en el país; el Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,28% de la capacidad; y el Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,54% de la capacidad instalada en el país [2]-[56].

6.4.2. Mercado Eléctrico Mayorista

El mercado eléctrico mayorista esta conformado por las empresas generadoras, trasmisoras y autogeneradores con los límites que la ley establece.

Los generadores pueden celebrar transacciones con otros generadores que operan en sincronismo con el sistema al que pertenecen, estas son transferencias de energía eléctrica constituidas por una componente de energía y una componente de potencia de punta y se valorizan al costo marginal instantáneo de energía y de potencia de punta correspondiente al nivel de más alta tensión de la subestación en que se efectúen las transferencias [21].

El Costo Marginal de Corto Plazo (Precio Spot), se utiliza para valorizar las transferencias de energía y potencia entre las empresas generadoras. Este precio, también es denominado Costo Marginal Instantáneo, es calculado por el CDEC y se calcula del mismo modo en que se determinan los precios de nudo de la energía, el concepto de Costo Marginal de Corto Plazo representa el costo marginal de abastecer una unidad más de demanda manteniendo constante los activos fijos que conforman el sistema.

En el mercado mayorista, también existen transferencias de energía firme entre generadores que operan en sincronismo con el sistema al que pertenecen, a fin de asegurar que las ventas que los generadores efectúan a los distribuidores, estén garantizadas con energía firme excedentaria, estas transacciones por energía firme entre los generadores son realizadas mediante contratos suscritos a precio libremente convenido entre ambas partes [14].

La valorización de las transferencias de energía y los correspondientes pagos entre generadores son contabilizados por el CDEC.

6.4.3. Tipos de Usuarios

6.4.3.1. Clientes Regulados

Consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 (kW), los cuales son abastecidos por las empresas distribuidoras y sus tarifas son reguladas por la CNE.

Los Precios Regulados (Costo Marginal Proyectado), para ventas a empresas distribuidoras. La CNE es quién define los precios para la potencia y energía para los distintos nudos del sistema interconectado. Estos precios son calculados a través de un modelo que supone un sistema uninodal. El precio de nudo de la potencia se calcula utilizando, entre otros parámetros: costos de inversión en turbina a gas, costos en líneas de transmisión radial, un margen de reserva de potencia, un porcentaje de pérdidas en la transmisión y el precio del petróleo. Los clientes regulados pagan el precio de nudo más un cargo por distribución regulado por la autoridad.

Los precios de nudo determinados por la CNE, deben someterse al proceso de comparación con el precio medio observado en el mercado libre en los últimos cuatro meses. Es así que conforme la ley lo dispone, el precio a fijar debe ubicarse dentro de una banda de aceptación de +/- 5% en torno a dicho precio [14]-[56].

6.4.3.2. Clientes con Derecho a Optar por un Régimen de Tarifa Regulada o de Precio Libre

Consumidores cuya potencia conectada es superior a 500 kW e inferior o igual a 2.000 kW, tienen la opción de optar por ser cliente libre o regulado, permaneciendo en cualquiera de las opciones por un periodo mínimo de cuatro

años, conforme a las modificaciones incorporadas a la Ley General de Servicio Eléctricos por la Ley 19.940, de Marzo de 2004.

No obstante, los suministros a que se refiere el párrafo anterior podrán ser contratados a precios libres cuando ocurra alguna de las circunstancias siguientes [14]-[56]:

- ✓ Cuando se trate de servicio por menos de doce meses;
- ✓ Cuando se trate de calidades especiales de servicio;
- ✓ Si el producto de la potencia conectada del usuario, medida en megawatts y de la distancia comprendida entre el punto de empalme con la concesionaria y la subestación primaria más cercana, medida en kilómetros a lo largo de las líneas eléctricas, es superior a 20 MW/Km.

6.4.3.3. Clientes Libres o No Regulados

Son los consumidores cuya potencia conectada es superior a 2.000 kW.

Las ventas de potencia o energía a clientes libres, son efectuadas en forma directa por una empresa de generación o a través de una empresa de distribución y no están reguladas, dichos clientes tienen libertad para negociar precios porque se considera que tienen una sofisticación técnica y un poder de negociación tales que no necesitan de la protección que brinda la regulación de las tarifas, asimismo pueden comprar potencia o energía directamente a las empresas de generación dentro del marco de contratos de corto o largo plazo [14]-[56].

6.4.4. Resultados de Usuarios Libres en Chile

Tal como muestra la Figura 6-20, las tarifas tanto para clientes regulados y libres en el sistema interconectado central (SIC) son más económicas con respecto al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), esto es debido a la mayor competencia y oferta existente en el SIC ya que posee alrededor del 70% de la capacidad instalada del mercado chileno [24].

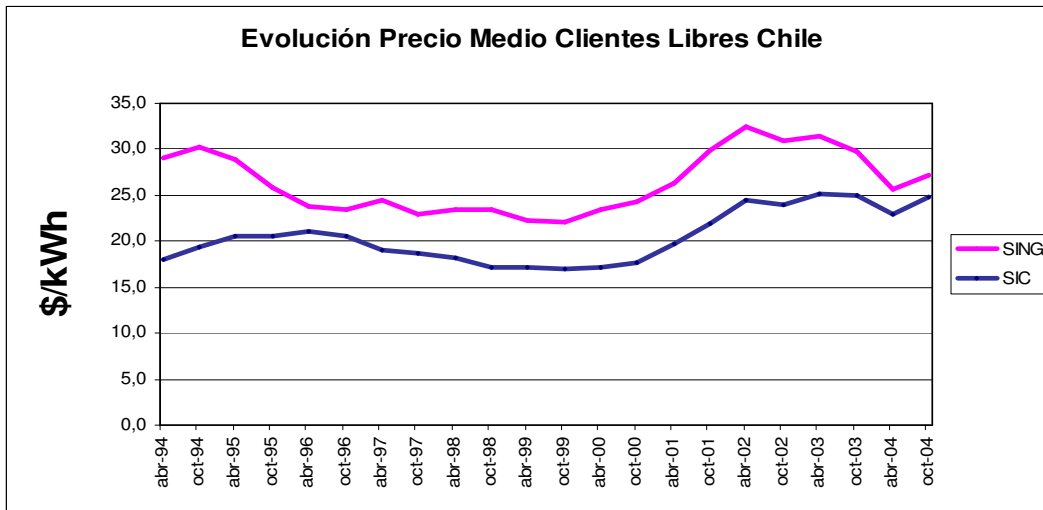


Figura 6-20: Evolución del Precio Medio de Clientes Libres en Chile SIC y SING

Asimismo tomando como referencia la Barra de Quillota en el SIC, se puede observar en la Figura 6-21, como resultado de las últimas reformas regulatorias en Chile, el precio de los Usuarios Libres a disminuido respecto al precio de los usuarios Regulados.

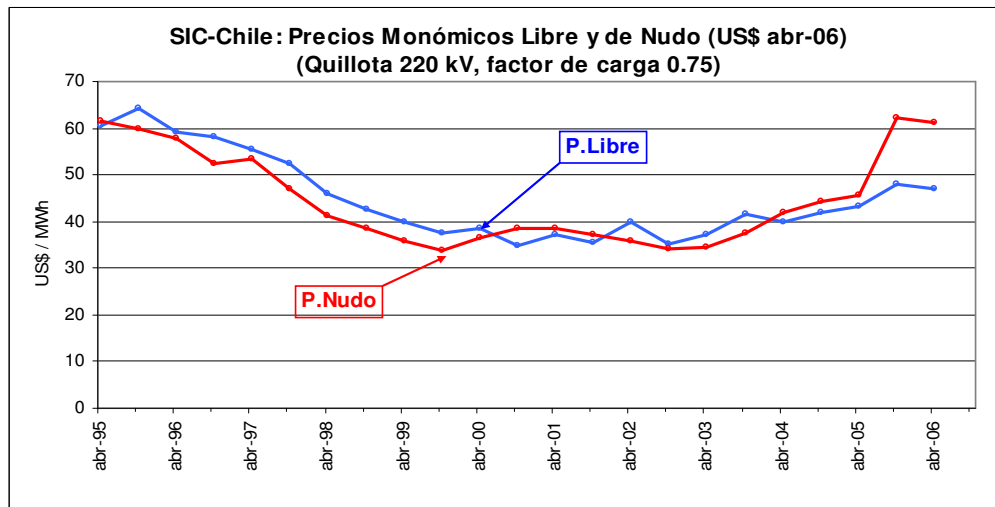


Figura 6-21: Precio Monómico Libre y Regulado Barra Quillota

Es importante destacar que en el mercado de clientes libres chileno las 3 empresas distribuidoras poseen un alto número de clientes libres dentro de su

área de concesión, las cuales son: Chilectra (211 clientes), CGE Distribución (105 clientes) y Luzparral (64 clientes), detalle mostrado en Figura 6-22 [24].

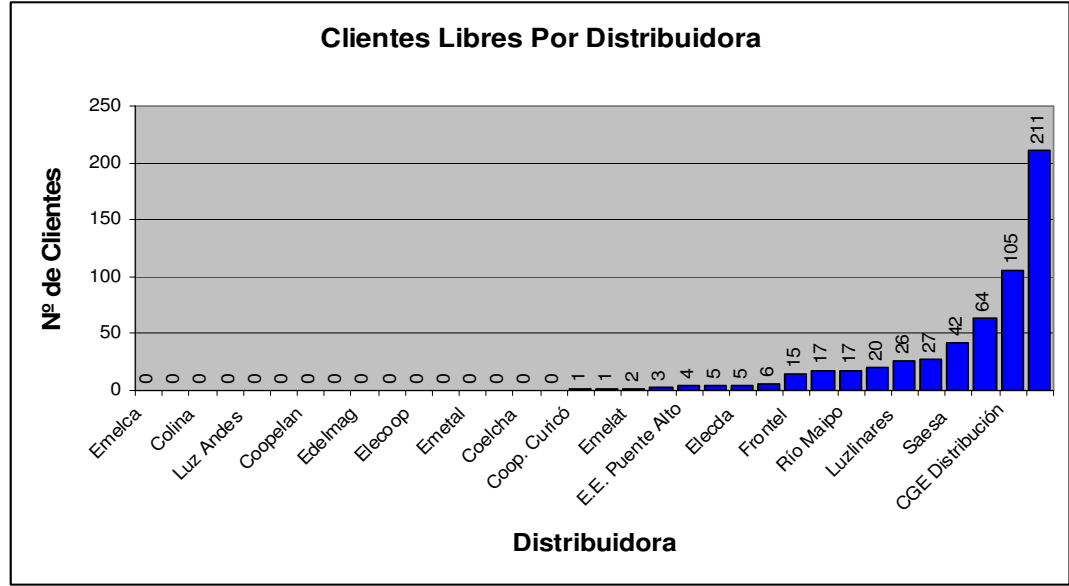


Figura 6-22: Clientes Libres por Empresa Distribuidora –Chile

En Chile a nivel nacional, los clientes no regulados representaron cerca del 54% del consumo total de energía para el año 2004 (Figura 6-23).

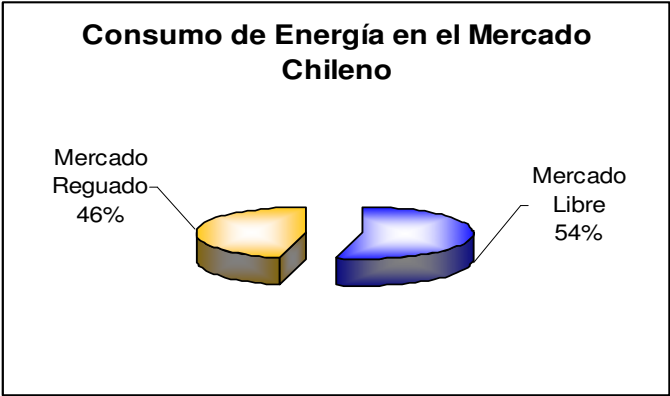


Figura 6-23: Consumo de Energía por Tipo de Mercado- Chile-2004.

Asimismo para fines del 2004 Chile contaba con una potencia instalada de 10,367 GW y una demanda de 7,132 GW.

6.5. Resumen Experiencia Internacional

Como se podrá observar en la tabla resumen 6-1 [55], Colombia es el país en Sudamérica que ha logrado desarrollar un mercado más desregulado, país en el cual la figura del comercializador se encuentra bastante desarrollado.

Cuadro Comparativo

	Brasil	Perú	Chile	Colombia	Argentina
Potencia Instalada	97333 MW	4399 MW	10367 MW	13399 MW	28184 MW
Demanda	56795 MW	3131 MW	7132 MW	8332 MW	15032 MW
Potencia mínima para entrar al mercado libre	3000 kW	1000 kW	500 kW	100 kW	30 kW
% del consumo que representa el mercado libre	16%	47%	54%	32%	20%
Opción de permanecer a tarifa regulada	Si	No	Si	Si	Si
Existen comercializadores Puros	Si	No	No	Si	Si
Separación de la Comercialización de la Distribución	No	No	No	Si	No
Participación en el mercado Spot de Usuarios Libres	Si	No	No	No	Si
Posibilidad de Agruparse los Usuarios Libres	No	No	No	No	No
Tipos de Usuarios Libres	1	1	2	1	3

Tabla 6-1: Características Usuarios Libres.

El país con mayor consumo de energía en Sudamérica es Brasil el cual para el 2005 tenía una demanda de 56,795 GWh (Figura 6-24), asimismo nuestro país posee un consumo relativamente bajo, lo cual es uno de los obstáculos para el

desarrollo e introducción de nuevos agentes como los comercializadores de energía.

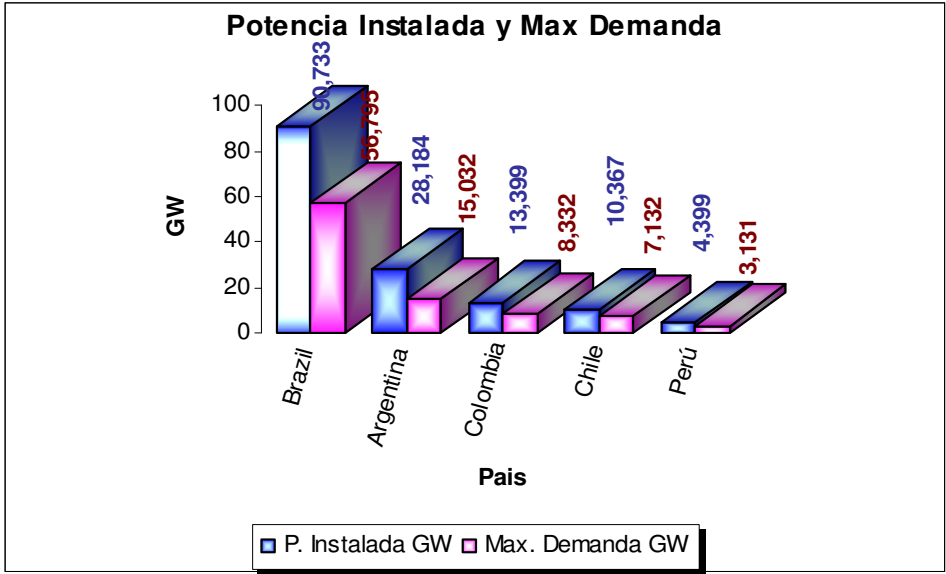


Figura 6-24: Potencia Instalada y Máxima Demanda.

Los países que presentan el menor límite de potencia para entrar a ser usuario libre son Argentina y Colombia, para el caso peruano se está considerando el límite de potencia antes de la puesta en vigencia de la Ley 28832 (Figura 6-25).

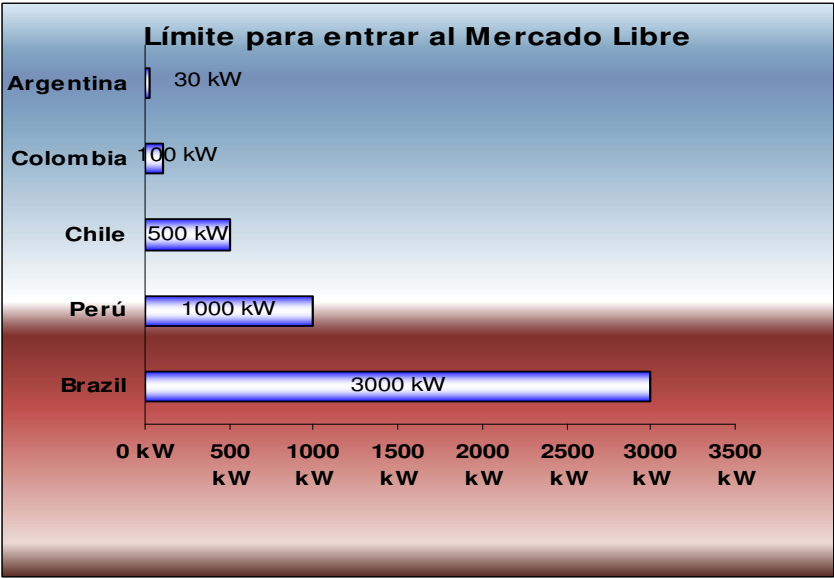


Figura 6-25: Potencia Mínima Requerida para Entrar al Mercado Libre

CAPITULO VII

LEY Nº 28832, PROYECCIONES Y EXPECTATIVAS DE DESARROLLO PARA LOS USUARIOS LIBRES DE ELECTRICIDAD

7.1. Introducción

En el presente capítulo se mostrará y analizará las principales medidas adoptadas por la Ley 28832, las mismas que serán proyectadas en base al análisis del mercado eléctrico nacional en situaciones similares a las que promueve la Ley 28832, asimismo se tendrá como referencia la experiencia obtenida por otros países del mundo (Detallada en el Capítulo VI) en sus respectivos procesos desregulatorios, para posteriormente identificar las mejoras y falencias que se podrán alcanzar con esta nueva ley.

7.2. Ley Nº 28832 y Los Usuarios Libres de Electricidad

Como se indicó y demostró en el Capítulo V de la presente Tesis, en el mercado de Clientes Libres existe una falta de competencia, en medio de este contexto es promulgada la Ley Nº 28832, “Ley Para Asegurar El Desarrollo Eficiente De La Generación Eléctrica”, entre las principales medidas adoptadas por esta Ley para el mercado de Usuarios Libres de electricidad tenemos:

Ley Nº 28832 - Artículo 1º, Numeral 12

Grandes Usuarios: denominados como tales aquellos Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10MW” [44].

Ley N° 28832 - Artículo 4º, Numeral 4.5

“Será facultad de las agrupaciones o consorcios de Usuarios Libres el convocar Licitaciones para la atención de sus demandas actuales y futuras” [44].

Ley N° 28832 - Artículo 11º Numeral 1.1

“Pueden participar en el Mercado de Corto Plazo los Generadores, Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y los Grandes Usuarios Libres” [44].

Ley N° 28832 - Primera Disposición Complementaria Final.

“Los usuarios con una máxima demanda anual comprendida dentro del rango que se establezca en el reglamento podrá acogerse a su elección, a la condición de Usuario Libre o Regulado” [44].

7.3. Proyecciones de la Ley 28832 Para el Mercado de Usuarios Libres de Electricidad.

En base a las medidas aprobadas por la Ley 28832 se proyectaran los escenarios futuros en el que se desarrollarán los Usuarios Libres de electricidad tratando de identificar las mejoras y falencias que alcanzará nuestro mercado con esta nueva ley; ello se realizará en base al análisis del mercado eléctrico nacional en situaciones similares a las que promueve la Ley 28832, asimismo se tendrá como referencia la experiencia obtenida por otros países del mundo en sus respectivos procesos desregulatorios, la cual fue descrita y señalada anteriormente en el Capítulo VI.

En tal sentido para un mejor entendimiento y análisis de las medidas adoptadas por la Ley 28832 para el mercado de Usuarios Libres, dividiremos en tres premisas las medidas adoptadas por esta ley:

1. Formación de Agrupaciones y/o Consorcios de Usuarios Libres
(Ley N° 28832 - Artículo 1º, Numeral 12” y “Artículo 4º, Numeral 4.5”)
2. Participación en el mercado de Corto Plazo
(Ley N° 28832 - Artículo 11º Numeral 1.1)
3. Nueva Opción Para Usuarios Libres
(Ley N° 28832 - Primera Disposición Complementaria Final.)

Cada uno de estos puntos serán analizados y proyectados en detalle a continuación:

7.3.1. Formación de Agrupaciones y/o Consorcios de Usuarios Libres

Ley N° 28832 - Artículo 1º, Numeral 12

“Grandes Usuarios: denominados como tales aquellos Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10MW” [44].

Ley N° 28832 - Artículo 4º, Numeral 4.5

“Será facultad de las agrupaciones o consorcios de Usuarios Libres el convocar Licitaciones para la atención de sus demandas actuales y futuras” [44].

7.3.1.1. Análisis.

Se puede notar claramente que la Ley 28832 incentiva la formación de agrupaciones y/o consorcios de Usuarios Libres, los que en conjunto puedan sumar potencias para así poder negociar tarifas y servicios más competitivos. En tal sentido podremos distinguir 2 tipos de agrupaciones:

- Agrupaciones y/o consorcios de Usuarios Libres con consumos menores a 10MW.

- Agrupaciones y/o consorcios de Usuarios Libres con consumos mayores a 10MW los que serán denominados: “Grandes Usuarios”.

Esta iniciativa de la Ley de formar agrupaciones se irá formando y consolidando paulatinamente, ya que a los Usuarios Libres les permitirá superar una serie de limitaciones, y les traerá una serie de beneficios como:

- ✓ Superar sus limitaciones técnico-económicas, ya que podrán negociar grandes consumos de potencia y lograrán conseguir mejores ofertas.
- ✓ Se volverán clientes más atractivos para ser abastecidos por las empresas generadoras con las cuales conseguirán negociar tarifas y servicios más competitivos, ya que históricamente las generadoras muestran gran interés en abastecer las grandes cargas del sistema.
- ✓ Tendrán mejores ofertas en sus licitaciones para el abastecimiento de su energía y potencia con lo cual podrán alcanzar precios y condiciones de suministro más competitivas.

Por consiguiente es previsible que en el mediano plazo las agrupaciones y/o consorcios de Usuarios Libres tome fuerza por los beneficios que esta condición les ofrece, con lo cual se prevé que el mercado de Usuarios Libres estará constituido por bloques de Agrupaciones y/o Consorcios de Usuarios Libres con demandas de potencia de grupo relativamente alta, de tal manera que sus consumos conjuntos les permita negociar tarifas más competitivas.

Asimismo es importante destacar que los Grandes Usuarios (consumos mayores a 10MW), por las características propias de la potencia que negociarán, tendrán mayores posibilidades de negociación y la opción de participar en el mercado Spot, lo cual detallaremos más adelante.

Para poder demostrar lo anteriormente descrito mostraremos el comportamiento actual del mercado eléctrico frente a situaciones que promueve la Ley 28832:

- i) Precios de Clientes Libres con Consumos Superiores a 5MW
- ii) Precio de Clientes Libres con Más de un Punto de Suministro
- iii) Abastecimiento de Clientes Libres Mayores a 5MW Ubicados Dentro del Área de Concesión de las Empresas Distribuidoras.

i) Precios de Clientes Libres con Consumos Superiores a 5MW

En la actualidad los clientes libres con consumos mayores o iguales a 5MW obtienen tarifas por debajo del precio medio del mercado, lo cual aún alcanza una mayor acentuación cuando los suministros poseen una potencia superior a 10MW, existiendo algunas excepciones como el de refinería la pampilla y Southern Perú, lo cual por las características propias del suministro tienen tarifas por encima del precio medio, todo esto se muestra gráficamente en la Figura 7-1.

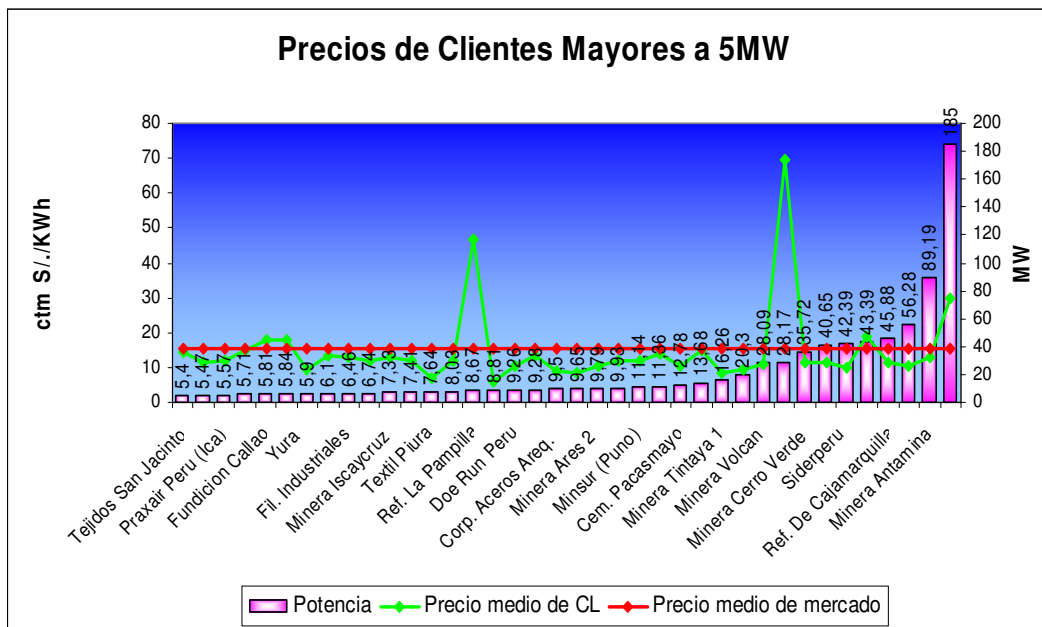


Figura 7-1: Precio de Clientes Libres con Consumos Mayores a 5MW

ii) Precio de Clientes Libres con Más de un Punto de Suministro

En nuestro mercado eléctrico existen algunos clientes Libres, que por las características propias de las actividades que realizan poseen más de un punto

de suministro, los cuales según la oferta y condiciones que puedan obtener optan por un proveedor o varios proveedores para el abastecimiento de toda su energía y potencia de grupo, entre estos clientes tenemos (Tabla 7.1):

Cliente	Nº de Suministros	Suministrador	Potencia de Grupo (MW)	Precio Promedio Grupo ctm S/./kWh
Minera Antamina	2	Edegel	91,42	12,86
Doe Run Peru	3	Electroandes	65,54	9,68
Minera Volcan	3	Electroandes	42,15	12,15
Minera Tintaya	4	varios	32,68	9,56
Alicorp	4	varios	11,36	12,33
Minera Ares	2	varios	10,84	12,06
Credisa	4	Egenor	10,47	13,565
Corporacion Aceros Arequipa	2	varios	9,9	9,94
Minera Corona	3	varios	8,36	10,93
Cervecerias Backus Y Johnston	2	varios	7,74	14,49
Moly-Cop Adesur	2	Egenor	6,75	8,865
Minera Los Quenuales	5	Termoselva	6,36	17,656
Kimberly-Clark Peru	2	Egenor	4,78	12,905
Ceramica Lima	2	Edelnor	4,14	13,83
Grupo Sindicato Pesquero Del Peru	2	varios	4,1	26,66
Tecnologica De Alimentos	2	Edelnor	4,04	18,18
Sedapal	5	varios	3,86	18,934
Austral Group	2	varios	3,6	18,86
Exalmar	4	Egenor	3,48	13,98
Industrial Nuevo Mundo	2	Edelnor	3,46	13,895
Embotelladora Latinoamericana	2	Edelnor	2,88	16,16
Asociacion Skanska-Cosapi	2	Electroandes	2,86	15,26
Hilanderia De Algodón Peruano	2	Edelnor	2,64	10,59
Pesquera Diamante	2	varios	2,5	18,595
Cottonsur	2	Termoselva	2,08	11,93
Tecnologia Textil	2	Edelnor	1,46	12,98

Tabla 7-1: Precio de Clientes Libres con más de un Suministro

Del análisis de la tabla de datos anterior, podemos notar que los Clientes Libres con más de un punto de suministro, cuyas potencias son mayores a 5MW obtiene tarifas promedio muy competitivas por debajo del precio medio del mercado libre, lo cual al igual que en los consumos individuales alcanza una mayor acentuación cuando el consumo es mayor a 10MW, ello a pesar que sus diferentes suministros muchas veces no son abastecidos por un mismo proveedor.

Asimismo se puede apreciar que los clientes que poseen más de un punto de suministro y su consumo es menores a 5MW ostentan tarifas más elevadas, lo cual constituye una clara evidencia que en nuestro mercado eléctrico los consumos conjuntos mayores a 5MW, obtienen tarifas más bajas a las del precio medio del mercado y esta tendencia se acentúa aún más para los consumos conjuntos mayores a 10MW (Grandes Consumidores³⁴), detalle mostrado en Figura 7-2.

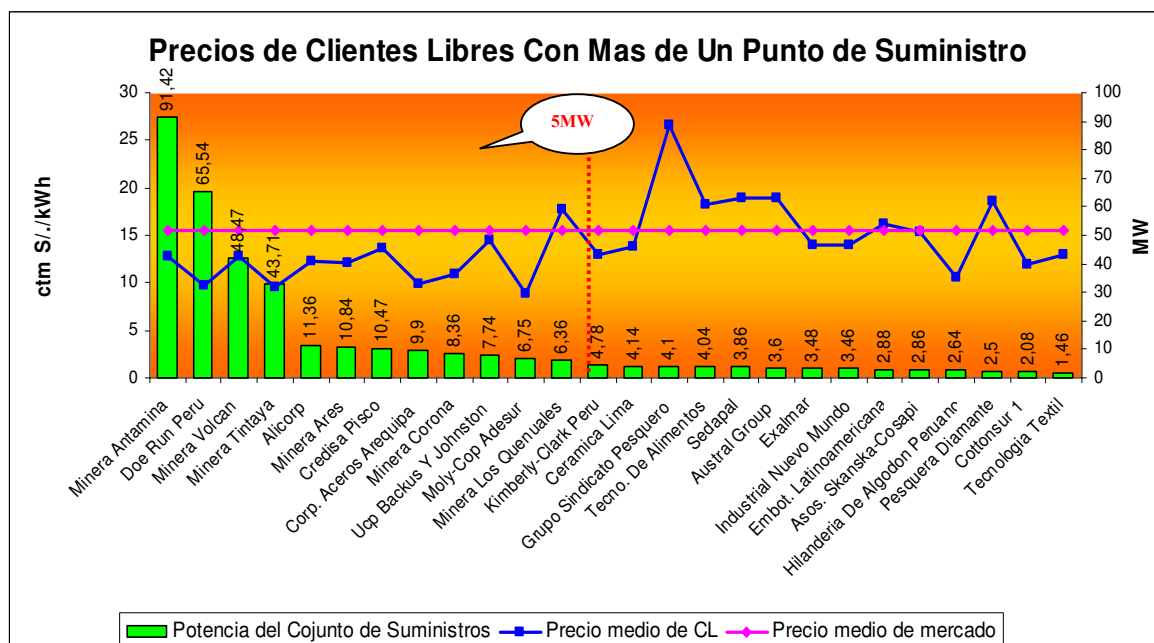


Figura 7-2: Precio de Clientes Libres Con Más de Un Punto de Suministro

El Gráfico, No incluye clientes con demandas individuales.

En los 2 gráficos precedentes no se consideraron a las empresas Cementos Lima y Shougan Hierro Perú ya que estos son autogeneradores y sus precios distorsionan las verdaderas señales del mercado.

Es importante señalar que muchos clientes por las características propias de su ubicación o tipo de suministro³⁵ pueden quedar excluidos de las agrupaciones de Usuarios Libres y en muchos casos estos clientes poseerán consumos menores a 2MW, los cuales quedaran cautivos y optarán por ser usuarios regulados.

³⁴ Según Ley 28832

³⁵ Se hace referencia a suministros alejados o que necesiten condiciones especiales de calidad de energía

iii) Abastecimiento de Clientes Libres Mayores a 5MW Ubicados Dentro del Área de Concesión de las Empresas Distribuidoras.

Como de señaló en el Capítulo V, los clientes Libres con consumos mayores a 3MW son mayormente abastecidos por las empresas generadoras, lo cual se acentúa aún mucho más cuando los clientes tienen consumos mayores a 5MW, para demostrar esto tomaremos de muestra, Diciembre del 2004, donde en nuestro país existían 38 Clientes Libres mayores a 5MW, de los cuales 21 de ellos se ubican dentro del área de concesión de las distribuidoras de este total el 67 % (14 clientes) son abastecidos por empresas generadoras, lo cual es una clara señal que existe interés de las empresas generadoras por abastecer a clientes mayores a 5MW sin importar si estos están dentro del área de concesión de las distribuidoras, detalle mostrado en Figura 7-3.

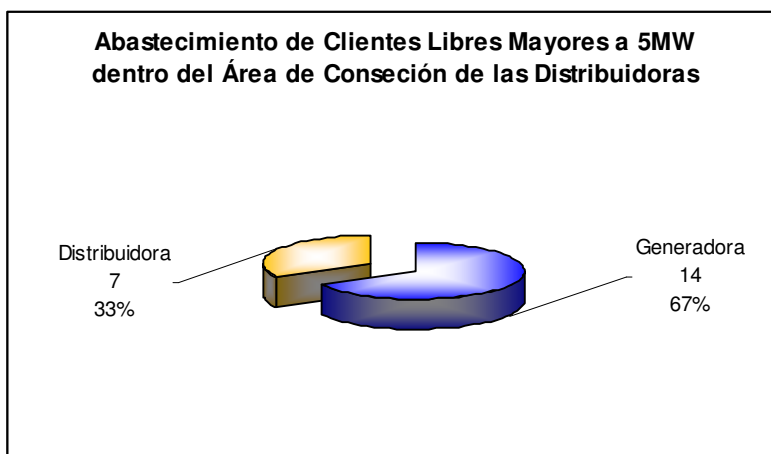


Figura 7-3: Abastecimiento de Clientes Libres Mayores a 5MW, Dentro del Área de Concesión de las Distribuidoras

De todo lo descrito anteriormente podemos concluir:

7.3.1.2. Proyección

- Con el impulso de la Ley 28832 a la formación de agrupaciones y/o consorcios de Usuarios Libres se demostró que los consumos

individuales o conjuntos mayores a 5MW, adquieren tarifas competitivas, con lo cual se prevé que los clientes trataran de formar parte de estos consorcios y/o agrupaciones de tal manera que en conjunto puedan sumar potencias superiores a 5MW con lo cual como ya se demostró podrían obtener precios más competitivos e incluso de llegar a sumar de manera individual o conjunta más de 10 MW serán considerados como Grandes Usuarios, con lo cual tendrán la opción de participar en el mercado Spot. Asimismo es necesario recalcar que en la medida que estas agrupaciones sumen en conjunto mayores potencias serán clientes más atractivos para los generadores. todo ello bajo la perspectiva que la oferta de generación siga aumentando y se cumplan los proyectos de generación proyectados a mediano plazo.

- Aquellos usuarios con consumos superiores al rango para Optar por un Suministro Libre tratarán de formar parte de las Agrupaciones y/o Consorcios de Usuarios Libres, de tal manera que esto les permita sumar potencias relativamente altas para poder transar precios más competitivos.
- Los Usuarios con consumos comprendidos dentro del rango para Optar por un Suministro Libre y que no tengan la posibilidad de agruparse optarán por una tarifa regulada.

Características que Poseerán las Agrupaciones y/o Consorcios de Usuarios Libres

Para poder agruparse los Clientes Libres deberán presentar determinadas características, entre ellas podemos citar:

- ✓ Ser colindantes puesto que esto evitará posibles divergencias de cálculo de pago por el peaje de distribución y facilitará cálculos para la negociación del pago del peaje con el concesionario de la zona.

- ✓ De preferencia desarrollar las actividades similares, para poder negociar calidades de suministro común puesto que algunos clientes libres requieren determinadas características especiales de suministro, buscando negociar así una misma calidad por un determinado bloque de energía.

7.3.2. Participación en el mercado de Corto Plazo

Ley N° 28832 - Artículo 11º Numeral 1.1

“Pueden participar en el Mercado de Corto Plazo los Generadores, Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y los Grandes Usuarios Libres” [44].

7.3.2.1. Análisis

Con la participación de los Usuarios Libres y Distribuidores en el mercado Spot, estos se enfrentaran a los riesgos y volatilidad propios de este tipo de mercado.

En los últimos años el precio Spot se ha situado por niveles bastante altos, según muestra la Figura 7-4, esto debido principalmente al aumento de la demanda, la escasa inversión en generación y añadido a ello la sequía que afrontó nuestro país en los años 2004 y 2005, fruto del calentamiento global.

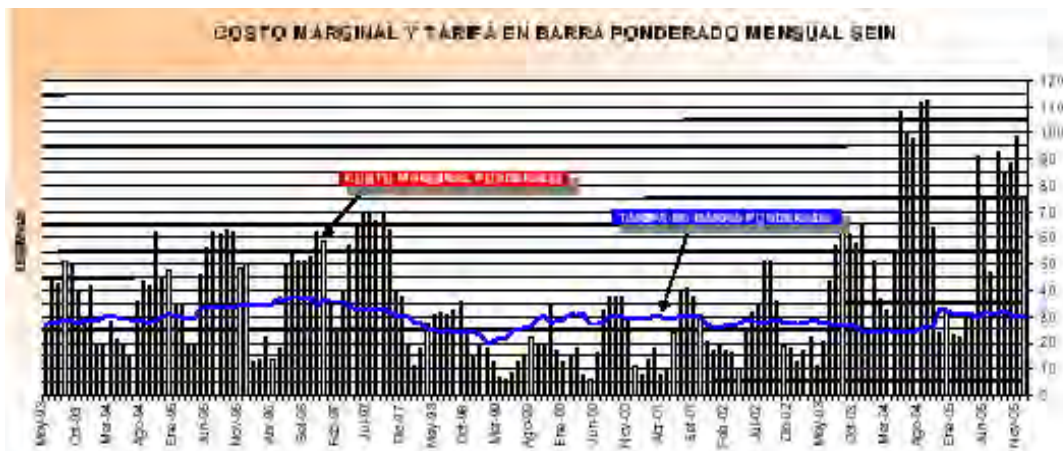


Figura 7-4: Costo Marginal y Tarifa en Barra SEIN

Para poder proyectar el comportamiento del mercado de Usuarios Libres con la inclusión de los Grandes Usuarios Libres al mercado Spot a continuación mostraremos:

- i) Proyección de la Oferta y la Demanda del Mercado Eléctrico Peruano (con un horizonte de 9 años)³⁶.
- ii) Lecciones de la Experiencia Internacional.

i) Proyección de la Oferta y la Demanda del Mercado Eléctrico Peruano

Los precios que se pueden conseguir en el mercado Spot dependerá directamente de la oferta existente en generación, en tal sentido los Usuarios Libres optarán por participar en el mercado Spot en un escenario en el cual exista oferta de Generación.

Hasta el 2014 se tiene los siguientes proyectos en Generación [64].

Año de Operación	Tipo	Proyecto	Potencia (MW)	Potencia por Año (MW)
2006	Térmico-GN-Camisea	Turbo Vapor Ventanilla - Unidad 3 (en servicio)	70	320
	Térmico-GN-Camisea	Turbo Vapor Ventanilla - Unidad 4 (en servicio)	80	
	Térmico-GN-Camisea	Turbogas Chilca - Enersur (en servicio)	170	
2007	Térmico-GN-Camisea	Turbogas Chilca - Enersur (en construcción)	170	340
	Térmico-GN-Camisea	Turbogas Chilca - Globeleq (en construcción)	170	
2008	Térmico-GN-Tumbes	Turbogas Tumbes Zorritos	150	150
2009	Térmico-GN-Camisea	Turbogas Camisea 1	170	340
	Térmico-GN-Camisea	Turbogas Camisea 2	170	
2010	Hidro	CH Machu Picchu II	71	411
	Hidro	CH Platanal (En construcción)	220	
	Hidro	CH Olmos (En construcción)	120	
2011	Hidro	CH Tarucani	49	389
	Térmico-GN-Camisea	Turbogas Camisea 3	170	
	Térmico-GN-Camisea	Turbogas Camisea 4	170	
2012	Hidro	CH Santa Teresa	110	110
	Térmico-GN-Camisea	Conversión Gas Natural TV3 - Ilo		
	Térmico-GN-Camisea	Conversión Gas Natural TV4 - Ilo		
	Térmico-GN-Camisea	Conversión Gas Natural TG1 - Ilo		
	Térmico-GN-Camisea	Conversión Gas Natural TG2 - Ilo		
2013	Térmico-GN-Camisea	Ciclo Combinado Camisea 1	520	520
2014	Hidro	CH Cheves	159	583
	Hidro	CH Santa Rita	174	
	Hidro	CH San Gabán 1	120	
	Hidro	CH Pucará	130	
		Total	3163	3163

³⁶ Para el Cálculo de la oferta se tomó como referencia la información suministrada por el MINEM [64].

Tabla 7-2: Proyectos de Generación al 2014 (Escenario Base).

Asimismo considerando para el crecimiento de la carga un factor de crecimiento promedio de 6.5%³⁷ para el 2014 e prevé una demanda alrededor de 5825MW³⁸, la Figura 7-5 muestra la proyección del crecimiento de la demanda versus la oferta comprometida.

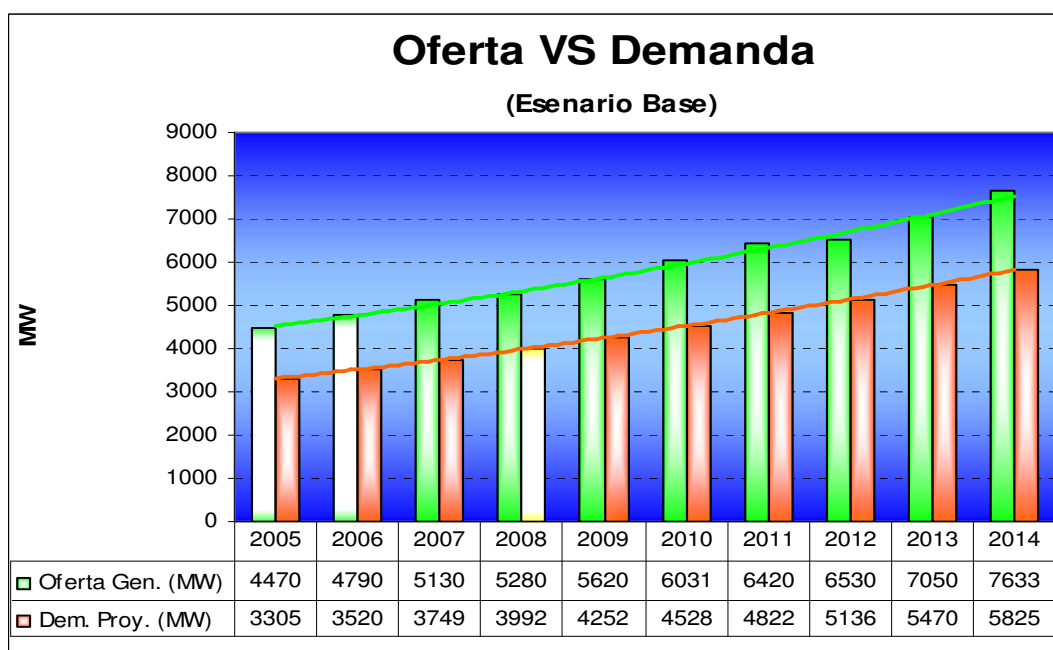


Figura 7-5: Crecimiento de la Demanda VS Oferta Comprometida³⁹.

De esta manera podemos señalar que de concluirse los grandes proyectos de generación señalados anteriormente, el mercado Spot será bastante atractivo para los Grandes Usuarios, ya que entrarían a operar unidades bastante

³⁷ Factor de crecimiento medio considerado por el MINEM

³⁸ Es importante indicar que para el cálculo de la demanda se utilizó la siguiente fórmula:

$$D_p = D_a * (1 + I_c)^T$$

Donde:

D_p= Demanda Proyectada

D_a= Demanda Actual

I_c= Índice de Crecimiento

T= Número de años proyectados

Asimismo los valores calculados no difieren en más del $\pm 1.5\%$ de los valores calculados por el MINEM.

³⁹ Para el año 2005 se contó con una demanda de 3305 y un potencia efectiva instalada de 4470 MW

económicas y con generación bastante importante, caso contrario obtendrán tarifas bastante elevadas.

Es importante indicar que la incorporación de los Grandes Usuarios al mercado Spot, traerá consigo una atenuación de la asimetría de información entre los diferentes agentes existente en la actualidad, ya que en el esquema en el cual solo las generadoras participan del mercado Spot, dichas empresas generadoras poseen una mayor cantidad de información, datos históricos y estimaciones que determinan el valor futuro: precios Spot históricos, datos de variables que afectan el precio como los combustibles, costos variables de la operación de las unidades de generación, volúmenes de los afluentes de embalses, etc. Esta asimetría existente otorga una ventaja a los generadores a la hora de negociar con un cliente libre, lo cual ahora cambiará.

ii) Lecciones de la Experiencia Internacional

Por otra parte según la experiencia internacional en la creación de un mercado Spot abierto para todos los potenciales participantes del mercado, es uno de los principales prerrequisitos para la utilización de instrumentos financieros derivados⁴⁰, con lo cual traerá la aparición de Consultores (remunerados por el trabajo realizado), los cuales presentaran asesorías a los Grandes Usuarios de electricidad para poder determinar su política comercial.

Esta política comercial en el mercado de Usuarios Libres se verá reflejado de la siguiente manera.

- ✓ Existirán Grandes Usuarios que Opten por contratar parte de su demanda con generador y la otra porción de su demanda la compren en el mercado Spot, con lo cual tratarán de protegerse del riesgo del Spot,

⁴⁰Un Derivado es un acuerdo entre dos partes con expectativas diferentes con relación al comportamiento futuro del mercado; existen tres tipos de derivados básicos: Forwards, Futuros y Opciones [1]

así como tratarán de ser partícipes de los beneficios que este mercado les pueda traer.

- ✓ Asimismo existirán otros Grandes Usuarios que no Opten por someterse a los riegos del Spot, con lo cual trataran de obtener tarifas más competitivas por las licitaciones o por acuerdo directo con un proveedor.

7.3.2.2. Proyección

De concretarse los proyectos de generación para el próximo quinquenio el mercado Spot ofrecerá precios bastante rentables con lo cual algunos grandes usuarios estarán interesados en operar en este mercado.

En el nuevo escenario en el que se moverán los Usuarios Libres, producto de los nuevos riegos y juegos de mercado se estará abriendo paso a la paulatina introducción de nuevos negocios derivados de las transacciones comerciales en la compra y venta de energía eléctrica, lo cual alcanzaría un mayor desarrollo si existiera el agente comercializador.

La apertura de los Grandes Usuarios al mercado Spot, les permitirá a los Usuarios Libres acceder a información que antes les era restringida, lo cual les permitirá obtener una mejor negociación a la hora de transar sus precios con un proveedor.

La apertura del mercado Spot para los Grandes Usuarios conllevará a una mejora en la eficiencia del mercado eléctrico, ya que los grandes consumidores podrán obtener precios reales del abastecimiento de energía.

7.3.3. Nueva Opción Para Usuarios Libres

Ley Nº 28832 - Primera Disposición Complementaria Final.

“Los usuarios con una máxima demanda anual comprendida dentro del rango que se establezca en el reglamento podrá acogerse a su elección, a la condición de Usuario Libre o Regulado” [44].

7.3.3.1. Análisis

Luego de la reforma de los 90' en la cual se crea la figura de los clientes libres y se fija como clientes libres a aquellos usuarios con demandas mayores a 1MW, los clientes han mostrado cierta resistencia a pasar este límite ante el temor de convertirse en cliente libre, este temor se debía principalmente a las siguientes causas:

- ✓ El precio a pactar el potencial cliente libre sería mayor al de un usuario regulado.
- ✓ Los potenciales clientes libres sentían que no tenían las condiciones técnico - económicas para poder transar una tarifa competitiva con otro proveedor que no sea el concesionario del área de distribución.

Ante lo que pretende la nueva normatividad del sector eléctrico para optar por un suministro libre o regulado⁴¹, se crea un clima de incertidumbre en la cual se tiene el temor si con este nuevo esquema se alcanzará la tan anhelada competencia en el mercado libre.

Para tener una visión y proyección del comportamiento de los clientes bajo este nuevo régimen es necesario ver el comportamiento de los usuarios que se

⁴¹ Todo indica que los usuarios con opción a optar por un suministro libre, sería para aquellos cuyo rango de consumo está entre 500kW y 2000kW; ello según versiones verbales en exposiciones presentadas por Víctor Orrmeño (Funcionario del Osinerg), asimismo en el Capítulo 3 – (Item 3.3.4.1: Flexibilización del mercado libre) del Ante Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica [15], a la letra señala: ..(...) los clientes que se encuentren en el rango entre 500kW y 2000kW podrían optar para ser calificados como libres o retomar a ser regulados (...). Todo ello sería formalizado en la reglamentación de la Ley 28832

encontraban en los límites de potencia para ser considerados como clientes libres, en tal sentido mostraremos:

- i) Incrementos de Carga Mayores a 600kw - Luz del Sur- 2005
- ii) Nuevos Suministros Mayores a 600kW - Luz del Sur en el año - 2005
- iii) Lecciones de la Experiencia Internacional (detallada en el Capítulo VI).

i) Incrementos de Carga Mayores a 600kw - Luz del Sur- 2005

Item	Cliente	Potencia Final kW	Potencia Inicial kW	Incremento Real kW	Suministro N°
1	Compañía Minera Condestable	8000	6500	1500	1093578
2	Gloria S.A.	6200	5000	1200	725542
3	Protisa	4900	4900	0	342192
4	Creditex (EGENOR)	4600	2900	1700	497933
5	Coorporacion Miyasato (Enersur)	3200	2600	600	344718
6	Algodonera Peruana	2200	1800	400	63915
7	Amanco del Peru	1800	1250	550	319370
8	Metrocolor S.A.	1200	500	700	1151530
9	Snacks América Latina	1000	800	200	574490
10	Ac Farma S.A.	1000	250	750	1252390
11	Southamtex	999,9	9,5	990,4	796394
12	Coldesac	980	600	380	374644
13	Papelera Nacional S.A.	900	373	527	536363
14	Hipermercados Metro	900	400	500	1227744
15	Laboratorios Trifarma	900	300	600	690352
16	Jacinto Poblete E.I.R.L.	880	630	250	208008
17	Banco de Credito	850	480	370	648323
18	Clinica Internacional	800	105,98	694,02	190237
19	Artesco S.A.	800	670	130	407220
20	Hersil S.A.	800	480	320	856814
21	Hilano S.A.C.	800	300	500	1354324
22	Supermercados Peruanos - La Molina	800	200	600	1227770
23	Diseño y Color	800	270	530	778110
24	Insumex S.A.	800	350	450	295908
25	Corporación Infarmasa	800	590	210	210781
26	Supermercados Peruanos- Risso	769	250	519	334809
27	Textimax	750	400	350	1340867
28	Manchete S.A.C.	700	300	400	986190
29	Banco Sudamericano	700	50	650	172813
30	Universidad San Martin	693	278	415	200330
31	Mincetur	650	130	520	411789
32	Coorporación Nacional De Angioplastica	604	3,9	600,1	137651
33	Atlas Copcos.A.	600	250	350	647986
34	Agua Mineral San Mateo	600	500	100	1299168
35	JE Construcciones Generales (Saga Falabella)	600	60	540	380370
36	Papelera Del Sur - Lurin	600	300	300	1367376
37	Asoc. De Prod. Agric. Mercado	600	300	300	110721

Tabla 7-3: Incremento de Carga Mayores a 600kW-Luz del Sur-2005

Como se puede apreciar en la Tabla 7-2, Luz del Sur en el año 2005, realizo 37 incrementos de carga a sus clientes en media tensión mayores a 600kW, de los cuales solo un cliente regulado incremento su carga para pasar de ser cliente regulado a cliente libre. Asimismo se puede observar que muchos clientes optaron por no pasar los 1000kW de potencia para no ser considerados como clientes libres (detalle mostrado en Figura 7-6), con lo cual queda demostrado la resistencia de los clientes mayores a 600kW para optar por un suministro libre.

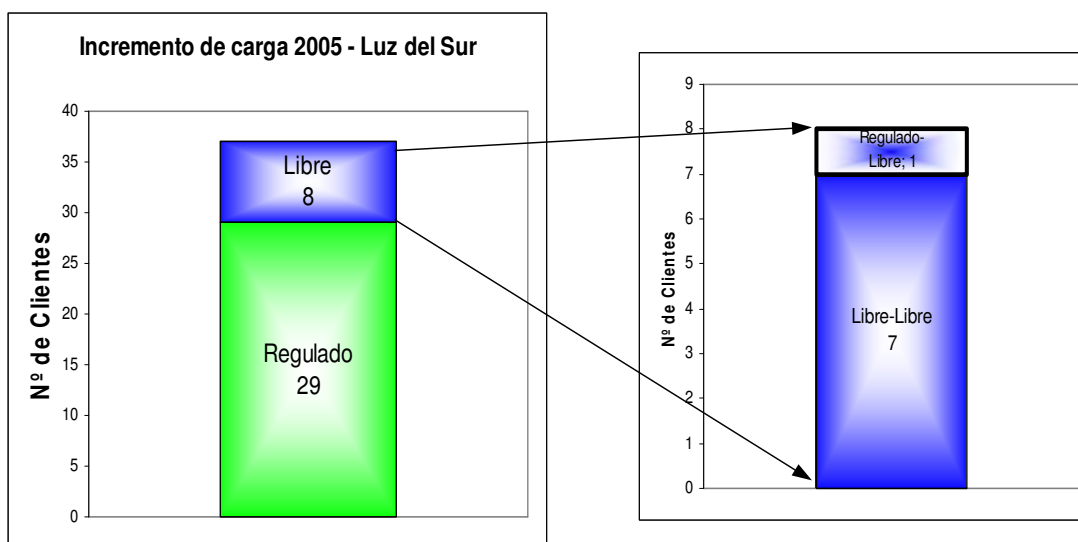


Figura 7-6: Esquema de Comportamiento de Clientes, por Incremento de Carga Mayor a 600kW – Luz del Sur – 2005

ii) Nuevos Suministros Mayores a 600kW - Luz del Sur en el año - 2005.

ITEM	Cliente	Potencia Final kW	Potencia Inicial kW	Incremento Real kW	Suministro N°
1	AMBEV	8000	0	8000	
2	Municipalidad Metropolitana de Lima-Parque de la Reserva	2600	0	2600	
3	Tiendas Ripley - Chorrillos	2000	0	2000	1482424
4	Marmolería Gallos	1000	0	1000	1455832

5	PROTISA	1000	0	1000	1461356
6	Inversiones Numera S.A.C.	990	0	990	1478159
7	Caliza Cemento Inca	980	0	980	1473146
8	Saga Falabella	970	0	970	1469042
9	Saga Falabella	920	0	920	1469045
10	Tres Palmeras	903	0	903	
11	Cinco Robles	805	0	805	
12	Casinelli S.A.	800	0	800	1475689

Tabla 7-4: Nuevos Suministros Mayores a 600kW.

Como se pudo observar en la Tabla 7-3, en el 2005 se atendieron 12 nuevos suministros mayores a 600kW, de los cuales 3 clientes solicitaron suministros libres, los cuales son empresas o instituciones de mucho solvencia económica, los 9 restantes solicitaron nuevos suministros cercanos a los 1000kW, lo cual acentúa las evidencias de los usuarios por No optar un suministro libre, gráficamente se representa en la Figura 7-7.

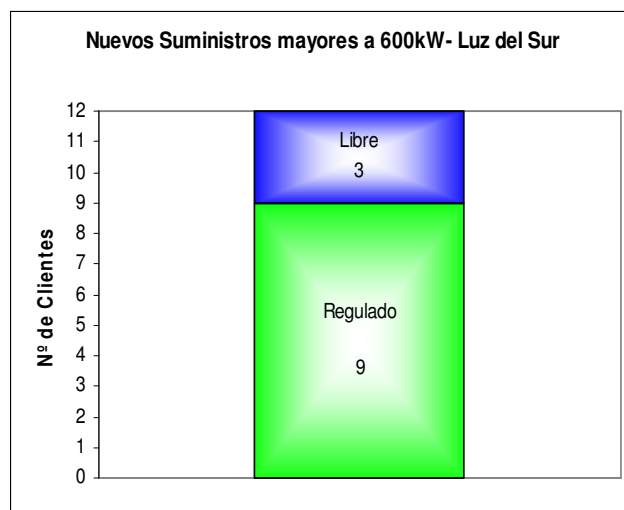


Figura 7-7: Nuevos Suministros Mayores a 600kW.

Asimismo muchos clientes que son regulados y tienen la intención de pasar a ser clientes libre, terminan optando por separar sus lotes para solicitar dos o más suministros regulados que les permita cubrir su demanda y evitar ser

cliente libre, ejemplo edificio Petroperú - San Isidro, Saga Falabella - Las Begonias – San Isidro.

Por otra parte como se señaló en el Capítulo V – Ítem 5.3, el mercado de clientes libres se encuentra polarizado en su abastecimiento, tal es así que de los 197 clientes libres con consumos menores o iguales a 3MW, el 75% son abastecidos por las empresas generadoras (ver gráfico 7.8), lo cual muestra un claro dominio de las distribuidoras por abastecer este mercado, ante lo cual no es muy claro que con la nueva opción de optar por un suministro libre se baya mejorar la competencia en el mercado de clientes libres, ya que como se muestra los generadores tienen poco interés en abastecer el mercado de los pequeños clientes libres y por consiguiente los consumidores al verse limitados un sus opciones de compra y negociación muchas veces es técnica y económicamente más factible optar por un suministro regulado⁴².

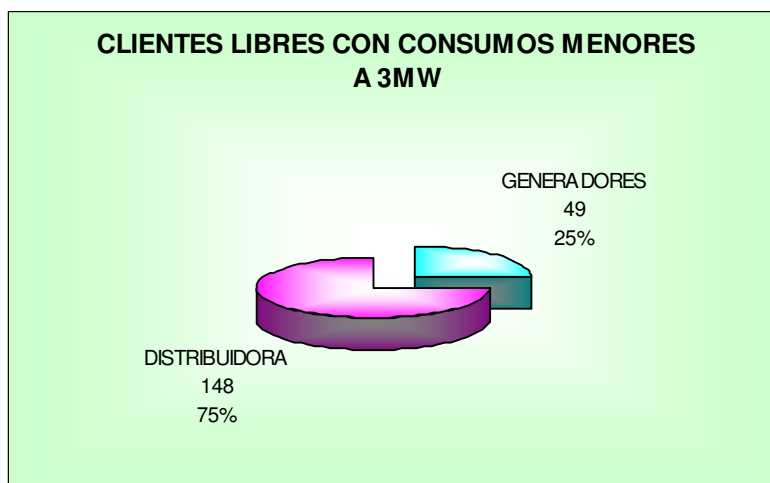


Figura 7-8: Abastecimiento a Clientes Libres con Consumos Menores a 3MW.

Este problema trae consigo muchas consecuencias, entre ellas limita del desarrollo de la pequeña y mediana industria.

⁴² Es importante destacar ante lo que probablemente será el intervalo de consumo entre 500kW y 2000kW para optar por un suministro libre, en la actualidad existe alrededor de 159 Clientes Libres, con consumos menores o iguales 2000kW, de los cuales 121 (76%) son abastecidos por empresas distribuidoras.

iii) Lecciones de la Experiencia Internacional

Del análisis de la experiencia internacional (Capítulo VI) podemos notar que en otros países en los cuales se tiene desarrollado la figura del comercializador y se optó por disminuir el límite de potencia para optar por ser Usuario Libres, se puede observar claramente que el número de usuarios libres se incrementaron, es decir el mercado se volvió más desregulado, tal es caso específico de Colombia el cual para el año 2005 contaba con 4530 usuarios libres. Caso similar pero en menor intensidad se presenta en Argentina donde el crecimiento del mercado libre se viene desarrollando en forma sostenida, ello a pesar de la crisis económica que afectó este país en el 2003.

En otros países en los cuales el usuario también tiene la opción de optar ser libre o regulado y no se incentiva el desarrollo de la comercialización, los potenciales usuarios libres fueron recelosos y optaron por contratar a tarifa regulada, una clara muestra de ello es Brasil país en el cual el número de usuarios libres es relativamente bajo para la magnitud de este mercado (Enero del 2006 existían 406 usuarios libres), asimismo en este país la figura del comercializador recién se está dando un mayor impulso a partir de la reglamentación del 2004.

En nuestro país los generadores se dedican fundamentalmente a la generación y no a la comercialización de energía, no es claro que esta nueva segmentación del mercado provoque cambios significativos en el mercado libre, ya que si los generadores no son capaces de ofrecer productos y servicios comercialmente atractivos, los clientes regulados con opción de ser libres no tendrán incentivos para transformarse en libres.

Por todo lo descrito anteriormente se puede decir:

7.3.3.2. Proyecciones

- ✓ Ante lo que propone la nueva ley señalando: “Los usuarios con una máxima demanda anual comprendida dentro del rango que se establezca en el reglamento podrá acogerse a su elección, a la condición de Usuarios Libres o Regulados”, las referencias históricas nos señala que los clientes tienen temor de optar por un suministro libre, por lo cual se prevé que los usuarios comprendidos en el rango para optar por un suministro libre, optarán por ser Usuarios Regulados, todo ello hasta que nuestro mercado eléctrico alcance un mayor desarrollo y puedan dar paso en el futuro a la apertura de nuevos agentes.
- ✓ Al caducar muchos contratos de suministro en el mediano plazo de Usuarios Libres comprendidos dentro del rango que se establezca en el reglamento de la Ley 28832; y al poseer estos, tarifas promedio superiores a los de los Usuarios Regulados⁴³, estos usuarios optarán por no renovar sus respectivos contratos para optar por un suministro regulado.
- ✓ Teniendo presente que con las Agrupaciones y/o Consorcios de Usuarios Libres se alcanza una mayor competencia, Los clientes cuya máxima demanda anual esté comprendida dentro del rango que se establezca en el reglamento de la Ley 28832, para optar por un suministro libre, se inclinarán por ser Usuarios Libres si tienen la posibilidad de agruparse con lo cual podrán mejorar sus condiciones de negociación, caso contrario estos se mostrarán recelosos a ser Usuarios Libres y optarán por una tarifa regulada, tal como se indico anteriormente⁴⁴.

⁴³ Se señaló en el Capítulo V, que el conjunto de problemas por los que atravesaban los clientes libres conllevaba a una tarifa final en el punto de suministro superior a la de un usuario regulado, y por ello el temor de optar por un suministro libre.

⁴⁴ Versión corroborada con expertos de las empresas más importantes del país, cuyo nombre a pedido de los mismos es mantenido en reserva.

7.4. Mejoras Que se alcanzarán con la Ley 28832.

- ✓ La medida más resaltante e innovadora es la fomentar la Asociación y/o Agrupación de Usuarios Libres de electricidad, lo cual permitirá que los usuarios con bajos consumos de energía puedan agruparse y negociar tarifas más competitivas.
- ✓ La inclusión de los Grandes Usuarios al mercado Spot es sin duda un gran paso en miras a desregular el mercado eléctrico, con lo cual los Clientes de Mayor consumo podrán obtener precios reales de energía y potencia, asimismo se está incentivando la paulatina introducción de las distribuidoras al mercado spot, lo que abrirá paso en un futuro a nuevos negocios derivados de la comercialización de energía eléctrica.
- ✓ Los usuarios y pequeñas industrias con consumos menores a 1MW, que no incrementaban sus demandas ante el temor de pasar a ser Usuarios Libres, lo harán con este nuevo marco normativo lo cual conllevará a un crecimiento del consumo de energía y por consiguiente aumentará la producción de la pequeña y mediana empresa en nuestro país.

7.5. Falencias de la Ley 28832.

- ✓ No se incentiva a las empresas generadoras para abastecer a los pequeños Usuarios Libres de electricidad.
- ✓ El nuevo límite de potencia para optar por un suministro libre o regulado, no incentiva la verdadera desregulación del mercado eléctrico, por el contrario ante lo históricamente mostrado, aquellos usuarios que tengan la opción de ser libres o regulados optarán por tener suministros regulados, ello por la falta de medidas más concretas que incentiven la desregulación del mercado.

- ✓ Para obtener la condición de Usuario Libre no se realizó un exhaustivo análisis acorde a nuestra realidad y mas bien se optó por imitar un modelo ya existente condicionado para a otro tipo de realidad lo cual en el futuro se verá reflejado así como en la actualidad en una falta de competencia.
- ✓ Las Licitaciones de las distribuidoras para el mercado libre de electricidad no debe ser separada a las licitaciones de energía que compran para el mercado regulado, ya que distribuidores y generadores al competir por el mismo mercado, los generadores podrían formar colusiones para ofertar precios elevados en las licitaciones con lo cual solo se perjudicarían los clientes libres al ya no existir rango de referencia entre precios libre y regulado⁴⁵.

⁴⁵ Versión Corroborada con expertos de las empresas eléctricas más importantes del país cuyos nombres a pedido de ellos es mantenido en reserva.

CAPITULO VIII

PROPUESTAS COMPLEMENTARIAS A LA LEY N° 28832, PARA EL MERCADO DE USUARIOS LIBRES DE ELECTRICIDAD

8.1. Introducción

En el presente capítulo se propondrán una serie de medidas complementarias al Ley 28832 en el mediano y largo plazo, con el objeto de alcanzar la máxima eficiencia y competencia del mercado de Usuarios Libres de nuestro país, ello basado principalmente en la experiencia de nuestro mercado eléctrico y la experiencia de los diversos países investigados en el Capítulo VI, asimismo para el desarrollo del presente capítulo se realizó entrevistas a distintos expertos de mercados eléctricos y especialistas en Usuarios Libres de electricidad en nuestro país, los cuales me permitieron dar una visión más real para dar las propuestas finales del presente capítulo.

8.2. Lecciones de la Experiencia Internacional

Del análisis de la experiencia internacional anteriormente descrita se puede observar que en países como: Colombia y Argentina la figura del comercializador ha sido fuertemente desarrollada, por tal razón cuando estos mercados bajaron sus límites de consumo de energía, aumentó de manera muy notoria el mercado de Usuarios Libres, pese a que estos tenían la opción de optar por un suministro regulado.

En el Brasil si bien el número de Clientes Libres es relativamente poco debido principalmente al alto límite de potencia para ser parte de este mercado, añadido a ello que la figura del comercializador recién fue promovido con fuerza desde el 2004, en los últimos años está optando por liberalizar

completamente su mercado, y para ello está reforzando la figura del comercializador y bajará en los próximos años el límite de potencia para ser usuario libre a 1MW.

Chile al igual que en el Perú, por contar un marco regulatorio similar, el mercado de Usuarios Libres ha sido mayormente absorbido por las empresas concesionarias de distribución.

Ante ello hace falta que el Perú tenga un Modelo de Marco Regulatorio Propio acorde a su realidad y no sea una mera imitación a la de otros países.

8.3. Mercados Minoristas

El modelo de competencia a nivel minorista, se caracteriza porque permite que todos los clientes elijan entre comprar a un generador directamente, o bien a un comercializador. Este modelo supone la existencia de un mercado mayorista competitivo y desregulado como el que actualmente se viene promoviendo en nuestro país, intentando transmitir este ambiente competitivo a los segmentos minoristas [10].

Características de los Mercados Minoristas.

- ✓ En los Mercados Minoristas, todos los consumidores de un modo u otro pueden elegir a quién comprar, mientras que en los mercados mayoristas sólo los grandes consumidores y compañías distribuidoras, pueden elegir.
- ✓ Las ventas en un Mercados Minoristas son una actividad netamente comercial que no requiere la propiedad de la red de distribución (aunque en muchos casos, hasta ahora, el dueño de la red también compite como comercializador minorista).

- ✓ Las compañías de distribución tienen acceso abierto a los servicios del transporte en modelos de competencia mayorista, pero los consumidores no tienen acceso a las instalaciones de la distribución. En los modelos de competencia minorista, los consumidores y los comercializadores minoristas tienen acceso abierto a las instalaciones de la distribución y del transporte.

8.4. Ventajas de los comercializadores

- ✓ La introducción de la comercialización crea un ambiente competitivo, en especial en el sector de distribución. Dependiendo de la eficiencia con que trabaje el comercializador, esta competencia puede beneficiar a toda la sociedad, logrado precios inferiores o iguales a los existentes. Así los clientes pueden suscribir contratos que se ajusten a sus requerimientos y protegerse de variaciones de precios.
- ✓ Los comercializadores al no ser dueños de la producción, es decir los que no son generadores, tienen la posibilidad de elegir comprar energía de distintos proveedores, de manera que resulte conveniente para los consumidores. Los comercializadores compraran energía al generador más barato o al que realice una mejor oferta, y luego ofrecen toda esta energía a un precio competitivo con los generadores.
- ✓ La existencia de comercializadores competitivos puede producir reducción de costos en todos los eslabones de la cadena de abastecimiento. Los comercializadores pueden variar significativamente los costos por comercialización e influir además en la fiscalización de la eficiencia de los segmentos de transporte, ya que ello influye directamente sobre sus ofertas a clientes finales y sobre sus utilidades particulares.

- ✓ Estimula la competencia en generación: las heterogéneas negociaciones y los términos de los contratos entre generadores y comercializadores competitivos, produce mayor presión sobre los generadores que las homogéneas negociaciones con distribuidores monopólicos regulados.
- ✓ Entrega mayor liquidez al mercado mayorista debido al incremento y cambio de expectativas de los agentes compradores en el mercado, abriendo la posibilidad de que aparezcan intermediarios financieros.

8.5. Premisas del Diseño de la Propuesta

- ✓ En el escenario futuro, teniendo como horizonte los próximos 7 años, la demanda un escenario base se situará alrededor de los 6000MW⁴⁶, escenario en el cual existirá muchos consumidores y según se proyectó una mayor cantidad de empresas generadoras, escenario en cual habrá la necesidad de crear un mercado eléctrico más dinámico y competitivo.
- ✓ La propuesta de diseño de mercado en el largo plazo debe ser compatible al marco regulatorio vigente.
- ✓ Ante lo históricamente demostrado y según las proyecciones dadas en el Capítulo VII, Los Generadores tienen poco incentivo para abastecer a los pequeños Usuarios Libres.
- ✓ La experiencia internacional nos muestra que la competencia en el abastecimiento de energía de los Usuarios Libres se ha potenciado con la apertura y desarrollo de nuevos agentes comercializadores al mercado⁴⁷.

⁴⁶ Considerando un factor base de crecimiento de 6.5 %, lo cual puede incrementar de entrar algún proyecto minero importante o de firmarse algún Tratado de Libre Comercio (TLC), lo cual es muy probable.

⁴⁷ Detallado en el Capítulo VI

- ✓ La introducción de los agentes comercializadores en la próxima reforma de la ley de concesiones eléctricas es inminente, ante lo cual es necesario fijar un mercado al cual estos puedan acceder⁴⁸.
- ✓ Se busca generar un mercado más desregulado, competitivo y eficiente.

8.6. Propuesta de Mercado en un escenario de Largo Plazo

Tratando de mantener un alto grado de consistencia con el marco regulatorio actual, para el escenario futuro de mediano a largo plazo, se plantea básicamente la introducción de los agentes comercializadores, como medio que permita generar una mayor competencia y eficiencia en el sector eléctrico, los cuales solo podrán abastecer a los Usuarios Libres, asimismo se plantea la existencia de tres tipos de Usuarios Libres, cada uno de ellos clasificados según sus características, necesidades y poder de negociación:

- ✓ Pequeños Usuarios Libres
- ✓ Medianos Usuarios Libres
- ✓ Grandes Usuarios Libres

Por otra parte se propone mantener el modelo tipo Pool obligatorio con ofertas de compra y venta, de la misma manera como sucede en la actualidad, las cuales están enmarcadas en la Ley de Concesiones Eléctrica y la Ley 28832, asimismo el mercado deberá estar potenciado por las licitaciones y los contratos de tipo bilateral financiero para los Distribuidores, Usuarios Libres y los Comercializadores.

⁴⁸ En la versión inicial del Ante Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente en Generación Eléctrica [15] , ahora Ley N° 28832 [44], se encontraba definida la figura del Comercializador y además era considerado un agente más del Mercado Eléctrico Peruano, la que posteriormente fue sacada por la presión de algunos grupos económicos, tal como muestra el anexo C del mencionado Ante Proyecto [15], ante lo cual señalaron que la Figura del Comercializador debería incluirse en la próxima reforma de la Ley.

El Pool dentro del modelo presentado, se encarga de desarrollar la operación física, comercial y económica del sistema.

Las empresas transmisoras proporcionan los servicios de red del sistema. No se descarta el uso de bandas de precios o precios topes en las ofertas de venta de energía.

Todos lo demás agentes del mercado se plantea que sigan siendo enmarcados según establece la Ley 28832 y la Ley de Concesiones Eléctrica.

La Figura 8-1 muestra la estructura del modelo de mercado propuesto

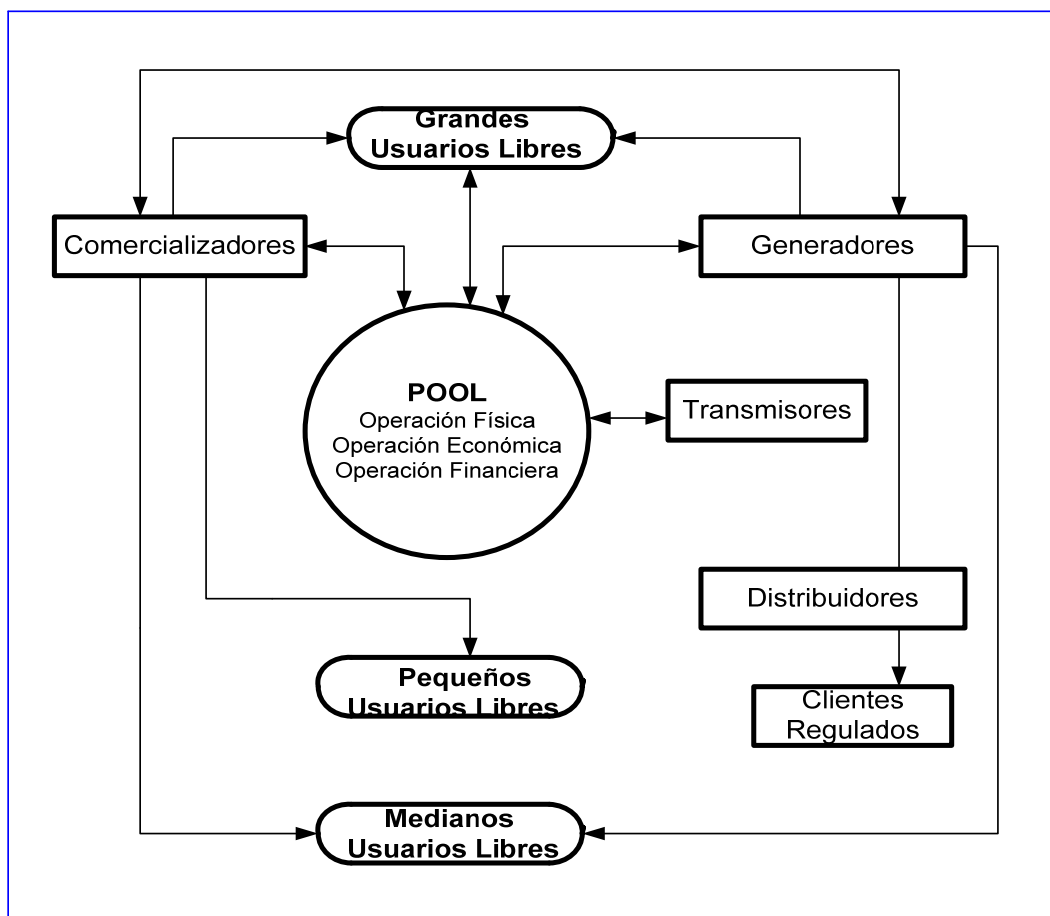


Figura 8-1: Estructura del Modelo de Mercado Propuesto

8.7. Usuarios Libres y Regulados en el Esquema Propuesto

8.7.1. Usuarios Libres

Son aquellos usuarios que no están sujetos a regulación de precios por energía y potencia, los cuales podrán ser clasificados en tres tipos según sus características, necesidades y poder de negociación

Clasificación de Usuarios Libres en el nuevo esquema:

8.7.1.1. Pequeños Usuarios Libres

Son aquellos usuarios con “Opción a Optar por un Suministro Libre”^{49 50}, con una demanda máxima a la establecida en el reglamento de la Ley 28832, lo cual les permitirá tener la opción de tener un suministro libre o regulado, según su elección.

Es necesario Indicar que con miras a tener un grado de compatibilidad con el marco normativo y regulatorio actual, se propone que el rango de consumo para se considerado pequeño Usuario Libre, sea el mismo al que será próximamente reglamentado en la Ley 28832, ya que la normatividad no puede estar cambiando constantemente, lo cual podría generar distorsiones al mercado, lo que se busca es tratar de mejorar o perfeccionarlas la normatividad existente.

- ✓ En caso de optar por un suministro libre de electricidad, serán abastecidos por un comercializador a tarifa no regulada. (Pequeño Usuario Libre).

⁴⁹ Señalada en la Primera Disposición Complementaria Final de la Ley 28832

⁵⁰ Todo indica que los usuarios con opción a optar por un suministro libre, sería para aquellos cuyo rango de consumo está entre 500kW y 2000kW; ello según versiones verbales en exposiciones presentadas por Víctor Orrmeño (Funcionario del Osinerg), asimismo en el Capítulo 3 – (Item 3.3.4.1: Flexibilización del mercado libre) del Ante Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica [15] , a la letra señala: ..(...) los clientes que se encuentren en el rango entre 500kW y 2000kW podrían optar para ser calificados como libres o retomar a ser regulados (...). Todo ello sería formalizado en la reglamentación de la Ley 28832.

- ✓ De optar por un suministro regulado será abastecido por la distribuidora local a tarifa regulada (Clientes Regulados).

El “Pequeño Usuario Libre” no puede establecer contratos directamente con las empresas generadoras ni comprar energía en el Pool, pues sus atribuciones no le permiten la participación directa en el mercado mayorista. Lo anterior tiene como consecuencia la apertura de un mercado para empresas “Comercializadoras” que compitan entre sí y les permita competir con las distribuidoras para abastecer a los usuarios con “Opción a Optar por un Suministro Libre”; físicamente el proveedor es un distribuidor o un transmisor.

8.7.1.2. Medianos Usuarios Libres

Son Aquellos Usuarios Libres que de manera individual o agrupados sumen un demanda de potencia superior al límite máximo para Optar por un Suministro Libre y menor o igual a 10 MW⁵¹, los cuales pueden ser abastecidos de energía eléctrica a través de licitaciones o contratos directos con empresas Generadoras o Comercializadoras.

8.7.1.3. Grandes Usuarios Libres

Son aquellos Usuarios Libres que de manera individual o agrupados sumen potencias totales superiores a 10 MW. Este tipo de clientes pueden ser abastecidos de energía eléctrica a través de licitaciones o contratos directos con empresas Generadoras o Comercializadoras, teniendo además de ello la posibilidad de comprar energía directamente en el Spot, acreditando un respaldo financiero equivalente a la energía que desean comprar. Los sistemas de medición de este tipo de consumidores deben cumplir con los requerimientos de medida y comunicación establecidos en el mercado mayorista.

⁵¹ Denominados en la actualidad como Grandes Usuarios, según ley 28832.

8.7.2. Clientes Regulados

Son aquellos clientes que poseen una demanda máxima anual inferior al límite establecido por la ley para Optar por un Suministro Libre y serán atendidos a tarifa regulada, por la distribuidora local. No se presentan mayores variaciones con respecto a las características actuales de los clientes regulados.

8.8. Sustento de la Propuesta del Comercializador de Energía

Ante lo que propone la Ley de “Optar por un Suministro Libre” para aquellos usuarios que estén comprendidos dentro del rango se que establezca el reglamento de la Ley 28832, los datos históricos⁵² nos muestran que los clientes, tiene temor de optar por un suministro libre, asimismo como se señaló en el capítulo VII, esta situación posiblemente no se revierta en los próximos años.

De igual manera a la luz de los resultados obtenidos por los Clientes Libres producto de la reforma de los 90’ (detallado en el Capítulo III), los cuales nos muestran que el número de clientes libres permanece prácticamente estancado alrededor de 250, pese al alto crecimiento de la demanda de los últimos años, de igual manera distinguimos que la mayoría de clientes en media tensión (MT) son abastecidos por empresas distribuidoras, los cuales son clientes pertenecientes al sector de la pequeña y mediana industria cuyo precio medio es superior al precio medio del mercado libre⁵³.

Añadido a ello la polarización en el abastecimiento del mercado de clientes libres ostentado las distribuidoras para consumos menores o iguales a 3MW el 75% de los clientes libres frente a un 25% de las generadoras, invirtiéndose tal situación para consumos mayores a 3MW, donde las generadoras abastecen el 80% de los clientes liebres frente a un 20% de las distribuidoras⁵⁴.

⁵² Mostrados en el Capítulo VII

⁵³ Mayor detalle Capítulo IV

⁵⁴ Demostrado en el Capítulo V

Mostrando además en el capítulo VII con datos reales de una de las empresas concesionarias más importantes del país, la resistencia de los clientes libres a optar por un suministro libre.

Por todo lo mostrado y demostrado nos lleva a pensar sí con los agentes existentes en el mercado es suficiente, para que los Usuarios Libres de electricidad obtengan un mayor grado de competencia en su abastecimiento o es necesario a futuro medidas más trascendentes para que esta situación mejore.

Ante ello demostraré la existencia de un mercado potencial en nuestro país para que en el mediano a largo plazo se introduzca la figura del Comercializador de Energía al Perú.

8.8.1. Comercialización Inmersa en Distribución

Si bien la actividad de comercialización está contemplada en la Ley de Concesiones Eléctricas⁵⁵, la figura del comercializador no está reglamentada ni reconocida en la referida ley, no existiendo en la actualidad ninguna empresa dedicada de forma exclusiva a dicho rubro⁵⁶.

Lo cual según algunas personas con destacado conocimiento en el tema, es por lo pequeño del mercado eléctrico, sin embargo su ausencia limitó la competencia en el mercado libre⁵⁷, ya que como se señaló las empresas generadoras no tienen mucho interés en abastecer a los clientes libres menores a 3MW⁵⁸ y no se presentó ningún caso que un distribuidor abastezca a un cliente libre que esté en un área diferente a su área de concesión.

⁵⁵ Artículo 1 de la Ley de Concesiones Eléctricas: "Las disposiciones de la presente Ley norman lo referente a las actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica (...)"

⁵⁶ La actividad de comercialización es desarrollada por las empresas de distribución dentro de sus zonas de concesión y por los generadores para sus clientes libres.

⁵⁷ Ello a pesar de los esfuerzos de la autoridad por mejorar la normatividad, mayor detalle ítem 3.6, Capítulos V y VII

⁵⁸ Mayor detalle en el Capítulo V

Por otro parte si bien el consumo de energía en los últimos años a crecido, producto de un país en desarrollo, esto no se evidencia en el crecimiento del número de clientes libres, pese a ser este el mercado donde se encuentran las grandes industrias, notándose que la energía vendida por las empresas distribuidoras (ver Figura 8-2) al mercado libre no ha crecido a un ritmo similar al del mercado regulado, asimismo las generadoras han incrementado sus ventas al mercado libre básicamente por el incremento del consumo de sus habituales clientes libres y por el ingreso de proyectos mineros importantes a nuestro país, más no por el abastecimiento a los pequeños clientes libres.:

Año	Generadores	Distribuidores		Total GWh
	Clientes Libres GWh	Clientes Libres GWh	Clientes Regulados GWh	
1996	1534	1990	6776	10300
1997	3029	2086	7287	12402
1998	4111	2123	7750	13984
1999	4466	2127	8055	14648
2000	4766	2355	8404	15525
2001	5901	1861	8655	16417
2002	6473	1887	9222	17582
2003	7162	1690	9611	18463
2004	7657	1639	10356	19652
2005	7788	1762	11143	20693
2006	8259	1871	12170	22300

Tabla 8-1: Evolución de Ventas de Energía Eléctrica por Tipo de Empresa

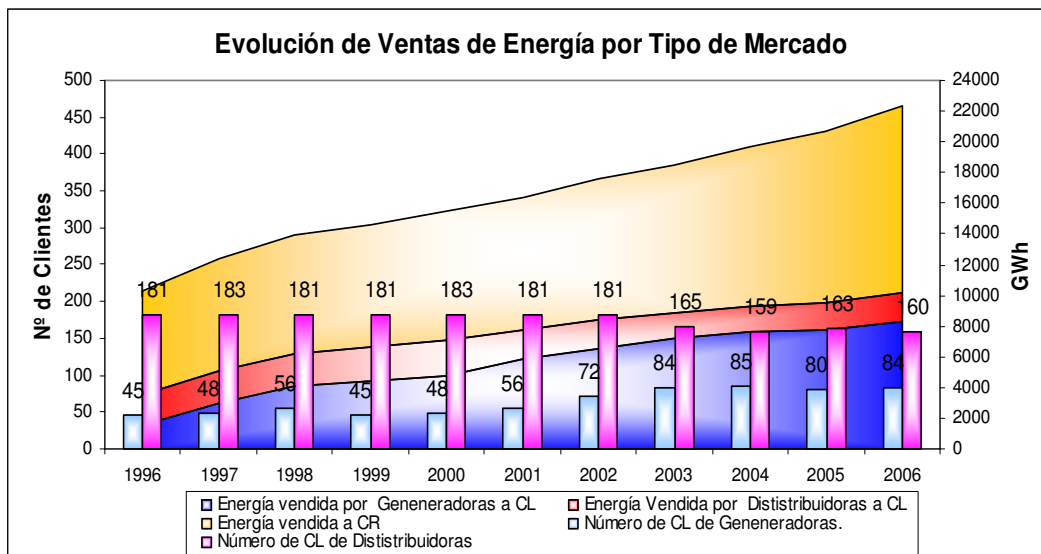


Figura 8-2: Evolución de Ventas de Energía Eléctrica por Tipo de Empresa

En la Figura 8-2 se distingue claramente como la franja roja (ventas de energía de distribuidoras a clientes libres) permanece casi constante, lo cual es una clara muestra de la resistencia de los clientes a optar por un suministro libre. Esto un indicador que se deben separar la actividad de “Comercialización de la Distribución”, para dar un mayor dinamismo al mercado y permitir que los nuevos agentes den una mayor competencia al mercado de clientes libres.

El siguiente gráfico muestra la variación del número de clientes libres en los últimos 10 años (en los últimos 5 años el número de clientes libres a disminuido de 253 a 244 [67]).

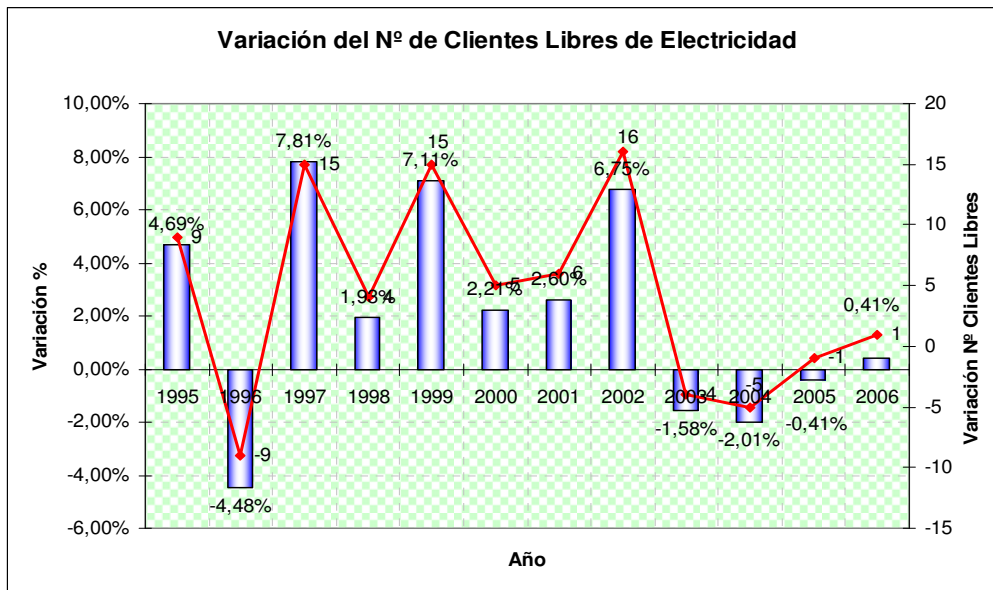


Figura 8-3: Variación del Número de Clientes Libres de Electricidad

8.8.2. Mercado Potencial del Comercializador de Energía.

8.8.2.1. Mercado Potenciales de Clientes Industriales con Suministros en Media Tensión

Ante la eventualidad de la introducción de un “Comercializador de Energía”, la primera opción de mercado que estos tienen son los mercados donde existe monopolio y a su vez existe una cantidad importante de clientes potenciales por abastecer; en el caso de nuestro país, como se detallo y demostró en el capítulo V, los clientes con consumos menores a 3MW, tienen problemas en su abastecimiento ya que las distribuidoras prácticamente manejan el monopolio dentro de su área de concesión, en tal sentido existe un mercado potencial para los Comercializadores de Energía en clientes con consumos menores a 3MW, los cuales la gran mayoría son clientes Industriales y poseen suministros en media tensión (MT), dicho mercado potencial se verá consolidado en el futuro con el crecimiento de nuestro mercado eléctrico.

A continuación se muestra la evolución del número de clientes pertenecientes al sector industrial⁵⁹.

Año	Tipo de Uso	Nº Cliente Libre	Nº Cliente Regulado	Nº Total
2006	Industrial	244	13318	13562
2005	Industrial	243	12556	12799
2004	Industrial	244	11917	12161
2003	Industrial	249	11351	11600
2002	Industrial	253	11161	11414
2001	Industrial	237	11287	11524

Tabla 8-2: Evolución del número de Clientes Industriales

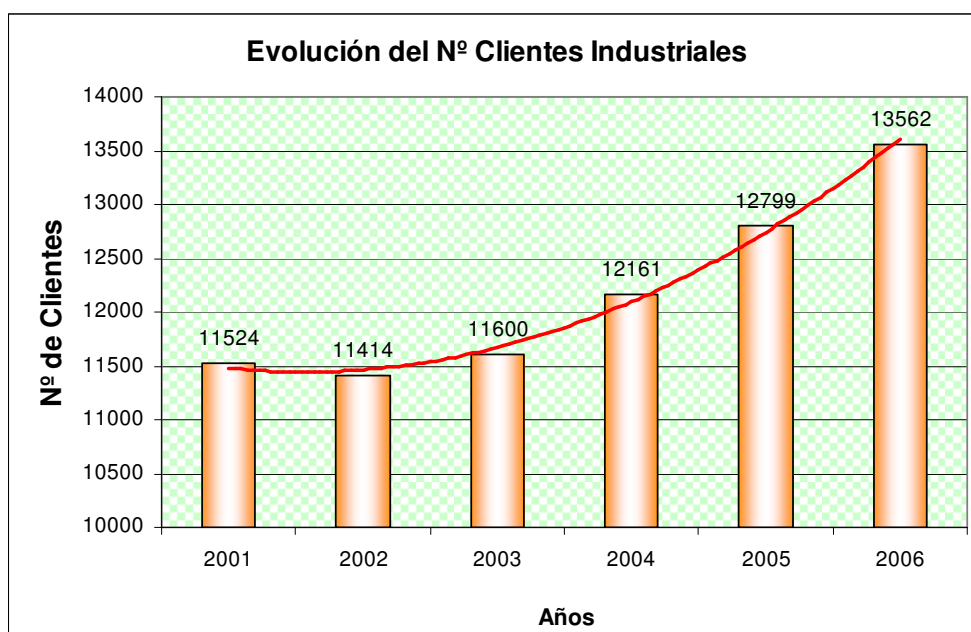


Figura 8-4: Evolución del Número de Clientes Industriales

La Figura 8-4 nos mostró el crecimiento de los clientes del sector industrial el cual fue alrededor del 6% para el último año [67]-[36], proyectando esta situación al 2014 a un factor medio de crecimiento del 5%, lo que posiblemente sea mucho mayor ante la inminente firma de tratados de libre comercio de nuestro país con otras naciones lo cual activará y potenciará aun más la industria de nuestro país.

⁵⁹ Incluye clientes con suministros en BT, MT, AT y MAT

En tal sentido la proyección de la cantidad de clientes industriales para el 2014 teniendo un factor de crecimiento del 5%⁶⁰ es:

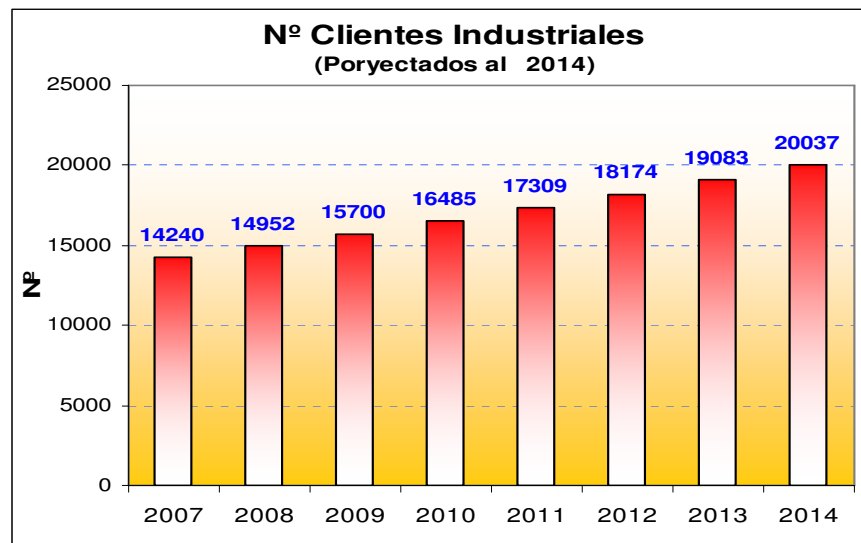


Figura 8-5: Número de Clientes Industriales Proyectados al 2014

De lo que podemos resaltar que para el 2014, se proyecta tener aproximadamente 20 000 clientes industriales, los cuales son potenciales clientes de los posibles “Comercializadores de Energía” en el Perú.

Asimismo como se indicó, un gran porcentaje de los clientes industriales son clientes en media tensión (MT), los cuales optan por esta opción de suministro no solo por sus requerimientos técnicos, sino también porque la tarifas en Media Tensión⁶¹ son mucho más económicas a los suministros de baja tensión y en grandes cantidades de consumo de energía un suministro en MT,

⁶⁰ La fórmula utilizada fue:

$$C_p = C_a \cdot (1 + I_c)^T$$

Donde:

C_p = Cantidad Proyectada

I_c = Índice de Crecimiento

C_a =Cantidad Actual

T = Tiempo proyectado

⁶¹ Opciones tarifarias MT2 - MT3 - MT4.

representa un ahorro de muchos miles de soles por mes, que es lo que finalmente buscan las empresas industriales⁶².

En tal sentido a continuación mostramos la evolución histórica de los clientes en media tensión (MT).

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
N' Clientes Libres MT	151	146	153	157	172	173	177	183	175	174	171	169
N' Clientes Regulados MT	3742	4306	4851	5368	5774	6259	6746	7163	7595	8116	8721	9451

Tabla 8-3: Evolución del Número de Clientes en Media Tensión

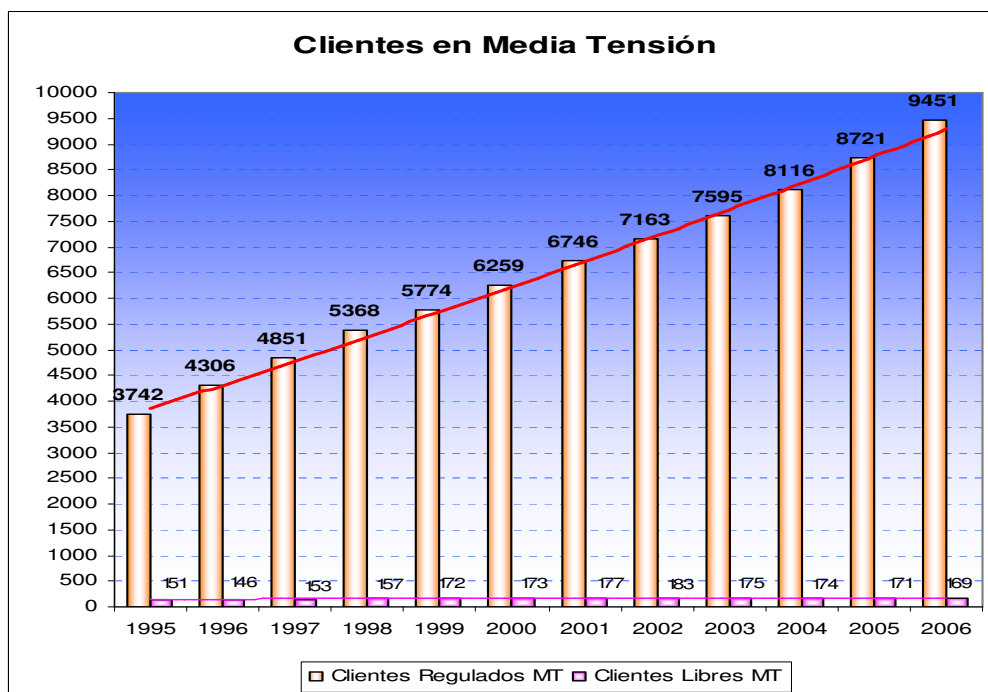


Figura 8-6: Evolución del N° de Clientes en Media Tensión

⁶² Es importante indicar que en nuestro mercado eléctrico, existe mucha asimetría de información, donde muchos clientes son abastecidos con opciones tarifarias que a la larga les genera sobre precios.

En la Figura 8-6 podemos observar que existe un gran número de clientes en MT que pertenecen al mercado regulado, los cuales vienen creciendo en cantidad, pero muchas veces sus incrementos de carga se ven limitados cuando están en los límites de potencia para optar por un suministro libre⁶³, evidenciándose esta problemática con el pobre crecimiento del número de clientes libres, lo cual no debe ocurrir en un mercado competitivo.

Para fines del 2006 la cantidad total de clientes en media tensión fue 9620, asimismo los clientes en media tensión, muestran un crecimiento constante y sostenido promedio del 8% anual, cuya potencia per cápita, se sitúa alrededor de 150 kW⁶⁴.

Es importante señalar que los clientes en MT, crecen en la medida que se incrementa el consumo en el sector industrial, ya que como se señaló anteriormente, gran parte de los clientes que se dedican a actividad industrial, poseen suministros en MT; en tal sentido ante la firma de nuevos tratados de libres comercio y con el desarrollo energético que viene alcanzando nuestro país, es muy probable que el índice de crecimiento de los clientes en media tensión sea muy similar al alcanzado en los últimos años⁶⁵.

Proyectando esta situación al 2014 y considerando un factor medio de crecimiento de 6.5% obtenemos los siguientes resultados⁶⁶:

⁶³ Mayor detalle tablas 7.3 y 7.4

⁶⁴ Considerando un factor de carga de 0.6

⁶⁵ En el 2005 y 2006 el número de clientes en media tensión creció alrededor de 8%, lo cual fue muy similar en años anteriores [36]-[67].

⁶⁶ La fórmula utilizada fue:

$$C_p = C_a * (1 + I_c)^T$$

Donde:

C_p= Cantidad Proyectada

I_c= Índice de Crecimiento

C_a=Cantidad Actual

T= Tiempo proyectado

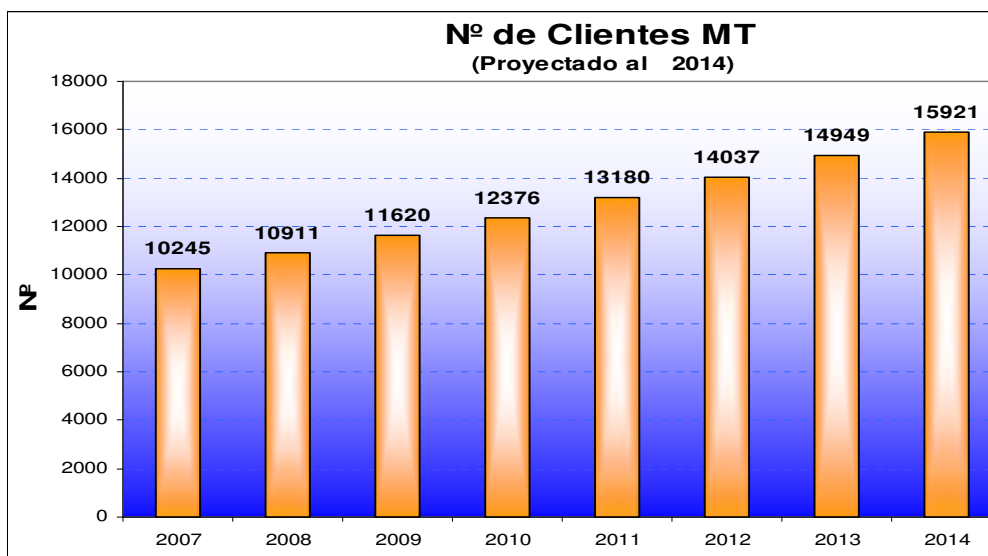


Figura 8-7: Número de Clientes en Media Tensión Proyectados al 2014

En tal sentido para el 2014, existe un mercado potencial cercano a los 16000 clientes en media tensión, los cuales en la mayoría de casos su demanda supera los 150kW.

De los que podemos concluir:

La cantidad de clientes industriales proyectados al 2014 sería superior a 20000 clientes de los cuales el mayor porcentaje de ellos poseen suministros en media tensión, lo que proyectado la cantidad de clientes con suministros en media tensión al 2014 nos da una cantidad cercana a 16 000 clientes, de lo que podemos deducir que para el 2014 los posibles Comercializadores de Energía en el Perú tendrían una cantidad potencial de 16 000 clientes Industriales en media tensión.

Es importante indicar que los clientes con “Opción a Optar por un Suministro Libre”, cuyo rango será establecido próximamente en el reglamento de la Ley 28832, lo cual todo indica que será inferior a 1MW⁶⁷ [15], con ello se

⁶⁷ Según versión del Libro Blanco [15]- Capítulo 3 – (Ítem 3.3.4.1: Flexibilización del mercado libre) del Ante Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica , a la letra señala: ..(...) los clientes que se encuentren en el rango entre 500kW y 2000kW podrían optar para ser calificados como libres o retomar a ser regulados (...).

aperturaría un mercado potencial para los comercializadores de Energía en el mediano plazo, que es precisamente el segmento donde entrarían a competir, ya que como se proyectó en el capítulo VII, las distribuidoras probablemente sigan manejando el monopolio de los clientes con consumos menores a 3MW.

8.8.2.2. Clientes del Sector Comercial

Por otra parte tanto en cantidad como en consumo de energía los clientes pertenecientes al sector comercial, representan una cantidad importante, siendo para el 2006 un total de 336127 clientes cuyo consumo de energía representa el 18.7% del total del SEIN, asimismo existe un porcentaje de usuarios del sector comercial que se situarán dentro del rango de los clientes a Optar por un Suministro Libre⁶⁸, con lo cual el mercado potencial en el que pueden entrar los Comercializadores de Energía es mucho más amplio y atractivo.

En la actualidad las ventas de energía para el sector industrial y comercial en conjunto representan más del 73%, con lo cual se distingue un mercado para el comercializador.

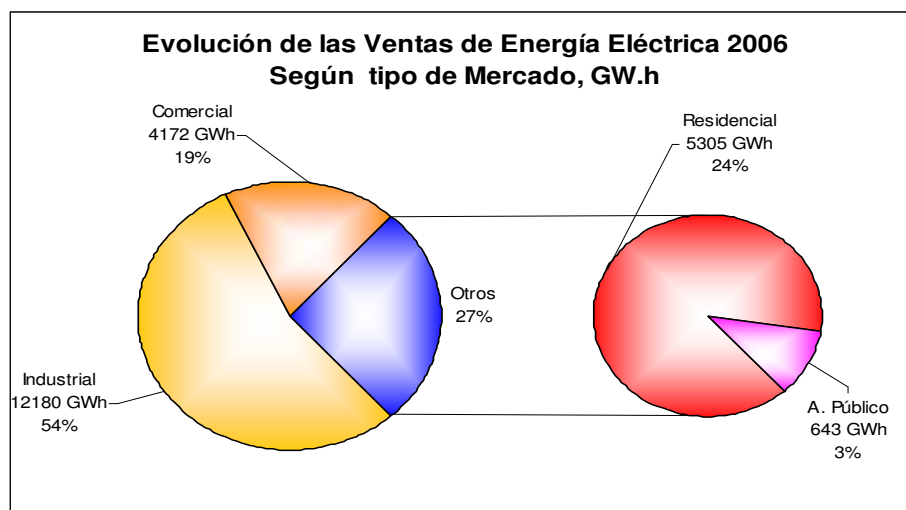


Figura 8-8: Evolución de las Ventas de Energía Según Tipo de Mercado

Lo cual fue corroborado con versiones verbales en exposiciones presentadas por Víctor Orrmeño (Funcionario del Osinerg), lo cual finalmente sería formalizado en la reglamentación de la Ley 28832.

⁶⁸ Según refiere la Ley 28832

8.8.2.3. Demanda General Proyectada

Para la entrada a los mercados de los agentes Comercializadores de Energía en países donde se introduce por primera vez este agente, es necesario que los potenciales consumidores ostente un nivel de consumo considerable, lo cual se verá reflejado en la potencia y energía consumida en el mercado, ya que como señaló en la Figura 8-8 el porcentaje de consumo de energía entre los clientes industriales y comerciales representa aproximadamente el 73% del consumo nacional, lo cual es el mercado potencial que apuntarían los posibles Comercializadores de Energía.

En tal sentido la oferta y demanda de energía eléctrica en nuestro país se encuentra en constante crecimiento, en un horizonte de mediano plazo se vienen grandes proyectos de generación impulsados principalmente por centrales que aprovecharan el Gas Natural y las construcción de importantes centrales hidráulicas⁶⁹, asimismo la demanda será impulsada por los tratados de libre comercio (TLC) y la entrada de proyectos mineros de gran envergadura los que potenciarán aun más el desarrollo energético de nuestro país, siendo necesarios para dar un mayor dinamismo e impulso al desarrollo industrial y económico de nuestro país la entrada de nuevos agentes Comercializadores de Energía Eléctrica, ya que como se señaló anteriormente, los clientes se ven limitados a incrementar su consumo de potencia cuando están en los límites para ser considerados como clientes libres, dicha situación no cambiaría⁷⁰ con la nueva “Opción para Optar por un Suministro Libre”, dada por la Ley 28832 .

Proyectando la demanda al 2014 en escenarios: Optimista (7.3%), Base (6.5%) y Conservador (7.5%), valores extraídos del MINEM ([18]-[64]), tenemos⁷¹:

⁶⁹ Referencia tabla 7.2

⁷⁰ Mayor detalle Capítulo VII

⁷¹ Se utilizó la siguiente fórmula:

$$Dp = Da * (1 + Ic)^T$$

Donde:

Dp= Demanda Proyectada

Da= Demanda Actual

Ic= Índice de Crecimiento

T= Número de años proyectados

Asimismo los valores calculados no difieren en más del $\pm 1.5\%$ de los valores calculados por el MINEM.

Año	Optimista (MW)	Base (MW)	Conservador (MW)
2005	3305	3305	3305
2006	3546	3520	3490
2007	3805	3749	3686
2008	4083	3992	3892
2009	4381	4252	4110
2010	4701	4528	4340
2011	5044	4822	4583
2012	5412	5136	4840
2013	5807	5470	5111
2014	6231	5825	5397

Tabla 8-4: Proyección de la Demanda de la Potencia del SEIN al 2014

Asumiendo un escenario de crecimiento Base de la demanda y esquemmatizando tal situación con la oferta de generación proyectada para un escenario Medio (base) al 2014 (ver Tabla 7.2)⁷², tenemos:

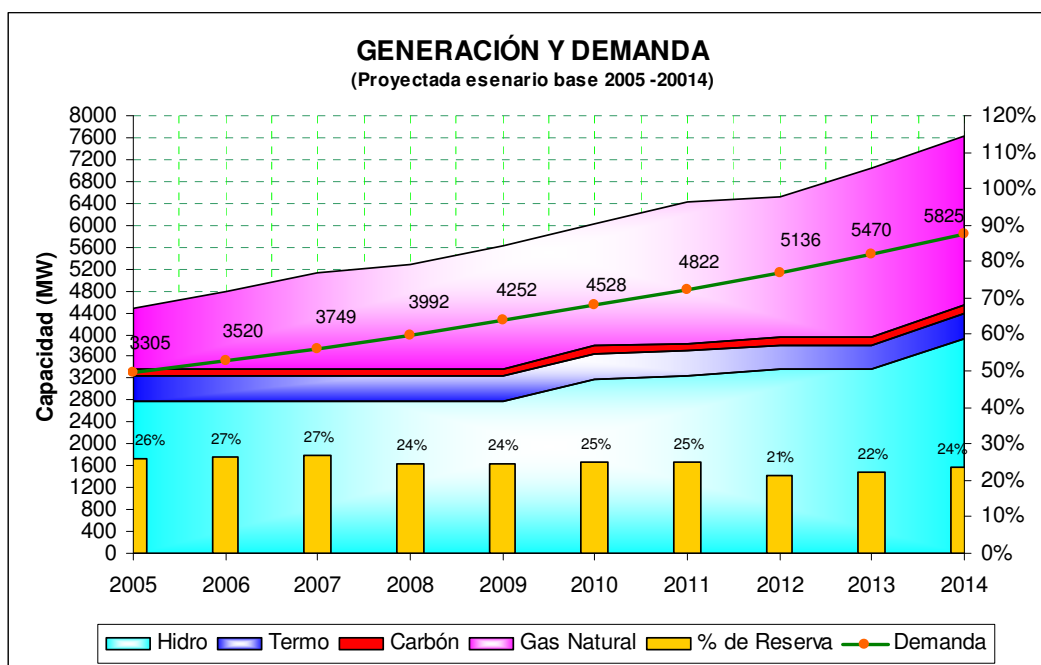


Figura 8-9: Oferta de Generación VS Demanda de Potencia Proyectada al 2014

⁷² Datos extraídos del MINEM [18]-[64]

Con lo cual se proyecta un crecimiento de la demanda para el 2014 en un nivel medio (base) de desarrollo de 5825MW, en un escenario donde se prevé la entrada de grandes proyectos de generación, con lo cual podemos distinguir un mercado más sólido y es necesario la inclusión de un nuevo agente al mercado eléctrico para que genere competencia.

8.9. Características y Obligaciones de los Comercializadores en el Esquema Propuesto

8.9.1 Características de los Comercializadores

- ✓ Serán Personas Jurídicas autorizadas por el Ministerio, las cuales accediendo a redes de transporte y distribución, tendrán como función la venta de energía a los Usuarios Libres en cualquier lugar del territorio nacional, de acuerdo a las condiciones y demás requisitos pueda establecer la autoridad. En caso de desempeñar otra actividad como Agente en el sector, deberá mantener contabilidad separada para cada actividad [15]⁷³.
- ✓ Las Comercializadoras podrán ofrecer servicios a nivel de atención de Usuarios Libres, como medición, facturación, cobranza, mantenimiento de equipos, asesoría en conservación de energía, etc., que les permitan diferenciarse de otras comercializadoras
- ✓ Los comercializadores podrán comprar energía eléctrica, para abastecer a sus Usuarios Libres, a través de contratos o licitaciones en las que podrán participar generadores y otros comercializadores, asimismo podrán acceder al mercado de corto plazo, en cuyo caso deberán constituir fidecomisos u otras garantías de realización inmediata como respaldo de los retiros de capacidad y energía que efectúen en el mercado de corto plazo.

⁷³ Se recoge versión del libro Blanco

- ✓ La ventaja de los comercializadores, es que éstos sacaran provecho de las ineficiencias del sistema; sus objetivos son comprar barato, vender caro, y sacar provecho del margen existente entre los precios de compra y de venta.

8.9.2. Obligaciones de los Comercializadores

- ✓ El comercializador será responsable, ante su cliente, de la calidad y seguridad del suministro ofrecido, y se hará cargo de las compensaciones por incumplimiento de las mismas según las cláusulas del contrato pactado; de igual manera, el comercializador estructurará los contratos y cláusulas de calidad y seguridad de suministro y de servicio que corresponda, y las compensaciones por incumplimiento, con los generadores u otros comercializadores y empresas de transmisión, subtransmisión o distribución, cuyas instalaciones son necesarias para el suministro al Usuario Libre final.
- ✓ Los comercializadores están obligados a Garantizar y certificar su capacidad económica con capital propio, que les permita respaldar sus operaciones, las cuales deben ser previamente definidas y reglamentadas.
- ✓ Asimismo el comercializador certificará su competencia técnica, definida a través de un conjunto de requerimientos de personal, equipamiento y sistemas de información. Los comercializadores deben estar inscritos y certificados como tales en el COES.

8.10. Obligaciones de las Distribuidores:

La empresa distribuidora, dentro de su zona de concesión, tiene la obligación de suministrar energía eléctrica a todos los clientes regulados, sujeto al

cumplimiento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Ley 28832 y demás leyes y reglamentos que señale la autoridad para dichas empresas distribuidoras. Asimismo tiene la obligación de atender a aquellos usuarios que teniendo la posibilidad de optar por un suministro libre, opten por un suministro regulado, sin posibilidad de las distribuidoras de poder ejercer la actividad de comercialización en el abastecimiento de Usuarios Libres; el rol principal de la distribuidora es definido como la administración, operación, mantenimiento y planificación de las redes de distribución. Sin embargo, su actividad sigue siendo monopólica y por tanto sujeta a las regulaciones de la autoridad, Asimismo se debe agregar una rigurosa fiscalización a las acciones que puedan impedir la libre competencia en el mercado de Usuarios Libres y desarrollo de la comercialización.

8.11. Precios de Peajes de Distribución y Transmisión

La introducción de nuevos agentes, modificaciones en sus roles, además de nuevas formas de interacción, justifica una reestructuración de los mecanismos de traspaso de precios actuales o en su defecto una mejora a los actualmente existentes.

8.11.1. Peajes en Distribución para Usuarios Libres

Para efectos de utilizar el VAD como base del cobro de los peajes, es necesario, en primera instancia, desglosar dicho cobro en aquellas actividades que corresponden a la inversión, mantenimiento y gestión de las redes propiamente tales. Una vez realizado lo anterior, es necesario extraer todos los costos por concepto de atención al cliente, debido a que estos costos deben ser asumidos por la empresa que suministra al Usuario Libre (Comercializador o Generador).

De este modo, a partir del desglose del VAD, es posible obtener aquellos costos incurridos en un peaje de distribución.

Concretamente, reconociendo que el VAD corresponde a una metodología de tarificación de la distribución de tipo empresa modelo, para cada uno de los ítem de costo relacionado con las actividades antes señaladas, se propone mantener un esquema empresa modelo con las unidades base correspondientes.

8.11.2. Pejes en Transmisión

Los sistemas de peaje y los incentivos para el desarrollo adecuado de los sistemas de transmisión constituyen un tema regulatorio que ha resultado de difícil solución en la mayor parte de los procesos de reforma y privatización del sector eléctrico. Las mayores dificultades se centran en cómo compatibilizar una remuneración adecuada para los sistemas, con pagos que se distribuyan entre los usuarios en función de los beneficios que realmente éstos desprenden de la existencia del sistema; en lograr que el dueño del sistema amplíe su capacidad en función de la demanda, y que los pagos a la transmisión no distorsionen las decisiones de inversión en generación.

8.12. Reguladores

Así como en la actualidad, continuaran con su misión reguladora y fiscalizadora, velando por el desarrollo de la competencia.

De las propuestas de modificación legal del sector, se rescata la idea de hacer normas más rígidas que haga cumplir el tribunal de controversias del Osinerg, que tiene por objetivo resolver los conflictos que se presentan en los diversos procesos tarifarios del sector. Esta comisión puede tener un efecto positivo en el desarrollo normativo del sector, especialmente en la medida que se enfatice un perfil de carácter técnico de sus miembros y estudio

8.13. Requerimientos de Información para la Liquidación del mercado de Usuarios Libres.

La información debe ser recogida desde cuatro fuentes:

- ✓ Medición de Generadores – esta información es reunida por el operador del sistema,
- ✓ Transmisión/Distribución medición de la interfase – esta información es reunida por la Distribuidoras,
- ✓ Medición de Clientes – esta información también es reunida por la Distribuidora.
- ✓ El generador al igual que el comercializador debe señalar al agente liquidador con quien tiene contratos. De esta forma el contrato es la cuarta pieza de la información, uniendo el productor con el cliente.

Para un generador, resulta imposible rastrear la energía suministrada a los consumidores finales. Lo que él produjo es inevitablemente diferente al agregado que los clientes compran y la diferencia provoca un desequilibrio en los mercados mayoristas. La única forma de decir qué cliente fue servido por quién es tener un sistema de contabilidad que registre contratos entre productores y consumidores.

8.14. Beneficios de la Propuesta

- ✓ Los comercializadores generaran una mayor competencia en el segmento de pequeños Usuarios Libres, segmento en el cual los generadores tienen poco incentivos para abastecer y se encuentra dominados por las condiciones que impone la empresa distribuidora local.
- ✓ Se insertará de manera paulatina del agente comercializador al mercado eléctrico Peruano, que como se mostró del análisis de la experiencia internacional, viene alcanzando un gran desarrollo en la mayoría de países de la región y su introducción en el país es inminente en la próxima reforma de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- ✓ Los Grandes Usuarios tendrán la posibilidad de aprovechar lo beneficios del Spot.
- ✓ Nuestro mercado eléctrico mostrará una clara tendencia a ser desregulado, lo cual se irá acentuando con el desarrollo de los nuevos agentes comercializadores en la cual la oferta y la demanda se irá dejando en manos de los agentes y usuarios del mercado.
- ✓ Los comercializadores al sacar ventaja de las ineficiencias del mercado, podrán incentivar a sus usuarios a manejar su demanda por periodos horarios lo cual contribuirá con un mejor uso de los recursos para la generación de electricidad.

8.15. Factibilidad de la Propuesta

- ✓ Teniendo en cuenta un horizonte de 7 años la demanda del país estará al rededor de los 6000MW, donde las proyecciones indican que será un mercado bastante amplio fruto del impulso que se dará al sector industrial con la firma de tratados de libre comercio así como con la entrada de proyectos mineros de gran envergadura, con lo que existirá un mercado potencial para la introducción de los agentes Comercializadores de Energía los cuales principalmente serian usuarios del sector industrial, asimismo fruto de los fuertes incentivos e impulsos que viene dando el gobierno para atraer la inversión privada, se prevé la llegada de nuevos inversionistas en generación y por consiguiente una mayor cantidad de empresas participantes en el sector eléctrico, lo que acentúa aún más la factibilidad de la introducción del nuevo agente comercializador.

- ✓ Por otra parte en la actualidad el número de clientes de electricidad que pertenece al sector industrial está alrededor de 13500 usuarios, los que para el 2014 se proyectan alrededor de 20000 usuarios de los cuales un gran porcentaje de ellos poseerán suministros en media tensión, los cuales serán los principales clientes potenciales a optar por un suministro libre y finalmente ser abastecidos por un comercializador.

- ✓ Asimismo se cuenta con un número muy importante de clientes en el sector comercial cuyos consumos se encontrará dentro del rango para optar por un suministro libre, señalando además que el consumo de energía entre los usuarios industriales y comerciales representa en la actualidad alrededor del 73%, lo cual posiblemente se mantenga o incremente en el futuro con lo que se asegura en un horizonte de mediano plazo la existencia de un mercado para que puedan entrar a competir los agentes comercializadores.

- ✓ La introducción del Comercializador como agente que ayudará a mejorarla eficiencia y competencia en el mercado eléctrico es un tema aún pendiente en nuestra Ley de Concesiones Eléctricas, el cual estaba incluido dentro de las reformas que planteaba el Libro Blanco, y fue excluido por razones de claridad en su planteamiento y la presión que ejercieron mucho agentes del mercado, los cuales también propusieron la introducción de estos en la próxima reforma de la Ley de Concesiones Eléctricas.

CAPITULO IX

CONCLUSIONES

Al finalizar el presente trabajo de investigación se pueden extraer algunas conclusiones que serán útiles para la mejora de la competencia y eficiencia del mercado eléctrico peruano como son:

- La reforma del sector eléctrico en los 90` abrió paso a la búsqueda de la eficiencia y la competencia en el mercado eléctrico peruano, como parte de las medidas en la búsqueda de estos objetivos se crea la figura de los clientes libres, los cuales se desarrollaron mediante, fruto del aprendizaje e innovación de introducir estos agentes al mercado.
- Los clientes libres son abastecidos en mayor proporción por las empresas distribuidoras, las cuales abastecen casi en su totalidad a los clientes libres que se encuentran dentro de su área de concesión en niveles de media tensión (10kV - 22,9kV), así mismo se muestra que el mayor número de clientes libres se encuentra en el departamento de Lima, los cuales pertenecen a la pequeña y mediana industria.
- Los precios medios de los clientes libres que abastecen las empresas distribuidoras son relativamente superiores a los precios medios que ofrecen las empresas generadoras, asimismo las dos empresas concesionarias con mayor número de clientes son las empresas distribuidoras Luz del sur y Edelnor, en cuyas áreas de concesión se ubican el mayor número de clientes, las empresas del sector minero representan alrededor del 50% del consumo de energía, las cuales son abastecidas por las distintas empresas generadoras.

- Los clientes libres se encuentran polarizados en su abastecimiento, por un lado se tiene clientes libres con consumos menores a 3MW, los cuales en su gran mayoría se encuentran dentro del área de concesión de las empresas distribuidoras y los clientes libres mayores a 3MW, los cuales mayormente se encuentran ubicados fuera de la ciudad y son abastecidos por las empresas generadoras, evidenciándose así una clara falta de competencia, que básicamente se debe a las siguientes razones:
 - ✓ Problemas de Acceso a las Redes
 - ✓ Imposición de Voluntades de la Empresa Dominante
 - ✓ Falta de Oferta de Generación
 - ✓ Viabilidad de Contratos con Empresas Generadoras
 - ✓ Asimetría de Competencia Entre las Empresas Distribuidoras y las Generadoras, en Zonas de Concesión de las Distribuidoras.
 - ✓ Falta de desarrollo de la comercialización eléctrica en el Perú
 - ✓ Falta de Adecuación del Marco Normativo y Regulatorio

- La experiencia internacional nos muestra que los países tienden a desregular cada vez más su mercado eléctrico, de tal manera de tornarlo más competitivo y eficiente, se recogen experiencias como:
 - ✓ Lecciones de Argentina: es posible crear condiciones de mayor competencia para el mercado de Usuarios Libres, dando opciones de negociación y mercado a los Usuarios Libres según sus características, necesidades y posibilidades de competencia de estos.
 - ✓ Lecciones de Brasil: El reforzamiento de la figura del comercializador, ayuda a una mayor liberalización del mercado eléctrico, asimismo el sistema de licitaciones brasileño permite visualizar un mercado estable en el futuro.

- ✓ Lecciones de Colombia: El mercado de Usuarios Libres se tornó más competitivo con el reforzamiento del agente comercializador adicionado a ello una paulatina, adecuada y sostenida liberación del mercado, asimismo nos muestra que es posible incentivar la competencia, dando la opción a los usuarios a que puedan optar por un suministro regulado.
 - ✓ Lecciones de Chile: La falta de opciones de mercado contribuye a que las empresas concesionarias de distribución retengan a los usuarios libre y los mantengan cautivos.
- En el Perú la aprobación de la Ley 28832, es un paso importante con miras a tener un mercado cada vez más desregulado, parte de estas mejoras que se podrán alcanzar, según las proyecciones realizadas en base a datos y comportamientos históricos del mercado eléctrico peruano son las siguientes:
 - ✓ Las asociaciones y/o agrupaciones de Usuarios Libres permitirá que aquellos Usuarios Libres con bajos consumos de energía puedan agruparse y negociar tarifas más competitivas.
 - ✓ La inclusión de los Grandes Usuarios al Mercado de Corto Plazo, es un paso importante para desregular el mercado eléctrico, con lo cual los grandes usuarios obtendrán señales de los precios reales del suministro de electricidad.
- Asimismo las medidas adoptadas por la Ley 28832 no son suficientes, ya que así como en la actualidad se presentaran deficiencias en el abastecimiento a los pequeños Usuarios Libres, ya que no se han dado medidas que incentiven a los generadores a abastecer a los pequeños Usuarios Libres, ni se ha propiciado la introducción de la figura del

comercializador, adicionado a ello que no todos los pequeños Usuarios Libres por las características de sus suministros tendrán la posibilidad de poder agruparse. Por tanto existe la necesidad de seguir perfeccionando la Ley 28832 y por consiguiente la Ley de Concesiones Eléctricas.

- Producto del análisis de la experiencia internacional mostrada en la presente tesis y las características de nuestro mercado eléctrico se planteó en el mediano largo plazo la inclusión de los agentes comercializadores para el abastecimiento exclusivo de los Usuarios Libres, los cuales contribuirán en mejorar la competencia de aquellos pequeños usuarios que quedan cautivos.
- Las medidas planteadas buscan ser compatibles con la Ley 28832 y por consiguiente mejorar nuestra Ley de Concesiones Eléctricas lo que conllevara al desarrollo del mercado eléctrico peruano.
- Con la introducción del agente comercializador, en el mercado eléctrico peruano puede rescatar los beneficios de la comercialización competitiva a nivel industrial/comercial, asimismo podría ser el próximo paso para enfrentar el crecimiento de demanda, de requerimientos de capacidad y futuras crisis de abastecimiento en el sistema eléctrico peruano.
- Se insertará de manera paulatina el agente comercializador al mercado eléctrico Peruano, que como se mostró del análisis de la experiencia internacional, viene alcanzando un gran desarrollo en la mayoría de países de la región y su introducción en el país es inminente en la próxima reforma de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Se mostró que es factible la introducción del agente comercializador en el mediano a largo plazo, ya que se prevé que en un horizonte de 7 años la demanda estará alrededor de 6000MW, asimismo para el mismo intervalo de tiempo se prevé que el número de clientes industriales

estará alrededor de 20000, los cuales son los potenciales Usuarios Libres, con lo cual se asegura un mercado en el que puede entrar a competir los agentes comercializadores, con las exigencias y requisitos necesarios reglamentados por la autoridad.

APORTES.

- Se presentó un trabajo pormenorizado de las condiciones económicas normativas y regulatorias enfocada a los Usuarios Libres de electricidad antes de la puesta en vigencia de la Ley 28832, lo cual permitirá conocer a detalle a los futuros lectores, los resultados obtenidos producto de la reforma de los 90'.
- Se denota, demuestra y detalla las diversas problemáticas por la que atraviesan los Usuarios Libres de electricidad, en el contexto antes de la promulgarse Ley 28832 (Años 2003, 2004 y 2005), exponiendo de manera pormenorizada las consecuencias y origen de las problemáticas planteadas, lo que nos servirá de base para mejorar los problemas existentes en el marco normativo y regulatorio.
- Se investigó los mercados eléctricos de otras naciones, con el fin de absorber las experiencias de estos, fruto de las cuales se dio propuestas acorde a nuestra realidad con miras a mejorar nuestro marco normativo y regulatorio.
- Se proyectaron las situaciones similares a las que promueve la Ley 28832, lo cual permitirá tener una visión del comportamiento que tendrán los Usuarios Libres de electricidad con este nuevo marco normativo.
- Se dieron propuestas enmarcadas dentro aspectos que promueve la Ley 25844 y Ley 28832, todo ello con la finalidad de crear un mercado más eficiente, competitivo y desregulado.
- Constituye uno de los primeros trabajos de investigación en las universidades del país referido a mercados eléctricos y comercialización de energía.

Bibliografía

➤ Libros, Tesis y Trabajos Intellectuales:

- [1] ARRIAGADA, J (2001), **Aplicación de Instrumentos Financieros en el Sector Eléctrico**. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería.
- [2] ATIENZA, P (2001), **Aplicación del Modelo de Bolsa de Energía en Chile**. Memoria para optar al título Ingeniero Civil de Industrias, con Diploma en Ingeniería Eléctrica. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [3] DÁVILA S (1999), **Competencia en el mercado de clientes finales de energía eléctrica no sujetos a regulación de precios**. Documento de Trabajo N° 003 - INDECOPI.
- [4] DÁVILA S (2000), **Efectos de la Ley N° 27239 sobre la Competencia en el Sector Eléctrico**. Documento de Trabajo N° 004-2000- INDECOPI.
- [5] DFL1 (1981), **Ley General de Servicios Eléctricos**. Ministerio de Economía de Chile
- [6] ESCOBAR, S (2003), **Análisis de Riesgo en el Negocio de Generación Eléctrica**. Tesis para optar el Título de Ingeniero Electricista.
- [7] EVANS F, MÉNDEZ R y RUDNICK H (2000). **Trabajo de investigación Clientes Libres en Latinoamérica**”. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [8] FERREIRA D, S (2006), **Concentios Sobre o Mercado Livre de Energía , Universidad Sao Paulo**.
- [9] FLORES, R (2000), **Propuesta de Mejora a la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento Para la Compensación por el Uso de las Instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión**. Tesis para optar el Título de Ingeniero Electricista.
- [10] FLORES, R y PALMA, R (2003), **Mercados Minoristas de Energía Propuesta en el Sector Eléctrico**. Universidad de Chile.
- [11] GALLARDO, J y DAVILA, S (2003), **Concentraciones Horizontales en la Actividad de Generación Eléctrica: Caso Peruano**. Osinerg
- [12] GREEN R, (2002), **Retail Competition and Electricity Contracts**. Working Paper University of Cambridge and MIT.

- [13] JIMENEZ, R y MOCARQUER, S (2001), **Comercialización en el Mercado Eléctrico**. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [14] LEMUS, C (2006), **El Comercializador Como Agente de Competencia en el Mercado Eléctrico Chileno**. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería.
- [15] MINEM-OSINERG (2005), **Libro Blanco - Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica**.
- [16] LOMUCIO LEONARDO ALBERTO, P (2006), **Responsabilidad de empresas de distribución y su Relación con la Fijación de Tarifas**. Tesis para Optar el título de Ingeniero Civil Industrial con Diploma en Ingeniería Eléctrica.
- [17] MALDONADO, P y RODRIGO, P (2004), **Seguridad y Calidad del Abastecimiento a más de 10 años de la Reforma de la Industria Eléctrica en Países de América del Sur**. CEPAL
- [18] MINEM (2007), **Plan referencial de electricidad 2006- 2015**.
- [19] MITMA, R (1999), **Sistematización de la Comparación de Precios Libres y Regulados en el Sector Eléctrico Peruano**. Tesis para optar el Título de Ingeniero Electricista.
- [20] OSINERG (2005), **Seminarios y Presentaciones del III Curso de Extensión Universitaria de Osinerg**.
- [21] REYES, F. (1999), **La Función del Comercializador en el Negocio Eléctrico y su Aplicación en Chile. Memoria para optar al título Ingeniero Civil de Industrias con mención en Electricidad**. Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [22] SANCHEZ, F (2002), **Reestructuración de los Mercados Energéticos y Nuevos Desafíos en América Latina**. VII Congreso Internacional del CLAD sobre la Reforma del Estado y de la Administración Pública
- [23] TAPIA, K (1998), **Impacto de las Restricciones de Transmisión en un Mercado Competitivo de Electricidad**. Tesis para optar al grado de Magíster en Ciencias de la Ingeniería.

➤ Anuarios y Reportes Estadísticos:

- [24] CHILECTRA (2005), **Memoria Anual 2004**.
- [25] CNE (2006), **Anuario del sector eléctrico de Chile 2005**

- [26] COES SINAC (2006), Estadística de Operaciones 2005.
- [27] MINISTERIO DE PLANIFICACIÓN FEDERAL, SECRETARIA DE ENERGIA (2005), Informe de Sector Eléctrico Argentino 2004
- [28] OSINERG GART (2004), Anuario Estadístico 2003.
- [29] OSINERG GART (2005), Anuario Estadístico 2004.
- [30] OSINERG GART (2004), Boletín del mercado libre de Electricidad 2003.
- [31] OSINERG GART (2005), Boletín del mercado libre de Electricidad 2004.
- [32] OSINERG GART (2003), Reporte estadístico del mercado libre de Electricidad. Junio 2003.
- [33] OSINERG GART (2004), Reporte estadístico del mercado libre de Electricidad. Junio 2004.
- [34] OSINERG GART (2004), Reporte estadístico del mercado libre de Electricidad. Noviembre 2004.
- [35] OSINERG GART (2005), Reporte estadístico del mercado libre de Electricidad. Diciembre 2004.
- [36] OSINERG GART (2005), El Informativo. Publicaciones del año 2005.

➤ Normas Leyes y Procedimientos:

- [37] CREG (1999) Resolución 004, Resolución 042. Decretos CREG (Colombia).
- [38] CREG (2001) Resolución 092, Resolución 111. Decretos CREG (Colombia).
- [39] CREG (2002) Resolución 082. Decreto CREG (Colombia).
- [40] LEGISLACIÓN DE BRASIL (2004) Decreto 456.
- [41] LEGISLACIÓN DE BRASIL (2004) Decreto 5163.
- [42] LEGISLACIÓN DE BRASIL (2004) Ley 10.848.
- [43] LEGISLACIÓN DE BRASIL (2004) Decreto 5177.
- [44] LEY 28832 (2006). Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

- [45] LEY 25844 (1992). Ley de Concesiones Eléctricas.
- [46] OSINERG (2003). Procedimiento para Fijar las Condiciones de Uso y Acceso a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica.
- [47] D.S. N° 009-93-EM (1993). Reglamento de La Ley de Concesiones Eléctricas.
- [48] D.S. N° 017-2000-EM (2000). Reglamento para la Comercialización en Régimen de Libertad de Precios.

➤ Páginas Web:

- [49] ADEERA. Página electrónica oficial de la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República de Argentina (Argentina): www.adeera.com.ar
- [50] AGEERA. Página electrónica oficial de la Asociación de Generadores de Energía Eléctrica de la República de Argentina (Argentina): www.ageera.com.ar
- [51] AGUEERA. Página electrónica oficial de la Asociación de Grandes Usuarios de Energía Eléctrica de la República de Argentina (Argentina): www.agueera.com.ar
- [52] ANNEL. Página electrónica de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (Brasil): www.aneel.gov.br.
- [53] CAMMESA. Página electrónica oficial de la Compañía Adm. Del Mercado Mayorista Eléctrico (Argentina): www.cammesa.com.ar
- [54] CCEE. Página electrónica oficial de la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica (Brasil): www.ccee.org.br
- [55] CIER. Página electrónica oficial de la Comisión de Integración Eléctrica Regional: www.cier.org.uy
- [56] CNE. Página electrónica oficial de la Comisión Nacional de Energía (Chile): www.cne.cl.
- [57] COES. Página electrónica oficial de la Comité de Operaciones Económicas del Sistema Interconectado Nacional (Perú): www.coes.org.pe
- [58] CONAMA. Página electrónica oficial de la Comisión Nacional del Medio Ambiente (Chile): www.conama.cl

- [59] CREG. Página electrónica oficial de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Colombia): www.creg.gov.co
- [60] EDELNOR. Página electrónica oficial Edelnor (Argentina): www.edenor.com.ar
- [61] ENRE. Página electrónica oficial de Ente Nacional Regulador de la Electricidad (Argentina): www.enre.gov.ar
- [62] DUKE ENERGY. Página electrónica oficial de la empresa Duke Energy (Brasil): www.dukeenergy.com.br.
- [63] INDECOPI. Instituto de Defensa del Consumidor y de la Propiedad Intelectual (Perú): www.indecopi.gob.pe.
- [64] MINEM. Página electrónica oficial del Ministerio de Energía y Minas (Perú): www.minem.gob.pe
- [65] MME. Página electrónica oficial del Ministerio de Minas e Energía (Brasil): www.mme.gov.br
- [66] ONS. Página electrónica oficial del Operador del Sistema Eléctrico (Brasil): www.ons.org.br.
- [67] OSINERG. Página electrónica oficial del Organismo Supervisor de Inversión en Energía (Perú): www.osinerg.gob.pe
- [68] PETROBRAS. Página electrónica oficial de la empresa PETROBRAS (Brasil): www.petrobras.com.br.
- [69] UMPE. Página electrónica oficial de la Unidad de Planeación Minero-Energética (Colombia): www.upme.gov.co.

ANEXOS

ANEXO A. Precios de Electricidad: Argentina, Brasil, Chile Colombia y Perú

A.1 Tarifas Residenciales de Electricidad

Tarifas Residenciales de Electricidad Sin Impuestos:

	1998	1999	2000	2001	2002	Promedio
<i>Argentina</i>	103	100	107	29	32	74
<i>Brasil</i>	103	91	88	77	64	85
<i>Chile</i>	89	70	81	80	87	81
<i>Colombia</i>	51	77	73	74	66	68
<i>Perú</i>	108	113	112	97	97	105

Tabla A.1 Tarifas Residenciales Sin Impuestos

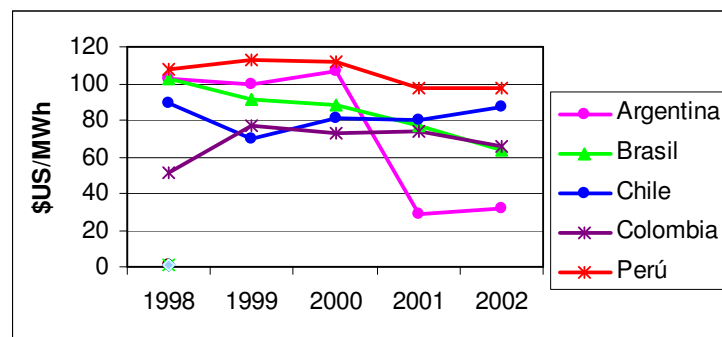


Figura A.1 Tarifas Residenciales Sin Impuestos

Tarifas Residenciales de Electricidad Con Impuestos:

	1998	1999	2000	2001	2002	Promedio
<i>Argentina</i>	141	137	144	41	46	102
<i>Brasil</i>	130	100	117	96	80	105
<i>Chile</i>	106	82	95	94	103	96
<i>Colombia</i>	51	77	73	74	66	68
<i>Perú</i>	127	133	126	115	115	123

Tabla A.2 Tarifas Residenciales Con Impuestos

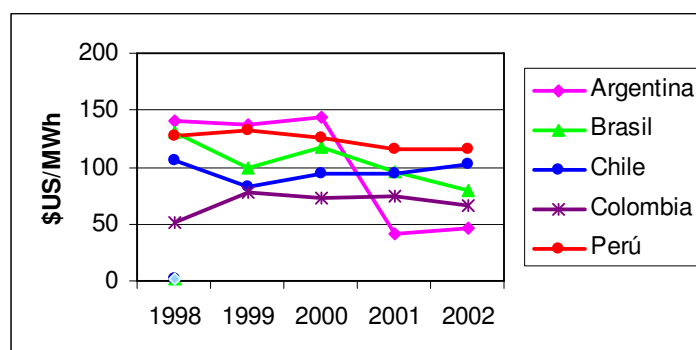


Figura A.2 Tarifas Residenciales Con Impuestos

A.2 Tarifas Comerciales de Electricidad

Tarifas Comerciales de Electricidad Sin Impuestos:

	1999	2000	2001	2002	Promedio
Argentina	120	125	37	35	79
Brasil	65	74	63	59	65
Chile	60	66	56	72	64
Colombia	119	96	72	65	88
Perú	93	87	84	73	84

Tabla A.3 Tarifas Comerciales Sin Impuestos

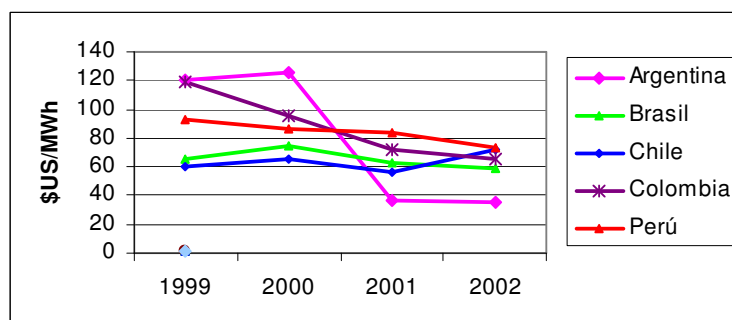


Figura A.3 Tarifas Comerciales Sin Impuestos

Tarifas Comerciales de Electricidad Con Impuestos:

	1999	2000	2001	2002	Promedio
Argentina	165	153	52	47	104
Brasil	81	90	83	73	82
Chile	72	77	66	85	75
Colombia	119	96	72	68	89
Perú	110	98	99	86	98

Tabla A.4 Tarifas Comerciales Con Impuestos

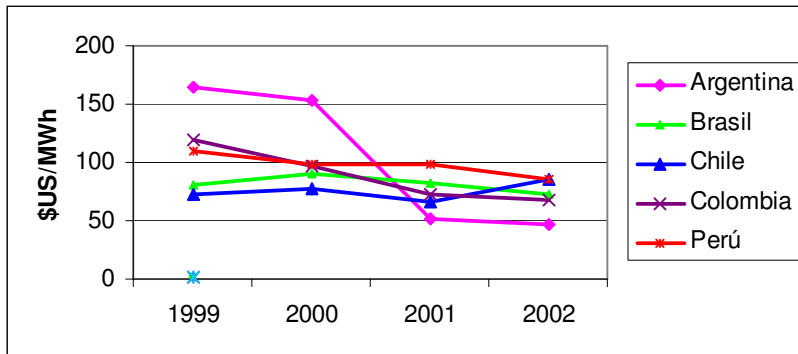


Figura A.4 Tarifas Comerciales Con Impuestos

A.3 Tarifas Industriales de Electricidad

Tarifas Industriales de Electricidad Sin Impuestos:

	1998	1999	2000	2001	2002	Promedio
<i>Argentina</i>	68	71	78	24	22	53
<i>Brasil</i>	54	43	42	36	33	42
<i>Chile</i>	57	34	43	40	52	45
<i>Colombia</i>	76	69	71	74	63	71
<i>Perú</i>	78	56	51	60	50	59

Tabla A.5 Tarifas Industriales Sin Impuestos

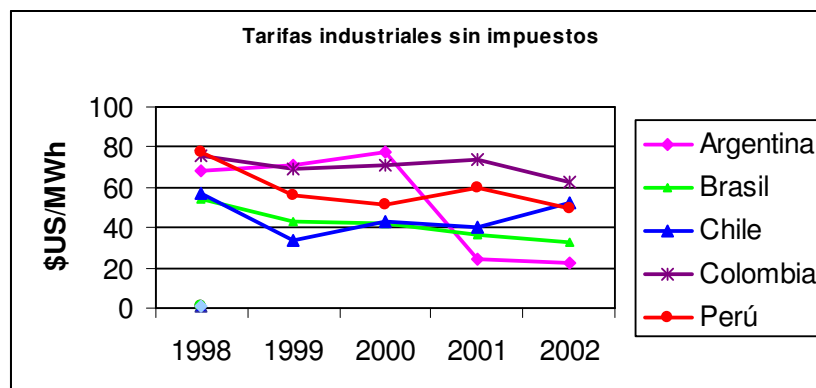


Figura A.5 Tarifas Industriales Sin Impuestos

Tarifas Industriales de Electricidad Con Impuestos:

	1998	1999	2000	2001	2002	Promedio
<i>Argentina</i>	87	93	104	33	31	70
<i>Brasil</i>	64	52	52	44	40	50
<i>Chile</i>	67	40	51	45	61	53
<i>Colombia</i>	78	69	75	74	63	72
<i>Perú</i>	89	66	61	71	60	69

Tabla A.6 Tarifas Industriales Con Impuestos

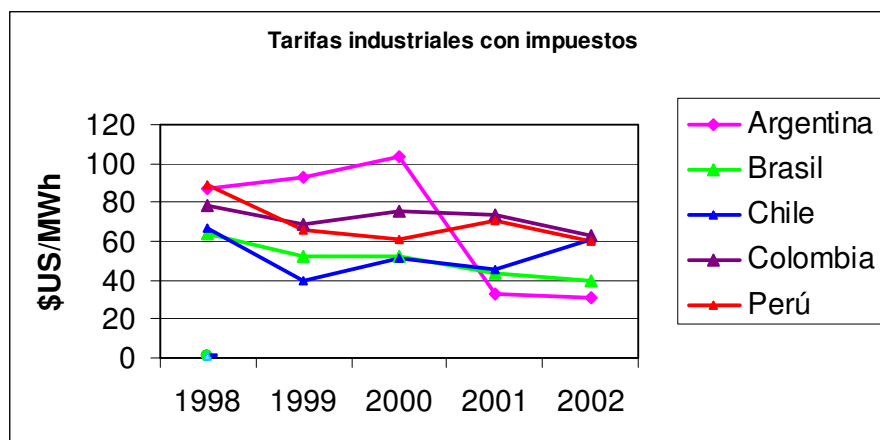


Figura A.6 Tarifas Industriales Con Impuestos

ANEXO B. Marco Legal

MARCO LEGAL SOBRE COMERCIALIZACIÓN A PRECIOS LIBRES

Hay un cuerpo normativo no muy numeroso que regula el mercado de los clientes libres. A continuación mencionaremos algunos párrafos extraídos de las principales leyes, reglamentos y/o procedimientos en los que se hace referencia a este tipo de mercado no regulado:

B.1 Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844)

Esta norma determina en su artículo 2° la existencia en el sector eléctrico de un suministro regulado hasta los límites que son fijados por el

reglamento, así mismo el artículo 8°, establece un sistema de precios tanto libres como regulados, en donde los primeros comercializarán en libre competencia, es decir, una negociación de partes, en cambio los segundos estarán bajo un marco de precios regulados de acuerdo a sus características particulares o su propia naturaleza, reconociendo además costo de eficiencia.

En lo que respecta a la forma de contratación la Ley expone, en el citado artículo, que se debe especificar obligatoriamente en los contratos de venta de energía y de potencia de los suministros que se efectúan en el régimen de libertad de precios, la separación que debe haber entre los precios de generación acordados a nivel de barra de referencia de generación (BRG) y las tarifas de transmisión y distribución. Con relación a los contratos determina que deberán ser de dominio público y puestos a disposición de la Comisión de Tarifas Eléctricas⁷⁴ y del OSINERG en un plazo máximo de 15 (quince) días de suscritos. El incumplimiento de lo dispuesto será sancionado con multa.

El artículo 33° y 34° inciso d) determina la obligación de las empresas de transmisión y distribución permitir el libre acceso a las redes, teniendo derecho a la correspondiente compensación.

Ahora bien el artículo 53° con la finalidad de que no exista un rango muy grande de diferencia entre el mercado regulado y el libre, y que este último siga la señal de un mercado “supuestamente” en competencia, prescribe que los precios regulados no deben diferir en $\pm 10\%$ de los precios libres, con lo que las tarifas de precios libres se tomarían de manera referencial para ajustar las tarifas reguladas.

⁷⁴ Por mandato de la Tercera Disposición Complementaria, Transitoria y Final de la Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, Ley N° 27332, concordante con la Tercera Disposición Transitoria del Reglamento General del OSINERG, Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE) se integró como parte de OSINERG, creándose la Gerencia de Regulación Tarifaria (GART), que es la encargada de cumplir las funciones de la CTE.

B.2 Reglamento de Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Supremo N° 009-93-EM)

El artículo 2° del reglamento fija los límites de potencia, estableciendo que son “fijados en un valor equivalente al 20% de la demanda máxima de la zona de concesión de distribución, hasta un tope de 1000Kw.

El artículo 129°, modificado por el Decreto Supremo N° 017-2000-EM, expresa cuales son los criterios de comparación de tarifas reguladas y libres con el objeto de reajustar las tarifas reguladas. Para esto se basa en las estadísticas de consumo y facturación de los seis ultimo meses con los que obtiene un precio promedio a nivel de barra referencial de generación (BRG) a partir de la cual, utilizando los volúmenes de consumo de cada cliente libre y la tarifa promedio se halla un precio ponderado libre. Estos servirán de base para comparar los precios teóricos de energía y potencia los cuales tendrán que estar dentro del margen antes señalado, de lo contrario tendrán que ser ajustados modificando proporcionalmente los precios de energía en BGR.

B.3 Reglamento para la Comercialización en Régimen de Libertad de Precios (Decreto Supremo N° 017-2000-EM)

Esta norma contiene dos partes, la primera modifica una serie de artículos del Reglamento de LCE, entre las principales modificaciones esta la del artículo 22° que otorga a la CTE (ahora GART) la función de *“fijar, revisar y modificar las tarifas y las compensaciones que deberán pagarse por el uso del sistema secundario de transmisión y distribución de energía eléctrica”*. Por otro lado también modifica los artículos 62° y 65°, regulando el procedimiento para resolver las dirimencias, relativas a capacidad de transmisión o las ampliaciones requeridas, que surjan entre los usuarios y los concesionarios de transmisión o distribución por el uso de sus sistemas serán resueltas por OSINERG.

La segunda parte del Decreto Supremo N° 017-2000-EM establece los criterios mínimos a considerar en los contratos sujetos al régimen de libertad de precios, así como los requisitos y condiciones para que dichos contratos sean considerados dentro del procedimiento de comparación establecido en el artículo 53° de la LCE (artículo 1°).

El artículo 4° determina las tres modalidades contractuales por las que el cliente libre puede optar para la adquisición de electricidad, siendo estas:

- a) Compra de la electricidad en el punto de entrega a uno o a varios suministradores.
- b) Compra de la electricidad en las Barras de Referencia de Generación a uno o a varios suministradores y contratos por el servicio de transporte y/o distribución desde dichas barras hasta el punto de entrega.
- c) Cualquier combinación entre las opciones a) y b) que anteceden, de acuerdo a la definición del Punto de Compra o suministro.

En el supuesto que se defina en el contrato, entre el cliente y el suministrador, un punto de compra o suministro de la electricidad, diferente a cualquiera de las Barras de Referencia de Generación, el artículo 5° señala que deberá consignarse por separado el precio de electricidad en cada uno de los componentes o instalaciones eléctricas involucradas entre la Barra de Referencia de Generación más cercana y el Punto de Compra o suministro.

El artículo 6° determina que las tarifas y compensaciones por el uso de las redes de transmisión y/o distribución son reguladas por la GART. En caso que el Cliente optara por la compra de la electricidad en el punto de entrega a uno o a varios suministradores, o por la compra de la electricidad en las Barras de Referencia de Generación a uno o a varios suministradores y contratar por el servicio de transporte y/o distribución desde dichas barras hasta el punto de entrega, el suministrador deberá especificar en el contrato

la capacidad de transporte y/o distribución puesta a disposición del cliente. Asimismo, la factura emitida por el suministrador deberá acompañar el detalle necesario que identifique el costo y/o la tarifa por los servicios de transporte y/o distribución.

En el supuesto que el suministrador incorpore en la venta de electricidad al cliente, los servicios de transporte y/o distribución desde la Barra de Referencia de Generación hasta el Punto de Compra o suministro, podrá convenir con la empresa concesionaria de transmisión y/o distribución, por cuyas redes se abastece físicamente al Cliente, los procedimientos o mecanismos para el corte y reconexión del suministro. Si el Suministrador y los Concesionarios no llega ningún acuerdo con el transmisor o distribuidor al acuerdo a que se refiere el párrafo anterior, se aplicará la directiva sobre corte, reconexión y reposición. Las responsabilidades derivadas por tales hechos, corresponden exclusivamente al Suministrador.

Los contratos suscritos con los clientes libres, de conformidad con el artículo 7°, son de dominio público y como mínimo deberán contener los siguientes requisitos:

- a) Separación de los precios de la electricidad para cada uno de los conceptos involucrados, tales como: precios al nivel de la Barra de Referencia de Generación, costo por la transmisión principal, costo por la transmisión secundaria, costo por el uso de la red de distribución en media tensión y/o baja tensión, costo de comercialización y demás costos que resulten pertinentes. Las facturas deben desagregar cada uno de los costos y/o servicios involucrados y anexar los cálculos necesarios.
- b) Descripción de las condiciones de calidad en que se brindará el servicio: estándar, superior o inferior. El nivel de calidad estándar, es el señalado en las normas y procedimientos técnicos establecidos por los organismos competentes.

- c) Descripción de las fórmulas con parámetros y variables de actualización de fácil constatación y entendimiento por parte de los Clientes.

Es aplicable a los contratos lo dispuesto por el inciso b) del artículo 5° del Decreto Legislativo N° 701⁷⁵, o el que lo sustituya.

El artículo 8° regula los requisitos y condiciones para que los precios de los contratos sean considerados dentro del procedimiento de comparación determinado por los artículos 53° de la LCE y 129° del Reglamento. Estos requisitos son:

- a) Los clientes cuya potencia contratada es superior al 5% de la potencia contratada total del mercado eléctrico no sujeto a regulación de precios, deberán efectuar un concurso público para seleccionar al suministrador de electricidad. Las bases del concurso no podrán especificar otros conceptos que la venta de electricidad ni condicionar el contrato al cumplimiento de otras obligaciones no relacionadas con el suministro eléctrico materia del contrato. El cliente o la empresa ganadora del concurso, deberá proporcionar a la GART toda la información que ella considere pertinente y relacionada con el concurso en los plazos y forma señalada por la GART. La falta de información oportuna o la deficiencia de la misma, faculta al OISNERG a tomar las medidas señaladas en el Artículo 10°, que prescribe que sin perjuicio de la multa aplicable por infracción de los artículos 7° y 8°, se considerará como precio de la

⁷⁵ Decreto Legislativo N° 701

Artículo 5°.- Abuso de posición de dominio en el mercado. Se considera que existe abuso de posición de dominio en el mercado, cuando una o más empresas que se encuentran en la situación descrita en el artículo anterior, actúan de manera indebida, con el fin de obtener beneficios y causar perjuicios a otros, que no hubieran sido posibles, de no existir la posición de dominio.

Son casos de abuso de posición de dominio:

- b) La aplicación en las relaciones comerciales de condiciones desiguales para prestaciones equivalentes, que coloquen a unos competidores en situación desventajosa frente a otros. No constituye abuso de posición de dominio el otorgamiento de descuentos y bonificaciones que correspondan a prácticas comerciales generalmente aceptadas, que se concedan u otorguen por determinadas circunstancias compensatorias, tales como pago anticipado, monto, volumen u otras y/o que se otorguen con carácter general, en todos los casos en que existan iguales condiciones

electricidad, el precio determinado según lo señalado en el inciso c) del Artículo 129° del Reglamento menos un 10%.

- b) Si la participación accionaria directa o indirecta entre la empresa suministradora y el cliente es igual o superior al 15%, se aplicará también el artículo 10°.

B.4 Resolución del Consejo Directivo del OSINERG No. 1089-2001-OS/CD (Aplicación del Valor Agregado de Distribución - VAD)

La Resolución del Consejo Directivo del OSINERG No. 1089-2001-OS/CD, aprobó el procedimiento para la aplicación de los cargos por transmisión y distribución a Clientes Libres. El acápite 3.3 de la referida Resolución, señala los criterios de aplicación del VAD en los siguientes términos:

- a) Si el cliente no hace uso de ningún componente del sistema de distribución eléctrica, el cliente quedará exceptuado del pago del Cargo de Distribución Eléctrica (VAD).
- b) Si el cliente utiliza, o tiene a disposición para utilizar de inmediato, cualquiera de los componentes del sistema de distribución eléctrica, el cliente deberá pagar el Cargo de Distribución Eléctrica (VAD).

B.5 Resolución del Consejo Directivo de OSINERG N° 091-2003-OC/CD (Procedimiento para Fijar las Condiciones de Uso y Acceso Libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica)

Esta norma dada por OSINERG regula el acceso libre a las redes, esto con finalidad asegurar la libre elección de su comercializador de energía, ya sea un generador o un distribuidor.

En ese sentido establece en su artículo 2 numeral 2.1 que el acceso a las redes de todo el sistema es de interés público, y se basa en los principios

de neutralidad, no discriminación igualdad de acceso y libre y leal competencia, rigiéndose la ejecución en los términos y condiciones negociados de buena fe entre las partes o en el mandato de conexión.

En el artículo 3° y 4° se detallan cuáles son las obligaciones del suministrador de servicios de transporte y del cliente del servicio del transporte, respectivamente.

El artículo 7° regula el procedimiento de acceso a las redes de transmisión y distribuidor para los clientes sin contrato de suministro de energía, es decir, aquellas nuevas conexiones y el artículo 8° se encarga del procedimiento para clientes con contrato de suministro de energía vigente.

En caso de que las partes no hubiesen convenido los términos y condiciones del acceso a las redes, de acuerdo con el artículo 10, cualquiera de las partes puede solicitar a OSINERG emita un mandato de conexión.

ANEXO C.

Ley 28832 “Ley Para Asegurar El Desarrollo Eficiente De La Generación Eléctrica”



La Oficina de Presupuesto o la que haga sus veces en el Pliego instruye a la Unidad Ejecutora para que elabore las correspondientes "Notas para Modificación Presupuestaria" que se requieran, como consecuencia de lo dispuesto en la presente norma.

DISPOSICIONES FINALES

Exceptuase, por única vez y por un plazo de quince días hábiles, al Pliego Presupuestario 028 de los alcances de lo establecido por el artículo 6º, inciso f), de la Ley N° 28652, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2006, quedando el Titular del Pliego autorizado para efectuar modificaciones presupuestarias a nivel funcional programático, de acuerdo con los lineamientos aprobados por su Consejo Directivo.

Modifíquese el numeral 70.6 al artículo 70º de la Ley N° 28411, Ley General del Sistema Nacional de Presupuesto, según el siguiente texto:

"... 70.6 - Precísase que la prelación legal, implica que las deudas se cancelan y/o amortizan bajo responsabilidad, priorizando la antigüedad del expediente que contiene el monto adeudado, así como la presentación de la documentación sustentatoria."

Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.

En Lima, a los trece días del mes de julio de dos mil seis.

MARCIAL AYAIPOMA ALVARADO
Presidente del Congreso de la República

FAUSTO ALVARADO DODERO
Primer Vicepresidente del
Congreso de la República

AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL
DE LA REPÚBLICA

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintiún días del mes de julio del año dos mil seis.

ALEJANDRO TOLEDO
Presidente Constitucional de la República

PEDRO PABLO KUCZYNSKI GODARD
Presidente del Consejo de Ministros

— 0 2 1 * 0 5

L E Y N º 2 8 8 3 2

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

El Congreso de la República
ha dado la Ley siguiente:

EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA;

Ha dado la Ley siguiente:

LEY PARA ASEGURAR EL DESARROLLO EFICIENTE DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

@ ^ m â q r i l M o f j b o l
A f p m l p f ` f l k b p D b k b o

> o q â ` r i l . ï + \* A b c f k f ` f l k b p

Para efectos de la presente Ley, todas las expresiones que contengan palabras, ya sea en plural o singular, y

acuémpiezarí cõrk malyõs bup rtiemerb lpsqstgificados que se indican a continuación y son aplicables a los artículos del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE):

. + > d b k b o ~~Operación~~ genérica dada al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres.

/ + ? ^ p b Q ^ ~~Monto anual de~~ reconocer por las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión que se utilizará para el cálculo de las tarifas y compensaciones de transmisión.

0 + @ ^ m ^ ` S e a c o n a i d e r á como sinónimo de potencia.

1 + @ L B E P C o m i t é de Operación Económica del Sistema.

2 + @ l d b k b o ^ P r o t e c c i ó n de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, que hace parte integrante de una actividad productiva, en el cual la energía eléctrica está destinada al consumo propio o de terceros.

3 + M o b ` f l b k ? ^ o o ^ a b C o s t o p q b j ^ medio de generación y transmisión correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de una empresa, en condiciones de eficiencia.

4 + @ l p q l p a b B ó m i l d o s q u e s e f a c e n operación, mantenimiento, renovación y reposición necesarios para mantener la vida útil y la calidad de servicio de las instalaciones durante el nuevo periodo de concesión.

5 + A b j ^ D e m a n d a de potencia y/o energía eléctrica.

6 + A f p q o f T i t u l a r d e u n a c o n c e s i ó n de distribución.

. - + D b k b o T i t u l a r d e u n a c o n c e s i ó n o autorización de generación. En la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida.

. . + D b k b o ^ ` f Ö k A l i s t a m i e n t o d e f a ^ + * Generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento, conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica.

. / + D o ^ k a b p U s u a r i o s l i b r e s c o n u n a potencia contratada igual o superior a 10MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10MW.

. 0 + F k q b o ` l k b u f Ö k S i s t e m a d e t r a n s m i s i ó n eléctrica destinada a intercambios de electricidad entre Agentes de países vecinos.

. 1 + l b v a b @ l k ` b p f l k b p B i á ` q Decreto Ley N° 25844, promulgado el 6 de noviembre de 1992, y sus modificatorias.

. 2 + l f ` f P r o c e s o p ú b l i c o p a r a el suministro de electricidad en condiciones de competencia, que posibilitará la suscripción de contratos con las características que se señalan en el artículo 8º de la presente Ley.

. 3 + j b e ^ a b @ r o a d p l e n m u ñ a l w l + * se realizarán las transferencias de potencia y energía, determinadas por el COES.

. 4 + J f k f M i n i s t e r i o d e E n e r g í a y M i n a s .

. 5 + K Q @ N B M * T é c n i c a d e C a l i d a d d e l o s Servicios Eléctricos.

- 19. OSINERG.-** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
- 20. Peaje de Transmisión.-** Es la diferencia entre la compensación que remunera la parte de la Base Tarifaria asignada a los Usuarios y el Ingreso Tarifario. Se calcula para cada instalación.
- 21. Plan de Transmisión.-** Estudio periódico, aprobado por el Ministerio, que identifica, mediante un análisis centralizado, los requerimientos de equipamiento de transmisión necesarios para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema para un horizonte no mayor de diez (10) años. Este estudio tiene como producto un plan recomendado de obras de transmisión que considere los diversos escenarios de la expansión de la generación y de crecimiento de la demanda futura, el cronograma de ejecución y la asignación de las compensaciones para su remuneración.
- 22. Precio Básico de la Potencia de Punta.-** Tiene el significado a que se refiere el artículo 47° de la LCE.
- 23. Precio de la Potencia de Punta en Barra.-** Tiene el significado a que se refiere el artículo 47° de la LCE.
- 24. Precios Firmes.-** Corresponden a los precios de la energía y potencia que resulten de los procesos de Licitación y que no están sujetos a fijación administrativa por el regulador.
- 25. Precios a Nivel Generación.-** Corresponden a los precios de generación transferibles a los Usuarios Regulados, los cuales no incluyen los costos de transmisión a ser pagados por dichos usuarios.
- 26. Refuerzos.-** Son las instalaciones realizadas por un concesionario sobre redes y subestaciones en operación, destinadas a mejorar el sistema de transmisión y la calidad del servicio para alcanzar y preservar los estándares de calidad establecidos en las normas aplicables, así como aquellas necesarias para permitir el libre acceso a las redes y las interconexiones. No constituyen Refuerzos aquellas instalaciones que se carguen contablemente como gasto de acuerdo a las normas aplicables o que superen el monto definido en el Reglamento.
- 27. Reglamento.-** Reglamentos de la presente Ley, de la Ley de Concesiones Eléctricas, de Licitaciones y/o de Transmisión.
- 28. SEIN.-** Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- 29. Sistema Complementario de Transmisión.-** Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que no conforman el Sistema Garantizado de Transmisión.
- 30. Sistema Garantizado de Transmisión.-** Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que se construyen como resultado del Plan de Transmisión.
- 31. Servicios Complementarios.-** Servicios necesarios para asegurar el transporte de la electricidad desde la generación hasta la demanda en condiciones de calidad y fiabilidad.
- 32. Sistema Aislado.-** Sistema eléctrico no conectado eléctricamente al SEIN. No incluye sistemas operados por empresas municipales.

- 33. TIE.-** Transacciones Internacionales de Electricidad.

- 34. Transferencia.-** Diferencia entre la cantidad inyectada por un Agente y la cantidad retirada por éste, según corresponda. La Transferencia puede ser de potencia y/o de energía.

- 35. Transmisor.-** Titular de una concesión de transmisión eléctrica.

- 36. Usuarios.-** Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú.

- 37. Usuarios Libres.-** Usuarios no sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

- 38. Usuarios Regulados.-** Usuarios sujetos a regulación de precios por la energía o potencia que consumen.

Artículo 2°.- Objeto de la Ley

La presente Ley tiene por objeto perfeccionar las reglas establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas con la finalidad de:

- Asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía; asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva;
- Reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado;
- Adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación; y,
- Introducir un mecanismo de compensación entre el SEIN y los Sistemas Aislados para que los Precios en Barra de estos últimos incorporen los beneficios del gas natural y reduzcan su exposición a la volatilidad del mercado de combustibles.

Es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad.

Capítulo Segundo

Contratos, Licitaciones e incentivos para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica

Artículo 3°.- De los contratos

- Ningún generador podrá contratar con Usuarios Libres y Distribuidores más potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros.
- Las ventas de electricidad de Generador a Distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan mediante:
 - Contratos sin Licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a los Precios en Barra a que se refiere el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas;
 - Contratos resultantes de Licitaciones.

Artículo 4°.- La Licitación como medida preventiva para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica

- El abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado se asegurará mediante Licitaciones que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con Precios Firmes que serán trasladados a los Usuarios Regulados. El proceso de Licitación será llevado a cabo con la anticipación necesaria para facilitar y promover el desarrollo de nuevas

inversiones en generación, aprovechar las economías de escala, promover la competencia por el mercado y asegurar el abastecimiento del mercado regulado.

- 4.2 Las Licitaciones convocadas por los Distribuidores podrán incluir como parte de la demanda a ser licitada aquella que corresponda a sus Usuarios Libres, según lo establece el Reglamento.
- 4.3 El Distribuidor que requiera iniciar un proceso de Licitación en cumplimiento de lo indicado en el artículo 5º, deberá hacer pública su expresión de interés y estará obligado a incorporar en su proceso de Licitación a otros Distribuidores que deseen participar en dicha Licitación, conforme a lo establecido en el Reglamento.
- 4.4 Es facultad de cada Distribuidor establecer sus requerimientos y modalidades de compra de potencia y energía, así como los plazos contractuales a licitar. Los contratos con plazos inferiores a cinco (5) años no podrán cubrir requerimientos mayores al veinticinco por ciento (25%) de la demanda total de los Usuarios Regulados del Distribuidor.
- 4.5 Será facultad de las agrupaciones o consorcios de Usuarios Libres el convocar Licitaciones para la atención de sus demandas actuales y futuras.

Artículo 5º.- Plazo para iniciar el proceso de Licitación

- 5.1 Es obligación del Distribuidor iniciar un proceso de Licitación con una anticipación mínima de tres (3) años, a fin de evitar que la demanda de sus Usuarios Regulados quede sin cobertura de contratos.
- 5.2 El Distribuidor podrá iniciar Licitaciones con una anticipación menor a tres (3) años por una cantidad no mayor al diez por ciento (10%) de la demanda total de sus Usuarios Regulados, a fin de cubrir las desviaciones que se produzcan en sus proyecciones de demanda. En estos casos OSINERG aprobará los plazos contractuales correspondientes a propuesta del Distribuidor.

Artículo 6º.- Bases de la Licitación

- 6.1 El Distribuidor que inicia el proceso de Licitación es responsable de conducirlo y preparar el proyecto de Bases de la Licitación, las cuales deben incluir entre otros requisitos la proforma de contrato, para presentarlas al OSINERG para su aprobación.
- 6.2 Es responsabilidad de OSINERG aprobar las Bases de Licitación, modelos de contrato, términos y condiciones del proceso de Licitación, fórmulas de actualización de precios firmes y supervisar su ejecución.
- 6.3 Corresponde al OSINERG, cautelar que durante todo el proceso de la Licitación no se afecte la libre competencia o haya riesgo de abuso de posición de dominio de mercado entre empresas vinculadas.

Artículo 7º.- Precio máximo para adjudicar contratos en una Licitación y casos de nueva convocatoria

- 7.1 Para efectos de cada Licitación OSINERG establecerá un precio máximo para la adjudicación de los contratos respectivos, el cual deberá incentivar inversiones eficientes en generación, tomando en cuenta el plazo de suministro a que se refiere el inciso I del artículo 8º de la presente Ley. Dicho precio máximo se mantendrá en reserva y en custodia de un Notario Público durante el proceso de Licitación, haciéndose público únicamente en caso de que no se obtuvieran ofertas suficientes para cubrir toda la demanda licitada a un precio inferior o igual al precio máximo.
- 7.2 En los casos en que, como resultado de la Licitación, no se obtuvieran ofertas de

abastecimiento suficientes a un precio inferior o igual al precio máximo para cubrir toda la demanda licitada, se priorizará la asignación de las ofertas ganadoras a la atención de la demanda de los Usuarios Regulados. En estos casos, se efectuará una nueva convocatoria dentro de un plazo máximo de treinta (30) días hábiles, debiendo incorporarse las modificaciones que sean necesarias al proceso de Licitación, las que deberán ser aprobadas por el OSINERG.

Artículo 8º.- Condiciones de los contratos derivados de un proceso de Licitación

Los contratos que se celebren como resultado de un proceso de Licitación deberán contener los mismos términos de las correspondientes propuestas ganadoras, sujetos a las siguientes condiciones:

- I. Plazos de suministro de hasta diez (10) años y Precios Firmes, ninguno de los cuales podrá ser modificado por acuerdo de las partes, a lo largo de la vigencia del contrato, salvo autorización previa de OSINERG. Cuando se trate de reducciones de precios durante la vigencia de los respectivos contratos, los Distribuidores deberán transferir a los consumidores el cincuenta por ciento (50%) de dichas reducciones.
- II. Precio de potencia igual al Precio Básico de Potencia vigente a la fecha de la Licitación con carácter de Precio Firme.
- III. Fórmulas de actualización de los Precios Firmes de acuerdo a las Bases de Licitación.
- IV. Garantía de suministro de energía propia, contratada con terceros o mediante un programa de inversiones que incremente la oferta de generación.

Artículo 9º.- Obligaciones de los participantes en los procesos de Licitación

- 9.1 Las obligaciones de quienes participen en los procesos de Licitación, incluyendo los requisitos, fideicomisos u otras garantías que deberán otorgar las partes, así como su obligación de suscribir los contratos de suministro resultantes de los procesos de Licitación, se establecerán conforme a lo que determine el Reglamento.
- 9.2 Cada Distribuidor que participe en una Licitación suscribirá, en forma individual e independiente, los contratos de suministro que resulten de dicho proceso.

Artículo 10º.- Incentivos para promover convocatoria anticipada de Licitaciones destinadas a la cobertura de la demanda de servicio público de electricidad

Se establece un régimen de incentivos para promover la convocatoria anticipada de Licitaciones destinadas a la cobertura de la demanda del servicio público de electricidad. El referido esquema autoriza la incorporación de un cargo adicional que el Distribuidor podrá incluir en sus precios a sus Usuarios Regulados. Dicho cargo será directamente proporcional al número de años de anticipación de la convocatoria según lo que establece el Reglamento. El cargo anterior no podrá ser superior al tres por ciento (3%) del precio de energía resultante de la Licitación.

Capítulo Tercero El Mercado de Corto Plazo

Artículo 11º.- El Mercado de Corto Plazo

- 11.1 Pueden participar en el Mercado de Corto Plazo los Generadores, Distribuidores para atender a sus Usuarios Libres y los Grandes Usuarios Libres, con las condiciones establecidas en el Reglamento.
- 11.2 La compra y venta de energía en el Mercado de Corto Plazo se efectúa en función a los Costos Marginales de Corto Plazo nodales.

- 11.3 Los retiros de potencia que se efectúen en el Mercado de Corto Plazo, que coincidan con la máxima demanda del periodo mensual, estarán sujetos al pago por Capacidad, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento.
- 11.4 Los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres, en caso de que fuera necesario, deberán constituir fideicomisos u otras garantías de realización inmediata como respaldo de los retiros de capacidad y energía que efectúen del Mercado de Corto Plazo, de tal manera que se garantice el pago oportuno en dicho mercado.
- 11.5 El Reglamento establecerá los lineamientos para:
- a) El funcionamiento y organización del Mercado de Corto Plazo;
 - b) Las reglas para la liquidación de las operaciones de transferencia realizadas en el Mercado de Corto Plazo;
 - c) Las condiciones y requisitos a que se encuentra sujeta la participación de los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres en las operaciones del Mercado de Corto Plazo;
 - d) Los términos y condiciones para la constitución de garantías y las penalidades por su incumplimiento.

Capítulo Cuarto
Comité de Operación Económica del Sistema (COES)

Artículo 12°.- Naturaleza del COES

- 12.1 El COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.
- 12.2 El COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público. Está conformado por todos los Agentes del SEIN y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes.

Artículo 13°.- Funciones de interés público

El COES tiene a su cargo las siguientes funciones de interés público:

- a) Elaborar la propuesta del Plan de Transmisión para su aprobación por el Ministerio;
- b) Elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por OSINERG;
- c) Asegurar el acceso oportuno y adecuado de los interesados a la información sobre la operación del SEIN, la planificación del sistema de transmisión y la administración del Mercado de Corto Plazo;
- d) Asegurar condiciones de competencia en el Mercado de Corto Plazo; y,
- e) Procurar las mejoras tecnológicas que aseguren el eficiente cumplimiento de sus funciones.

Artículo 14°.- Funciones administrativas

El COES tiene a su cargo las siguientes funciones administrativas:

- a) Desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución;
- b) Programar y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones de generación y transmisión;
- c) Coordinar la operación en tiempo real del SEIN;
- d) Coordinar la operación de los enlaces internacionales y administrar las TIE;
- e) Calcular los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico;

- f) Calcular la potencia y energía firmes de cada una de las unidades generadoras;
 - g) Determinar y valorizar las Transferencias de potencia y energía entre los Agentes integrantes del COES;
 - h) Administrar el Mercado de Corto Plazo;
 - i) Asignar responsabilidades en caso de trasgresiones a la NTCSE así como calcular las compensaciones que correspondan;
 - j) Planificar y administrar la provisión de los Servicios Complementarios que se requieran para la operación segura y económica del SEIN; y,
 - k) Resolver divergencias o controversias derivadas de la aplicación de la Ley, del Reglamento, Normas Técnicas, Procedimientos y demás disposiciones complementarias, dentro del ámbito de su competencia, así como los recursos impugnativos que se interpongan contra sus decisiones.
- Las decisiones del COES, que afecten a los Usuarios Regulados, pueden ser impugnadas ante el Tribunal de Solución de Controversias de OSINERG quien resuelve como última instancia administrativa.

Artículo 15°.- Órganos de gobierno

Los órganos de gobierno del COES son: la Asamblea, el Directorio y la Dirección Ejecutiva.

Artículo 16°.- La Asamblea del COES

- 16.1 La Asamblea es el órgano supremo del COES. Tiene como funciones las siguientes:

- a) Designar y remover, según corresponda, al Presidente del Directorio y fijar la remuneración del Presidente y de los Directores;
- b) Aprobar el presupuesto anual;
- c) Designar o delegar en el Directorio la designación de los auditores externos;
- d) Pronunciarse sobre la gestión y los resultados económicos del ejercicio anterior, expresados en los estados financieros;
- e) Aprobar y modificar los estatutos del COES.

- 16.2 La Asamblea está integrada por los Agentes del SEIN, agrupados en cuatro subcomités: uno de Generadores, uno de Distribuidores, uno de Transmisores y uno de Usuarios Libres.

- 16.3 Los acuerdos de la Asamblea, para cada decisión, se adoptan cuando se alcance en la votación un puntaje superior al 66,7% del puntaje máximo total. El puntaje total a favor de una determinada decisión resulta de sumar el puntaje a favor de todos los subcomités. El puntaje de cada subcomité será igual al cociente del número de sus integrantes que votó a favor de una determinada decisión, entre el número total de los integrantes que lo conforman.

- 16.4 El Reglamento establece los requisitos de convocatoria, quórum y demás aspectos relativos a la celebración de la Asamblea.

Artículo 17°.- El Directorio del COES

- 17.1 El Directorio es el responsable del cumplimiento de las funciones señaladas en los artículos 13° y 14° de la presente Ley. Los Directores no estarán sujetos a mandato imperativo ni a subordinación jerárquica. En el desempeño de sus funciones deberán actuar de manera independiente, imparcial y técnica.

- 17.2 El Directorio está integrado por cinco (5) miembros, por un periodo de cinco (5) años, cuatro (4) en representación de cada uno de los subcomités establecidos en el numeral 16.2 del artículo 16° de la presente Ley y uno designado por la Asamblea, quien lo presidirá.

- 17.3 El Presidente y los miembros del Directorio deberán tener un mínimo de diez (10) años de

experiencia profesional en el sector eléctrico. Mientras ejerzan su cargo, están prohibidos de desempeñar actividades para la Administración Pública bajo cualquier modalidad; así como poseer vínculos laborales, comerciales o financieros con los Agentes, sus empresas vinculadas, o con los accionistas mayoritarios de las mismas. La única excepción a las restricciones señaladas es la actividad docente. Una vez que cesen en el ejercicio del cargo estarán sujetos a las mismas prohibiciones por el lapso de un (1) año, periodo durante el cual percibirán la misma remuneración del periodo en ejercicio, salvo que hayan cometido falta grave.

- 17.4 Los miembros del Directorio sólo pueden ser removidos por la Asamblea en caso de incapacidad o falta grave, debidamente comprobada y fundamentada.
- 17.5 El Directorio debe informar periódicamente a los Agentes, al Ministerio y al OSINERG los hechos, actos, acuerdos y decisiones de importancia que puedan afectar la operación del sistema, del Mercado de Corto Plazo y/o de la Planificación de la Transmisión. Dicha información debe ser publicada en el portal de Internet del COES junto con la respectiva documentación de sustento.

Artículo 18°.- La Dirección Ejecutiva del COES

- 18.1 La Dirección Ejecutiva está constituida por la Dirección de Operaciones y la Dirección de Planificación de Transmisión, cuyas funciones son las que establece el Reglamento.
- 18.2 El Director Ejecutivo es seleccionado por el Directorio. Sólo podrá ser removido por éste en caso de incapacidad o falta grave, debidamente comprobada y fundamentada, con el voto de al menos cuatro (4) Directores.

Artículo 19°.- Presupuesto del COES y aportes de los Agentes

- 19.1 El presupuesto del COES será cubierto por aportes de los Agentes, los cuales se determinarán en proporción a los montos registrados en el ejercicio anterior, de:
- a) Las inyecciones de potencia y energía de los Generadores, valorizadas al Precio Básico de la Potencia de Punta y a Costo Marginal de Corto Plazo, respectivamente;
 - b) Los ingresos totales derivados de la prestación del servicio de transmisión de los Transmisores;
 - c) Los retiros de potencia y energía de los Distribuidores y Usuarios Libres, valorizadas al Precio Básico de la Potencia de Punta y a Costo Marginal de Corto Plazo, respectivamente.
- 19.2 El presupuesto no podrá ser superior a la suma del 0,75% de cada uno de los montos mencionados.

Capítulo Quinto

Adecuación del marco legal de la transmisión

Artículo 20°.- Sistema de Transmisión del SEIN

- 20.1 El Sistema de Transmisión del SEIN está integrado por instalaciones:
- a) Del Sistema Garantizado de Transmisión.
 - b) Del Sistema Complementario de Transmisión.
 - c) Del Sistema Principal de Transmisión.
 - d) Del Sistema Secundario de Transmisión.
- 20.2 Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión y del Sistema Complementario de Transmisión son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha

posterior a la promulgación de la presente Ley, conforme se establece en los artículos siguientes.

- 20.3 Las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión y del Sistema Secundario de Transmisión son aquellas instalaciones calificadas como tales al amparo de la LCE y cuya puesta en operación comercial se ha producido antes de la promulgación de la presente Ley.

Artículo 21°.- Plan de Transmisión

- 21.1 El desarrollo del Sistema Garantizado de Transmisión se realiza conforme al Plan de Transmisión, el cual se actualizará y publicará cada dos (2) años.
- 21.2 El Ministerio aprueba el Plan de Transmisión, con la opinión previa de OSINERG. Para la opinión favorable, el OSINERG deberá verificar que el estudio del COES haya cumplido con las políticas y criterios establecidos por el Ministerio. El Plan de Transmisión tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia.
- 21.3 El proceso para la elaboración y aprobación del Plan de Transmisión debe cumplir con las políticas de transparencia de información, audiencias públicas y mecanismos de participación de los Agentes del sistema, organizaciones representativas de usuarios y demás interesados, según lo establece el Reglamento.

Artículo 22°.- Instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión

- 22.1 El Sistema Garantizado de Transmisión está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública.
- 22.2 Para las instalaciones comprendidas en el Sistema Garantizado de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:
- a) El plazo máximo de concesión tendrá una duración de treinta (30) años de operación comercial, más el tiempo necesario para su construcción;
 - b) El Ministerio conducirá los procesos de Licitación necesarios para implementar el Plan de Transmisión. En caso de instalaciones de Refuerzo, el titular de la concesión de transmisión tendrá la preferencia para ejecutarlas directamente. De no ejercerla, se incluirán en los procesos de Licitación;
 - c) Una vez vencido el plazo de otorgamiento de la concesión, los activos de transmisión serán transferidos al Estado sin costo alguno, salvo el valor remanente de los Refuerzos que se hayan ejecutado durante el plazo de vigencia de la concesión;
 - d) Dos (2) años previos al vencimiento de la concesión, el COES evaluará, dentro del Plan de Transmisión, la necesidad y el plazo de mantener en uso la instalación de transmisión. En caso de que resulte conveniente continuar con su utilización, el Ministerio procederá a licitar nuevamente la concesión, empleando como factor de competencia la remuneración garantizada que cubra los Costos de Explotación durante el siguiente plazo de concesión.

Artículo 23°.- Objetivos de la determinación de los cargos del Sistema Garantizado de Transmisión

La determinación de los cargos del Sistema Garantizado de Transmisión tiene como objetivos:

- a) Garantizar la remuneración de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión;
- b) Lograr estabilidad y predictibilidad tanto respecto

al pago que deban hacer la generación y la demanda, como de los ingresos de los concesionarios de transmisión;

- c) Establecer las obligaciones de pago que corresponden a todos los usuarios del Sistema Garantizado de Transmisión.

Artículo 24°.- Base Tarifaria

OSINERG establece la Base Tarifaria, que incluye los siguientes componentes:

- a) La remuneración de las inversiones, calculadas como la anualidad para un periodo de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización definida en el artículo 79° de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- b) Los costos eficientes de operación y mantenimiento, de acuerdo con lo que se establezca en el Reglamento; y,
- c) La liquidación correspondiente por el desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado.

Artículo 25°.- Componentes de inversión, operación y mantenimiento de la Base Tarifaria

25.1 Los componentes de inversión, operación y mantenimiento de la Base Tarifaria, dentro del periodo de recuperación, son iguales a:

- a) Los valores que resulten del proceso de licitación pública, para el caso de las instalaciones que se liciten, actualizados con sus respectivos índices conforme el procedimiento que se establece en el Reglamento;
- b) Los valores establecidos por OSINERG previamente a su ejecución, para el caso que el titular del Sistema de Transmisión ejerza el derecho de preferencia establecido en el artículo 22°, numeral 22.2, inciso b), para la ejecución de Refuerzos de Transmisión.

25.2 Para el caso de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión señaladas en el artículo 22°, numeral 22.2, inciso d), que se vuelvan a entregar en concesión, los componentes de inversión, operación y mantenimiento de la Base Tarifaria serán equivalentes al Costo de Explotación.

Artículo 26°.- Compensaciones para remunerar la Base Tarifaria

26.1 La asignación de compensaciones para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión, es realizada por OSINERG en proporción al beneficio económico que las instalaciones proporcionan a los Usuarios y Generadores. El beneficio económico se determina según el procedimiento que establezca el Reglamento. La asignación de beneficiarios sólo puede ser revisada de acuerdo con lo que establezca el Reglamento.

26.2 La compensación asignada a los Generadores se prorratea entre ellos en proporción al respectivo beneficio económico, a propuesta del COES.

26.3 A la compensación asignada a los Usuarios se le descuenta el correspondiente Ingreso Tarifario y el resultado se denomina Peaje de Transmisión. El valor unitario del Peaje de Transmisión será igual al cociente del Peaje de Transmisión entre la demanda de los Usuarios y será agregado a los Precios en Barra que correspondan, según lo que establezca el Reglamento.

26.4 La compensación asignada a los Usuarios y el Peaje de Transmisión se sumarán a los conceptos del Costo Total de Transmisión y Peaje por Conexión a que se refieren los artículos 59°

y 60° de la Ley de Concesiones Eléctricas, respectivamente.

Artículo 27°.- Instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión

27.1 Se consideran como instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión aquellas que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios Agentes. Además, son parte del Sistema Complementario de Transmisión todas aquellas instalaciones no incluidas en el Plan de Transmisión.

27.2 Para las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) Deberán contar con la conformidad del COES, mediante un estudio que determine que la nueva instalación no perjudica la seguridad ni la fiabilidad del SEIN.
- b) OSINERG establecerá el monto máximo a reconocer como costo de inversión, operación y mantenimiento. Las compensaciones y tarifas se regulan considerando los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión.
- c) En el caso de instalaciones que permiten transferir electricidad hacia los Usuarios Libres o que permiten a los Generadores entregar su energía producida al SEIN, dichos Agentes podrán suscribir contratos para la prestación del servicio de transporte y/o distribución, con sus respectivos titulares, en los cuales la compensación correspondiente será de libre negociación. Para uso de las instalaciones por terceros, o a la terminación de dichos contratos, las compensaciones y tarifas, para los mismos, se regulan según el criterio establecido en el literal b) anterior.

Artículo 28°.- Instalaciones pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión y al Sistema Secundario de Transmisión

Las tarifas y compensaciones de las instalaciones pertenecientes al Sistema Principal y al Sistema Secundario de Transmisión se registrarán de acuerdo a lo dispuesto en la LCE.

**Capítulo Sexto
Formación de Precios a Nivel Generación**

Artículo 29°.- La formación de los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados

29.1 Los Precios a Nivel Generación para Usuarios Regulados se calcularán como el promedio ponderado de los siguientes precios:

- a) Contratos sin Licitación. Por cada contrato, los precios serán igual al promedio de los Precios en Barra y los precios del contrato sin Licitación;
- b) Contratos resultantes de Licitaciones. Por cada contrato, los precios serán iguales a los Precios Firms resultantes de la Licitación, considerando el régimen de incentivos definido en el artículo 10°.

29.2 Para efectos de la determinación de los Precios a Nivel Generación, los precios usados en los incisos a) y b) del numeral anterior, no incluirán los cargos de transmisión que son asumidos por los Usuarios.

29.3 El Reglamento establecerá el mecanismo de compensación entre los Usuarios Regulados, a fin de que el Precio a Nivel Generación para los Usuarios Regulados en el SEIN sea único, excepto por las pérdidas y la congestión de los sistemas de transmisión.

Capítulo Séptimo
Mecanismo de Compensación y Licitaciones para
Sistemas Aislados**Artículo 30°.- Mecanismo de Compensación para**
Sistemas Aislados

- 30.1 Créase el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados destinado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por Sistemas Aislados. Su finalidad es compensar una parte del diferencial entre los Precios en Barra de Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN, según lo que establece el Reglamento.
- 30.2 Los recursos necesarios para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados se obtendrán de hasta el cincuenta por ciento (50%) del aporte de los Usuarios de electricidad, a que se refiere el inciso h. del artículo 7° de la Ley N° 28749. El monto específico será determinado por el Ministerio de Energía y Minas cada año, de conformidad a lo que establece el Reglamento.

Artículo 31°.- Licitaciones para la nueva
generación en Sistemas Aislados

- 31.1 Los Distribuidores de Sistemas Aislados podrán convocar Licitaciones considerando los términos, plazos, condiciones y obligaciones señaladas en el Capítulo Segundo de la presente Ley.
- 31.2 En los procesos de Licitación para Sistemas Aislados, OSINERG tiene las mismas responsabilidades señaladas en el Capítulo Segundo de la presente Ley.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES**PRIMERA.- Nueva opción para Usuarios Libres**

Los Usuarios con una máxima demanda anual comprendida dentro del rango que se establezca en el Reglamento podrán acogerse, a su elección, a la condición de Usuario Libre o Usuario Regulado. El cambio de condición requerirá un preaviso con anticipación no menor a un (1) año, según los términos que establezca el Reglamento. En caso de que el Usuario cambie de condición deberá mantener esta nueva condición por un plazo no menor de tres (3) años.

SEGUNDA.- Nueva referencia para la
comparación del Precio en Barra

El Precio en Barra que fija OSINERG, no podrá diferir, en más de diez por ciento (10%), del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, vigentes al 31 de marzo de cada año, según se establece en el Reglamento.

TERCERA.- Precisiones para los Contratos de
Suministro de Gas Natural

Para los contratos de compraventa o suministro de energía eléctrica y/o de gas natural, es aplicable lo dispuesto por los artículos 5° y 6° del Decreto Legislativo N° 701, Decreto Legislativo contra las prácticas monopólicas, controlistas y restrictivas de la libre competencia, o los que los sustituyan, de modo que no se podrán aplicar condiciones comerciales desiguales para prestaciones equivalentes que coloquen a unos competidores en situación desventajosa frente a otros.

Sin perjuicio de la existencia de otras circunstancias que podrían justificar el establecimiento de condiciones comerciales diferenciadas, no se considera incurso dentro de la prohibición indicada en el párrafo anterior, el establecimiento de precios o condiciones de comercialización diferenciados que respondan a diferencias existentes en los costos involucrados en las operaciones vinculados con los volúmenes contratados, el tiempo de duración de los contratos, la forma de pago, las condiciones de los suministros, u otras, que se otorguen de manera general en todos los casos en que se presenten iguales o similares condiciones.

CUARTA.- Promoción de proyectos
hidroeléctricos

El Ministerio, dentro de su función promotora de nuevas inversiones, deberá implementar la evaluación del potencial nacional de proyectos hidroeléctricos y de fuentes no convencionales de energía, auspiciando los producidos con energía renovable, y poner a disposición de los futuros inversionistas una cartera de proyectos de inversión con perfiles desarrollados hasta el nivel de prefactibilidad.

El Ministerio establecerá los procedimientos estandarizados para la aprobación de estudios de impacto ambiental, en plazos predeterminados, para facilitar las inversiones.

El Ministerio establecerá en un plazo no mayor de noventa (90) días, las condiciones y términos para posibilitar un mecanismo de iniciativas privadas de Clientes Libres para aportes financieros destinados a inversiones en proyectos de ampliación de generación en empresas del Estado, que tendrán carácter reembolsable.

QUINTA.- Política, criterios y metodología para la
elaboración del Plan de Transmisión

La política para el desarrollo eficiente de la transmisión es definida por el Ministerio.

OSINERG desarrollará los estudios para establecer los criterios y metodología de planificación a ser utilizados en la elaboración del Plan de Transmisión, los que incluirán, como mínimo, la calidad de servicio, el nivel de desempeño, los horizontes de planificación y los modelos a emplear. Los criterios y metodología de planificación que resulten de los referidos estudios serán sometidos al Ministerio para su aprobación.

El Reglamento establecerá los límites máximos de voltaje para cada nivel de tensión y los criterios de asignación de las instalaciones.

SEXTA.- Armonización del marco legal de
transmisión

La calificación de las instalaciones señalada en el artículo 58° de la Ley de Concesiones Eléctricas, vigente a la promulgación de la presente Ley, no es materia de revisión, ni es aplicable a las instalaciones cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley.

Lo dispuesto en la presente Ley no será aplicable a las concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado por el Decreto Supremo N° 059-96-PCM, y de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, en aquello que se oponga a lo estipulado en los respectivos contratos de concesión. A la expiración de dichos contratos, las instalaciones de transmisión correspondientes pasarán a formar parte del Sistema Garantizado de Transmisión considerando lo dispuesto en el numeral 22.2, inciso d), del artículo 22° de la presente Ley.

Cada instalación de transmisión existente a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley se pagará por Usuarios y Generadores en la misma proporción en que se viene pagando a dicha fecha y se mantendrá invariable y permanente mientras dichas instalaciones formen parte del Sistema Económicamente Adaptado. La distribución al interior del conjunto de Usuarios o del conjunto de Generadores mantendrá el criterio vigente a la fecha de entrada en vigencia de la presente Ley.

SÉPTIMA.- Reglas aplicables a la compra-venta
de energía de empresas del Estado en el mercado
eléctrico

Las empresas con participación accionaria del Estado, titulares de concesiones o autorizaciones de generación o de distribución, en sus operaciones de compraventa de electricidad se adecuarán a las condiciones establecidas en la presente Ley y su Reglamento. En los casos en que resulten aplicables, dichas empresas quedan autorizadas a negociar y pactar los precios y condiciones comerciales que mejor se adecuen a las condiciones del mercado.

OCTAVA.- Medidas para la promoción de la Generación Distribuida y Cogeneración eficientes

Las actividades de Generación Distribuida y Cogeneración interconectadas al SEIN se regirán por las siguientes disposiciones, de acuerdo con lo que establezca el Reglamento:

- a) La venta de sus excedentes no contratados de energía al Mercado de Corto Plazo, asignados a los Generadores de mayor Transferencia (de compra o negativa) en dicho mercado; y,
- b) El uso de las redes de distribución pagando únicamente el costo incremental incurrido.

NOVENA.- Ingreso tarifario de los enlaces internacionales

Los montos transferidos por el COES a los Generadores y los que a su vez éstos paguen a los Transmisores por concepto de Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales, son gasto o costo deducibles para efectos de la determinación de la renta neta del COES y de los Generadores, respectivamente.

DÉCIMA.- Expedición de Reglamentos

El Poder Ejecutivo expedirá la reglamentación necesaria para la aplicación de la presente Ley, dentro de los ciento ochenta (180) días calendario siguientes a la fecha de su publicación.

UNDÉCIMA.- Recursos para Capacitación en Electricidad

Créase el Consejo de Administración de Recursos para la Capacitación en Electricidad (CARELEC) con el objeto de financiar la transferencia de tecnología y capacitación en el ámbito del Subsector Electricidad, con un presupuesto anual no mayor al diez por ciento (10%) del monto de los aportes efectuados por las empresas eléctricas el año anterior, a que se refiere el inciso g) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas. El Reglamento definirá la organización y funcionamiento del referido Consejo.

DUODÉCIMA.- Costos Marginales ante interrupciones del suministro de gas natural

En el caso de interrupción total o parcial del suministro de gas natural a centrales de generación eléctrica, debido a problemas en la inyección o a fallas en el sistema de transporte de la Red Principal definidas en la Ley N° 27133, los costos marginales de corto plazo serán iguales a los registrados en el mismo día de la semana previa a la interrupción del suministro de gas más un adicional que cubra los costos adicionales de combustibles en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los referidos costos marginales de corto plazo de la semana previa a la interrupción. El referido adicional será calculado restándole a los costos adicionales de combustibles las compensaciones que les corresponda asumir a los productores o transportistas del gas natural según sea el caso.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

PRIMERA.- Cambio de Condición de Usuarios Libres

Durante los dos (2) primeros años de vigencia de la presente Ley, cualquier solicitud de cambio de condición, a que se refiere la Primera Disposición Complementaria de la presente Ley, deberá contemplar un preaviso de por lo menos dos (2) años.

SEGUNDA.- Adecuación del COES

El COES deberá adecuarse y elegir a su nuevo Directorio, de conformidad a lo establecido en la presente Ley, dentro de los ciento veinte (120) días siguientes a la fecha de publicación del Reglamento.

TERCERA.- Adecuación de la Referencia del Precio en Barra

Mientras la energía adquirida mediante Licitaciones a que se refiere el Capítulo Segundo sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda de energía de los Usuarios

Regulados del SEIN, la comparación de las tarifas con los precios libres establecida en el artículo 53° de la Ley de Concesiones Eléctricas, se hará con la media ponderada de los precios obtenidos de las Licitaciones y los precios de los contratos con los Usuarios Libres.

OSINERG definirá el procedimiento para comparar el precio teórico, determinado según el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, con el nuevo referente producto de las Licitaciones.

CUARTA.- Licitaciones por situaciones de excepción

Dentro de los tres (3) primeros años de la vigencia de la presente Ley, las distribuidoras podrán convocar Licitaciones, con una anticipación menor a la establecida en el numeral 5.1 del artículo 5° de la presente Ley, para cubrir la totalidad de la demanda no contratada de sus Usuarios Regulados. En este caso, la vigencia de los contratos adjudicados no será mayor a cinco (5) años.

QUINTA.- Adecuación de factores de pérdidas de potencia

Lo dispuesto en el inciso h) del artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, será aplicable a partir de la fijación tarifaria correspondiente al año 2010.

Para las fijaciones tarifarias previas al año 2010, el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, se determinará agregando al producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por los factores de pérdidas de potencia, los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión.

Para estos efectos, los factores de pérdidas de potencia se determinarán a partir de los factores vigentes a la fecha de publicación de la presente Ley, ajustándolos anualmente hasta alcanzar en forma lineal el valor de 1,0 en el año 2010.

SEXTA.- Adecuación del cálculo de la energía firme

Hasta el 31 de diciembre de 2008, el cálculo de la energía firme se realizará con una probabilidad de excedencia del noventa por ciento (90%).

SÉPTIMA.- Adecuación de las Normas Técnicas de calidad de los Servicios Eléctricos

El Ministerio adecuará las Normas Técnicas de calidad de los Servicios Eléctricos en los aspectos referentes al tratamiento de la Transmisión, en un plazo no mayor de ciento ochenta (180) días.

OCTAVA.- Adecuación de la garantía en los contratos de suministro

Lo dispuesto en el numeral 3.1 del artículo 3° de la presente Ley será aplicable a partir del 1 de enero de 2007.

La potencia asociada a los contratos de compraventa de electricidad, que se suscriban en el periodo comprendido desde la entrada en vigencia de la presente Ley y el 31 de diciembre de 2006, no será contabilizada para efectos de verificar el cumplimiento de lo señalado en el numeral 3.1 del artículo 3° de la presente Ley, durante la vigencia de los respectivos contratos.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA MODIFICATORIA

ÚNICA.- Modificaciones al Decreto Ley N° 25844

Modifíquense los artículos 2°, 3°, 34°, 43°, 45°, 47° primer párrafo e incisos a), h) e i), 48°, 49°, 51°, 52°, 55°, 60°, 61°, 62°, 63°, 69°, 74°, 85°, 101° inciso c) y las Definiciones 5, 6 y 12 del Anexo, de la Ley de Concesiones Eléctricas; debiendo los artículos citados quedar redactados de la siguiente manera:

“Artículo 2°.- Constituyen Servicios Públicos de Electricidad:

- a) El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento; y,
- b) La transmisión y distribución de electricidad.

El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.

Artículo 3°.- Se requiere concesión para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

- a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 20 MW;
- b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;
- c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW.

Artículo 34°.- Los concesionarios de distribución están obligados a:

- a) Suministrar electricidad a quien lo solicite dentro de su zona de concesión o a aquellos que lleguen a dicha zona con sus propias líneas, en un plazo no mayor de un (1) año y que tengan carácter de Servicio Público de Electricidad;
- b) Tener contratos vigentes con empresas generadoras que le garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes veinticuatro (24) meses como mínimo;
- c) Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión y las normas aplicables;
- d) Permitir la utilización de todos sus sistemas y redes por parte de terceros para el transporte de electricidad, excepto cuando tenga por objeto el suministro de electricidad a usuarios del Servicio Público de Electricidad dentro de su área de concesión. OSINERG establecerá la remuneración correspondiente según lo que señala el Reglamento.

Artículo 43°.- Estarán sujetos a regulación de precios:

- a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador.
- b) Los retiros de potencia y energía en el COES que efectúen los Distribuidores y Usuarios Libres, los mismos que serán determinados de acuerdo a lo establecido en el artículo 14° de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución.
- d) Las ventas de energía de Generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; excepto, cuando se hayan efectuado Licitaciones destinadas a atender dicho Servicio, conforme a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- e) Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.

Artículo 45°.- Las ventas de electricidad a un distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan en los puntos donde se inician las instalaciones del Distribuidor.

Artículo 47°.- Para determinar los Precios en Barra, el subcomité de Generadores y el subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, efectuarán los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

- a) Calculará para cada una de las barras del sistema los factores nodales de energía de acuerdo a lo señalado en el artículo 48°. El factor

nodal será igual a 1,00 en la barra en que se fije el Precio Básico de Energía;

(...)

- h) Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, agregando al Precio Básico de la Potencia de Punta los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60° de la presente Ley;
- i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía nodal correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor nodal de energía.

Artículo 48°.- Los factores nodales de energía se calcularán considerando las pérdidas marginales y la capacidad del sistema de transmisión.

Artículo 49°.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema.

Artículo 51°.- Antes del 15 de noviembre de cada año el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, presentarán al OSINERG los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de Precios en Barra, que expliciten y justifiquen, entre otros aspectos, lo siguiente:

- a) La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el período de estudio;
- b) El programa de obras de generación y transmisión;
- c) Los costos de combustibles, Costos de Racionamiento y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- e) Los costos marginales;
- f) Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
- g) Los factores nodales de energía;
- h) El Costo Total de Transmisión considerado;
- i) Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,
- j) La fórmula de reajuste propuesta.

Asimismo el Subcomité de Generadores y el Subcomité de Transmisores, deberán entregar al COES toda la información relevante para los cálculos tarifarios, para ser puestos a disposición de los interesados que lo soliciten.

Para la aplicación del presente artículo OSINERG definirá los procedimientos necesarios.

Artículo 52°.- OSINERG efectuará sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas de los Precios en Barra.

Los responsables deberán absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, OSINERG procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.

Artículo 55°.- El COES deberá entregar obligatoriamente a OSINERG y a los interesados la información técnica que se requiera del sistema; asimismo, los responsables de presentar la propuesta tarifaria, deberán entregar al OSINERG, para su verificación, los modelos matemáticos, programas fuentes y otros elementos requeridos para la fijación de precios.

Artículo 60°.- La compensación a que se refiere el artículo anterior, se abonará separadamente a través de dos conceptos denominados Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión. El Ingreso Tarifario se determina como la suma de:

- a) Ingreso Tarifario Nacional, calculado en función a la potencia y energía entregadas y

- retiradas en barras, valorizadas a sus respectivos Precios en Barra, sin incluir el respectivo peaje;
- b) Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales, calculado según el Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad.

El Peaje por Conexión es la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario. El Peaje por Conexión Unitario será igual al cociente del Peaje por Conexión y la Máxima Demanda proyectada a ser entregada a los Usuarios.

El Reglamento definirá el procedimiento por el cual los Generadores harán efectiva la compensación a los propietarios del Sistema Principal de Transmisión.

Artículo 61°.- OSINERG fijará anualmente el Peaje por Conexión, el Peaje de Transmisión, sus valores unitarios y sus respectivas fórmulas de reajuste mensual, los cuales serán publicados en el Diario Oficial El Peruano, entrando en vigencia el 1 de mayo de cada año.

Artículo 62°.- Las compensaciones y peajes por las redes del Sistema Secundario de Transmisión, o del Sistema de Distribución serán reguladas por OSINERG.

Las discrepancias que dificulten o limiten el acceso del usuario a las redes tanto del Sistema Secundario de Transmisión como del Sistema de Distribución serán resueltas por OSINERG.

Las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión, son remuneradas de la siguiente manera:

- Si se trata de instalaciones para entregar electricidad desde una central de generación hasta el Sistema Principal de Transmisión existente son remuneradas íntegramente por los correspondientes generadores;
- Si se trata de instalaciones que transfieren electricidad desde una barra del Sistema Principal de Transmisión hacia un Distribuidor o consumidor final son remuneradas íntegramente por la demanda correspondiente;
- Los casos excepcionales que se presenten en el Sistema Secundario de Transmisión que no se ajusten a las reglas anteriores serán resueltos por OSINERG conforme se señala en el Reglamento.

Artículo 63°.- Las tarifas máximas a los Usuarios Regulados, comprenden:

- Los Precios a Nivel Generación;
- Los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes; y,
- El Valor Agregado de Distribución.

Artículo 69°.- Con los Valores Agregados de Distribución, obtenidos según los artículos precedentes, y los componentes a) y b) señalados en el artículo 63°, OSINERG estructurará un conjunto de precios para cada concesión.

Artículo 74°.- Las partes interesadas podrán interponer recursos de reconsideración contra la resolución del OSINERG, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de su publicación en el Diario Oficial El Peruano.

El recurso de reconsideración deberá ser resuelto dentro de un plazo de treinta (30) días hábiles a partir de su interposición, con lo que quedará agotada la vía administrativa.

Artículo 85°.- En el caso de solicitantes pertenecientes a zonas habitadas que cuentan con habilitación urbana y que tengan un índice de ocupación predial –habitabilidad– mayor a cuarenta por ciento (40%), corresponde al concesionario efectuar, a su costo, todas las obras de electrificación definitiva de dicha zona, incluyendo las redes

secundarias de servicio particular y alumbrado público.

En el caso de zonas habitadas que no cuenten con la habilitación urbana correspondiente así como, en el caso de aquellas que tengan habilitación urbana aprobada pero que no cuenten con un índice de ocupación predial mayor a cuarenta por ciento (40%), los solicitantes, previa opinión favorable de la autoridad municipal provincial respectiva, podrán requerir al concesionario la instalación de suministros provisionales de venta en bloque en baja tensión. En estos casos, los solicitantes podrán aportar con contribuciones reembolsables de acuerdo al artículo 83° de la presente Ley, para la electrificación definitiva de la zona, correspondiendo efectuar la devolución de las contribuciones reembolsables a partir de la fecha en que el índice de ocupación predial sea mayor a cuarenta por ciento (40%).

Artículo 101°.- Es materia de fiscalización por parte del OSINERG:

(...)

- El cumplimiento de las funciones asignadas por Ley al COES.

(...)

ANEXO DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS

DEFINICIONES

(...)

- COSTO MARGINAL DE CORTO PLAZO:** Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Éste varía por barra o nodo.

- ENERGÍA FIRME:** Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, determinada para una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%) para las unidades de generación hidroeléctrica y de indisponibilidad, programada y fortuita, para las unidades de generación térmica.

(...)

- POTENCIA FIRME:** Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las centrales termoelectricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita."

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA DEROGATORIA

ÚNICA.- Derogatorias

Deróganse los artículos 39°, 40° y 41° de la LCE; así como, aquellas normas modificatorias y complementarias que se opongan a lo dispuesto en la presente Ley.

Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.

En Lima, a los diez días del mes de julio de dos mil seis.

MARCIAL AYAIPOMA ALVARADO
Presidente del Congreso de la República

FAUSTO ALVARADO DODERO
Primer Vicepresidente del Congreso de la República

AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE
LA REPÚBLICA



POR TANTO:

Mando se publique y cumpla.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los veintín días del mes de julio del año dos mil seis.

ALEJANDRO TOLEDO
Presidente Constitucional de la República

PEDRO PABLO KUCZYNSKI GODARD
Presidente del Consejo de Ministros

0354-39

**RESOLUCIÓN LEGISLATIVA
Nº 28833**

~~EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA;~~

~~Ha dado la Resolución Legislativa siguiente:~~

**RESOLUCIÓN LEGISLATIVA QUE APRUEBA
EL "PROTOCOLO FACULTATIVO DE LA
CONVENCIÓN CONTRA LA TORTURA Y
OTROS TRATOS O PENAS CRUELES,
INHUMANOS O DEGRADANTES"**

~~Artículo único. Objeto de la Resolución Legislativa~~

~~Apruébase el "Protocolo Facultativo de la Convención contra la Tortura y otros Tratos o Penas Crueles, Inhumanos o Degradantes", adoptado por la Asamblea General de las Naciones Unidas el 18 de diciembre de 2002, de conformidad con los artículos 56º y 102º inciso 3 de la Constitución Política del Perú.~~

~~Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.~~

~~En Lima, a los diecinueve días del mes de julio de dos mil seis.~~

~~MARCIAL AYAIPOMA ALVARADO
Presidente del Congreso de la República~~

~~FAUSTO ALVARADO DODERO
Primer Vicepresidente del Congreso de la República~~

~~AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA~~

~~Lima, 21 de julio de 2006~~

~~Cumplase, comuníquese, publíquese, regístrese y archívese.~~

~~ALEJANDRO TOLEDO
Presidente Constitucional de la República~~

~~PEDRO PABLO KUCZYNSKI GODARD
Presidente del Consejo de Ministros~~

~~00354-40~~

**RESOLUCIÓN LEGISLATIVA
Nº 28834**

~~EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA;~~

~~Ha dado la Resolución Legislativa siguiente:~~

**RESOLUCIÓN LEGISLATIVA QUE APRUEBA
LA ADHESIÓN DEL PERÚ AL "ACUERDO
SOBRE LA FACULTAD LATINOAMERICANA
DE CIENCIAS SOCIALES (FLACSO)"**

~~Artículo único. Objeto de la Resolución Legislativa~~

~~Apruébase la adhesión del Perú al "Acuerdo sobre la Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO)", adoptado el 8 de junio de 1979, en la ciudad de San José de Costa Rica, República de Costa Rica, de conformidad con el inciso 4 del artículo 56º y el inciso 3 del artículo 102º de la Constitución Política del Perú.~~

~~Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.~~

~~En Lima, a los diecinueve días del mes de julio de dos mil seis.~~

~~MARCIAL AYAIPOMA ALVARADO
Presidente del Congreso de la República~~

~~FAUSTO ALVARADO DODERO
Primer Vicepresidente del Congreso de la República~~

~~AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA~~

~~Lima, 21 de julio de 2006~~

~~Cumplase, comuníquese, publíquese, regístrese y archívese.~~

~~ALEJANDRO TOLEDO
Presidente Constitucional de la República~~

~~PEDRO PABLO KUCZYNSKI GODARD
Presidente del Consejo de Ministros~~

~~0354-41~~

**RESOLUCIÓN LEGISLATIVA
Nº 28835**

~~EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA;~~

~~Ha dado la Resolución Legislativa siguiente:~~

**RESOLUCIÓN LEGISLATIVA QUE APRUEBA
LA "CONVENCIÓN SOBRE LA PROTECCIÓN
Y PROMOCIÓN DE LA DIVERSIDAD DE
LAS EXPRESIONES CULTURALES"**

~~Artículo único. Objeto de la Resolución Legislativa~~

~~Apruébase la "Convención sobre la Protección y Promoción de la Diversidad de las Expresiones Culturales", adoptada en el marco de la 33ª Conferencia General de la UNESCO, el 20 de octubre de 2005, en la ciudad de París, República Francesa, de conformidad con los artículos 56º y 102º inciso 3 de la Constitución Política del Perú.~~

~~Comuníquese al señor Presidente de la República para su promulgación.~~

~~En Lima, a los diecinueve días del mes de julio de dos mil seis.~~

~~MARCIAL AYAIPOMA ALVARADO
Presidente del Congreso de la República~~

~~FAUSTO ALVARADO DODERO
Primer Vicepresidente del Congreso de la República~~

~~AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA~~

~~Lima, 21 de julio de 2006~~

~~Cumplase, comuníquese, publíquese, regístrese y archívese.~~

~~ALEJANDRO TOLEDO
Presidente Constitucional de la República~~

~~PEDRO PABLO KUCZYNSKI GODARD
Presidente del Consejo de Ministros~~

~~00354-42~~