

# Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano

Alfredo Dammert Lira

Fiorella Molinelli Aristondo

Max Arturo Carbajal Navarro









**FUNDAMENTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS  
DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO**

**Alfredo Dammert Lira**

**Fiorella Molinelli Aristondo**

**Max Arturo Carbajal Navarro**

**Título:**  
**FUNDAMENTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DEL  
SECTOR ELÉCTRICO PERUANO**

© Alfredo Dammert, Fiorella Molinelli y Max Carbajal, 2011

**OSINERGMIN**

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería  
Jr. Bernardo Monteagudo 222 Magdalena del Mar

**Primera Edición en Español:**

Mayo de 2011  
Lima - Perú

**Equipo de Trabajo:**

Cairampoma Arroyo, Alberto  
Carrera Huamaní, César Eduardo  
Chávez Huamán, Edison Alex  
Javier Jara, Juan José  
Yanayaco Sarango, Ruben

**Tiraje:**

500 ejemplares  
Derechos Reservados © 2011.  
Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú  
Nº 2011-15095  
ISBN: 978-612-46124-0-4

Queda prohibida cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra sin contar con la autorización de los titulares de la propiedad intelectual.

**Comentarios o Sugerencias:**

[adammert@osinerg.gob.pe](mailto:adammert@osinerg.gob.pe)  
[fmolinelli@osinerg.gob.pe](mailto:fmolinelli@osinerg.gob.pe)  
[mcarbajal@osinerg.gob.pe](mailto:mcarbajal@osinerg.gob.pe)

Impresión  
Grapex Perú S.R.L.  
Jr. Cuzco Nº 485 - Huancayo Telf.(064) 212492  
e-mail: [grapexperuhuancayo@hotmail.com](mailto:grapexperuhuancayo@hotmail.com)

Impreso en el Perú  
Printed in Peru

# ÍNDICE GENERAL

<b>PRÓLOGO</b> .....	17
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	19
<b>PARTE I: FUNDAMENTOS TÉCNICOS DEL SECTOR ELÉCTRICO</b> .....	21
1.1 LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	21
1.2 LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.....	44
1.3 LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	55
<b>PARTE II: EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO</b> .....	65
2.1 EL MERCADO DE ELECTRICIDAD.....	65
2.2 LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ .....	71
2.3 LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ.....	88
2.4 LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ.....	92
2.5 ESTADÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN).....	96
2.6 EL MERCADO LIBRE DE ELECTRICIDAD.....	100
2.7 LA CONCENTRACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO.....	117
<b>PARTE III: MECANISMOS DE FORMACIÓN DE PRECIOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO</b> .....	127
3.1 EL MERCADO ELÉCTRICO Y SUS TRANSACCIONES.....	127
3.2 TARIFAS EN GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	137
3.3 TARIFAS EN TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.....	160
3.4 TARIFAS EN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....	173
3.5 TARIFAS AL CLIENTE FINAL.....	186
3.6 EL FONDO DE LA COMPENSACIÓN SOCIAL ELÉCTRICA (FOSE).....	189
3.7 ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.....	193
3.8 PROSPECTIVA: NUEVAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	201
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	206

# ÍNDICE ESPECÍFICO

<b>PRÓLOGO</b> .....	<b>17</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>19</b>
<b>PARTE I: FUNDAMENTOS TÉCNICOS DEL SECTOR ELÉCTRICO</b> .....	<b>21</b>
<b>1.1 LA GENERACIÓN ELÉCTRICA</b> .....	<b>21</b>
1.1.1 Energía y potencia eléctrica.....	21
1.1.2 Potencia, máxima demanda y factor de carga.....	23
1.1.3 Corriente continua y corriente alterna.....	25
1.1.4 ¿Cómo se genera la electricidad?.....	26
1.1.5 Turbinas.....	28
1.1.6 ¿Cómo se genera energía eléctrica alterna?.....	30
1.1.7 Tipos de generación eléctrica.....	31
1.1.8 La cogeneración y la generación distribuida.....	41
<b>1.2 LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA</b> .....	<b>44</b>
1.2.1 Las pérdidas de energía en la transmisión.....	45
1.2.2 Los componentes de la transmisión eléctrica y las etapas del proceso de transmisión.....	48
1.2.3 Instalaciones del sistema de transmisión nacional.....	49
1.2.4 Fajas de servidumbres en líneas de transmisión.....	53
1.2.5 El vano económico y los vanos especiales.....	54
<b>1.3 LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA</b> .....	<b>55</b>
1.3.1 Topología de redes de distribución eléctrica.....	55
1.3.2 Tipos de distribución eléctrica en el Perú .....	57
1.3.3 La acometida .....	58
1.3.4 Partes de la acometida y tipos de conexiones .....	58
1.3.5 Medidores o contadores eléctricos .....	61
1.3.6 Clasificación de los medidores eléctricos .....	61
<b>PARTE II: EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO</b> .....	<b>65</b>
<b>2.1 EL MERCADO DE ELECTRICIDAD</b> .....	<b>65</b>
2.1.1 Características de la energía eléctrica .....	65
2.1.2 Características de la organización de la industria eléctrica en el Perú.....	66
2.1.3 Diseño del mercado eléctrico peruano .....	67
<b>2.2 LA GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ</b> .....	<b>71</b>
2.2.1 La energía primaria .....	71
2.2.2 La energía secundaria .....	83

2.2.3 Empresas de generación eléctrica .....	84
2.2.4 Empresas distribuidoras que además generan electricidad.....	88
<b>2.3 LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ .....</b>	<b>88</b>
2.3.1 Los beneficios de la interconexión .....	89
2.3.2 Los sistemas de transmisión eléctrica en el Perú .....	89
A. El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) .....	89
B. Los sistemas aislados .....	92
<b>2.4 LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EL PERÚ .....</b>	<b>92</b>
2.4.1 Economías de densidad .....	92
2.4.2 Ubicación de los sistemas de distribución eléctrica .....	93
2.4.3 Empresas de distribución eléctrica .....	95
2.4.4 Descripción de las principales distribuidoras en el Perú .....	95
<b>2.5 ESTADÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN) .....</b>	<b>96</b>
2.5.1 Producción de energía .....	96
2.5.2 Demanda de energía.....	96
2.5.3 Máxima demanda y potencia firme .....	97
2.5.4 Reserva y margen reserva .....	98
2.5.5 Factor de carga .....	99
2.5.6 Costo marginal y precio regulado ponderados .....	100
<b>2.6 EL MERCADO LIBRE DE LA ELECTRICIDAD .....</b>	<b>100</b>
2.6.1 Clasificación de los usuarios: libres y regulados .....	100
2.6.2 Agentes que participan en el mercado libre de electricidad .....	101
2.6.3 Empresas participantes en el mercado libre .....	102
2.6.4 Comportamiento del mercado libre de electricidad .....	104
2.6.5 Estadísticas del mercado libre por tipo de empresa .....	104
2.6.6 Estadísticas del mercado libre por actividad económica .....	115
<b>2.7 LA CONCENTRACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO.....</b>	<b>117</b>
2.7.1 Formas de medir la concentración de los mercados.....	117
2.7.2 Índices de concentración: el $C_k$ y el HHI .....	117
2.7.3 Índice de inestabilidad .....	118
2.7.4 Concentración en el mercado de generación eléctrica .....	119
2.7.5 Concentración en el mercado libre de electricidad .....	122

<b>PARTE III: MECANISMOS DE FORMACIÓN DE PRECIOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO.....</b>	<b>127</b>
<b>3.1 EL MERCADO ELÉCTRICO Y SUS TRANSACCIONES.....</b>	<b>127</b>
3.1.1 El mercado regulado: subastas o licitaciones, precios firmes y precios en barra	128
3.1.2 El mercado libre: contratos libres, precios libres y precios firmes.....	128
3.1.3 Transacciones físicas y financieras en los mercados eléctricos.....	128
3.1.4 Tipos de diseño de mercado eléctrico.....	135
3.1.5 El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) .....	136
<b>3.2 TARIFAS EN GENERACIÓN ELÉCTRICA .....</b>	<b>137</b>
3.2.1 Fundamentos: la minimización de costos .....	138
3.2.2 Los precios en barra .....	141
3.2.3 Licitaciones de energía .....	146
3.2.4 Teoría de subastas .....	146
3.2.5 Las subastas y el rol del organismo regulador .....	149
3.2.6 La Ley N° 28832: el rol del OSINERGMIN en las licitaciones .....	149
3.2.7 Precios resultantes de las licitaciones: precios firmes .....	152
3.2.8 Plazos de los contratos .....	153
3.2.9 Comentarios finales sobre las subastas en el Perú .....	154
3.2.10 Fórmulas de reajuste de los precios en generación eléctrica .....	159
3.2.11 Precio a Nivel Generación (PNG) .....	159
<b>3.3 TARIFAS EN TRANSMISIÓN ELÉCTRICA .....</b>	<b>160</b>
3.3.1 Sistemas de transmisión: SPT, SST, SGT, SCT .....	160
3.3.2 Contratos de concesión para el SGT y el SCT.....	161
3.3.3 Licitaciones para los sistemas de transmisión .....	162
3.3.4 Costos de un sistema de transmisión.....	162
3.3.5 Costo y remuneración del Sistema Principal de Transmisión (SPT).....	163
3.3.6 Costo y remuneración del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT).....	165
3.3.7 Costo y remuneración del Sistema Secundario de Transmisión (SST) y Sistema Complementario de Transmisión (SCT).....	169
<b>3.4 TARIFAS EN DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA.....</b>	<b>173</b>
3.4.1 La tarifa de distribución eléctrica: VAD.....	173
3.4.2 Cálculo del valor agregado de distribución (VAD).....	174
3.4.3 Los sectores típicos de distribución.....	178
3.4.4 Sectores típicos y regulación por empresa modelo eficiente.....	180
3.4.5 VAD para cada empresa.....	182
3.4.6 Validación de los VAD para cada sector típico.....	183

3.4.7 Actualización del VAD.....	185
<b>3.5 TARIFAS AL CLIENTE FINAL.....</b>	<b>186</b>
3.5.1 Opciones tarifarias al cliente final.....	186
A. Tarifas en media tensión (MT).....	186
B. Tarifas en baja tensión (BT).....	186
<b>3.6 EL FONDO DE LA COMPENSACIÓN SOCIAL ELÉCTRICA (FOSE).....</b>	<b>189</b>
3.6.1 Subsidios aplicables por el FOSE.....	189
3.6.2 Factores de ajuste luego de una interconexión.....	190
3.6.3 Fijación del FOSE.....	191
3.6.4 El FOSE para usuarios urbanos del SEIN.....	191
3.6.5 Subsidios y recargos unitarios con el FOSE.....	192
<b>3.7 ENERGÍAS RENOVABLES No CONVENCIONALES.....</b>	<b>193</b>
3.7.1 Importancia de las fuentes de energía renovable no convencional.....	194
3.7.2 Fases de desarrollo de las tecnologías para generar electricidad.....	194
3.7.3 El marco normativo peruano de fomento de FERNC.....	195
3.7.4 Objetivo de la normativa y definición de RER.....	195
3.7.5 Energías renovables en la matriz de generación eléctrica.....	195
3.7.6 Algunos alcances e impactos de la regulación de las FERNC.....	196
3.7.7 Licitaciones y regulación de tarifas para generación con RER.....	196
3.7.8 Ingreso por energía y potencia para los generadores RER.....	200
3.7.9 Disponibilidad de las centrales RER.....	200
<b>3.8 PROSPECTIVA: NUEVAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....</b>	<b>201</b>
3.8.1 Nuevas tecnologías disponibles y su uso futuro esperado.....	201
3.8.2 Generación con combustibles fósiles y energía renovables.....	202
3.8.3 Gas natural a partir del CO <sub>2</sub> .....	202
3.8.4 Modificación genética de bacteria para que excrete petróleo.....	203
3.8.5 Lasers para una mejor combustión del carbón.....	204
3.8.6 Plantas de carbón sin refrigeración.....	204
3.8.7 Energía eólica offshore.....	205
3.8.8 Suministros de energía del mañana.....	205
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>206</b>

# ÍNDICE DE GRÁFICOS

GRÁFICO N° 1: ENERGÍA Y POTENCIA.....	23
GRÁFICO N° 2: FACTOR DE CARGA Y EFICIENCIA.....	24
GRÁFICO N° 3: CORRIENTE CONTINUA.....	25
GRÁFICO N° 4: CORRIENTE ALTERNA.....	26
GRÁFICO N° 5: GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD: EL ALTERNADOR.....	27
GRÁFICO N° 6: GENERACIÓN ELÉCTRICA Y CORRIENTE ALTERNA.....	30
GRÁFICO N° 7: ESQUEMA DE LA GENERACIÓN HIDRÁULICA DE EMBALSE.....	32
GRÁFICO N° 8: AÑO HIDROLÓGICO.....	32
GRÁFICO N° 9: CLASIFICACIÓN DEL AÑO HIDROLÓGICO.....	33
GRÁFICO N° 10: ESQUEMA DE LA GENERACIÓN TÉRMICA A DIÉSEL Y/O DERIVADOS.....	34
GRÁFICO N° 11: ESQUEMA DE LA GENERACIÓN TÉRMICA A CARBÓN.....	35
GRÁFICO N° 12: ESQUEMA DE LA GENERACIÓN TÉRMICA A CICLO COMBINADO.....	36
GRÁFICO N° 13: ESQUEMA DE LA GENERACIÓN NUCLEAR.....	38
GRÁFICO N° 14: ESQUEMA DE LA GENERACIÓN EÓLICA.....	39
GRÁFICO N° 15: ESQUEMA DE LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	39
GRÁFICO N° 16: ESQUEMA DE LA GENERACIÓN TERMOSOLAR.....	40
GRÁFICO N° 17: RESISTENCIA DE LOS MATERIALES.....	44
GRÁFICO N° 18: EFECTO JOULE EN LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.....	46
GRÁFICO N° 19: MINIMIZACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.....	48
GRÁFICO N° 20: PARTES PRINCIPALES DE UNA TORRE DE TRANSMISIÓN.....	52
GRÁFICO N° 21: FAJA DE SERVIDUMBRE PARA UNA LÍNEA DE 220 KV.....	54
GRÁFICO N° 22: EL VANO ECONÓMICO.....	55
GRÁFICO N° 23: SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN RADIAL.....	56
GRÁFICO N° 24: SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN ANILLO.....	56
GRÁFICO N° 25: SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ENMALLADO.....	57
GRÁFICO N° 26: ACTIVIDADES DESARROLLADAS EN EL SECTOR ELÉCTRICO.....	67
GRÁFICO N° 27: ECONOMÍAS Y DESECONOMÍAS DE ESCALA.....	68
GRÁFICO N° 28: ECONOMÍAS DE ESCALA Y ESTRUCTURA DE MERCADO.....	69
GRÁFICO N° 29: CARACTERÍSTICAS DE LAS ACTIVIDADES EN EL SECTOR ELÉCTRICO.....	71
GRÁFICO N° 30: SEPARACIÓN DE ACTIVIDADES EN EL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO.....	72
GRÁFICO N° 31: CONCENTRACIONES EN EL SECTOR ELÉCTRICO.....	73
GRÁFICO N° 32: RESERVAS PROBADAS DE ENERGÍA PRIMARIA COMERCIAL EN EL PERÚ 2002 Y 2009 (EN PORCENTAJE).....	76
GRÁFICO N° 33: BALANZA COMERCIAL DEL PETRÓLEO CRUDO EN EL PERÚ (MILES DE TJ).....	78
GRÁFICO N° 34: BALANZA COMERCIAL DEL CARBÓN MINERAL EN EL PERÚ (MILES DE TJ).....	79
GRÁFICO N° 35: DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA PRIMARIA PARA TRANSFORMACIÓN EN EL PERÚ (MILES DE TJ).....	80
GRÁFICO N° 36: OFERTA INTERNA BRUTA DE ENERGÍA PRIMARIA COMERCIAL EN EL PERÚ (TJ).....	81
GRÁFICO N° 37: RESERVAS VERSUS PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA COMERCIAL EN EL PERÚ (2009).....	82
GRÁFICO N° 38: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA EN EL PERÚ (TJ).....	84
GRÁFICO N° 39: DENSIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	93
GRÁFICO N° 40: PRODUCCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN TIPO DE FUENTE DE ENERGÍA.....	96
GRÁFICO N° 41: DEMANDA ELÉCTRICA SEGÚN TIPO DE PRODUCCIÓN: BASE, MEDIA, PUNTA.....	97
GRÁFICO N° 42: DESPACHO DE GENERACIÓN PARA EL DÍA DE MÁXIMA DEMANDA DE CADA MES.....	97
GRÁFICO N° 43: EVOLUCIÓN DE LA MÁXIMA DEMANDA Y POTENCIA FIRME.....	98
GRÁFICO N° 44: RESERVA DE ENERGÍA Y MARGEN DE RESERVA.....	99
GRÁFICO N° 45: MÁXIMA DEMANDA Y FACTOR DE CARGA.....	99

GRÁFICO N° 46: COSTO MARGINAL Y PRECIO REGULADO PONDERADOS.....	100
GRÁFICO N° 47: AGENTES QUE PARTICIPAN EN EL MERCADO LIBRE DE ELECTRICIDAD.....	102
GRÁFICO N° 48: NÚMERO DE CLIENTES LIBRES POR TIPO DE EMPRESA.....	104
GRÁFICO N° 49: VENTAS DE ENERGÍA EN EL MERCADO LIBRE POR TIPO DE EMPRESA (GWH).....	106
GRÁFICO N° 50: VENTAS POR CLIENTE SEGÚN TIPO DE EMPRESA EN EL MERCADO LIBRE (GWH).....	108
GRÁFICO N° 51: PRECIO MEDIO DEL MERCADO LIBRE POR TIPO DE EMPRESA.....	110
GRÁFICO N° 52: FACTURACIÓN EN EL MERCADO LIBRE SEGÚN EMPRESA (MILLONES DE S/.).....	111
GRÁFICO N° 53: PARTICIPACIÓN EN EL MERCADO LIBRE SEGÚN POTENCIA CONTRATADA.....	111
GRÁFICO N° 54: VENTAS DE ENERGÍA EN EL MERCADO LIBRE POR ACTIVIDAD ECONÓMICA.....	115
GRÁFICO N° 55: VENTAS DE ENERGÍA EN EL MERCADO LIBRE POR ACTIVIDAD ECONÓMICA (EN %).....	116
GRÁFICO N° 56: ÍNDICE HHI DEL MERCADO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (2002-2009).....	122
GRÁFICO N° 57: ÍNDICE HHI DE VENTAS DE LAS EMPRESAS DEL MERCADO LIBRE (2003-2009).....	125
GRÁFICO N° 58: TRANSACCIONES FÍSICAS EN EL MERCADO REGULADO.....	129
GRÁFICO N° 59: TRANSACCIONES FÍSICAS EN EL MERCADO LIBRE.....	130
GRÁFICO N° 60: TRANSACCIONES FÍSICAS EN LOS MERCADOS LIBRE Y REGULADO.....	131
GRÁFICO N° 61: TRANSACCIONES FINANCIERAS: LAS DISTRIBUIDORAS.....	132
GRÁFICO N° 62: TRANSACCIONES FINANCIERAS: GENERADOR SUPERAVITARIO.....	133
GRÁFICO N° 63: TRANSACCIONES FINANCIERAS: GENERADOR DEFICITARIO.....	133
GRÁFICO N° 64: TRANSACCIONES FINANCIERAS: UN GENERADOR SUPERAVITARIO Y OTRO DEFICITARIO..	134
GRÁFICO N° 65: TRANSACCIONES FINANCIERAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO.....	135
GRÁFICO N° 66: COSTOS MARGINALES Y DEMANDA DE ENERGÍA.....	137
GRÁFICO N° 67: DIAGRAMA O CURVA DE CARGA.....	138
GRÁFICO N° 68: DIAGRAMA O CURVA DE DURACIÓN.....	138
GRÁFICO N° 69: DIAGRAMA DE DURACIÓN Y MINIMIZACIÓN DE COSTOS.....	139
GRÁFICO N° 70: MIX DE TECNOLOGÍAS Y MINIMIZACIÓN DE COSTOS.....	141
GRÁFICO N° 71: VARIABLES CONSIDERADAS EN LA OBTENCIÓN DEL PRECIO BÁSICO DE ENERGÍA.....	142
GRÁFICO N° 72: BLOQUES HORARIOS.....	143
GRÁFICO N° 73: PRECIO MARGINAL DE POTENCIA.....	144
GRÁFICO N° 74: VARIABLES A CONSIDERAR PARA OBTENER EL PRECIO BÁSICO DE POTENCIA.....	145
GRÁFICO N° 75: ESQUEMA DE LA FIJACIÓN DE LOS PRECIOS EN BARRA.....	146
GRÁFICO N° 76: EJEMPLO DE LICITACIÓN SIN REVELAR EL PRECIO MÁXIMO.....	151
GRÁFICO N° 77: EJEMPLO DE LICITACIÓN REVELANDO EL PRECIO MÁXIMO.....	151
GRÁFICO N° 78: SISTEMAS DE TRANSMISIÓN INCORPORADOS BAJO LA LEY N° 28832.....	161
GRÁFICO N° 79: COSTOS EFICIENTE DEL SISTEMA PRINCIPAL (AVNR + COYM).....	163
GRÁFICO N° 80: REMUNERACIÓN DEL SISTEMA PRINCIPAL (INGRESO TARIFARIO + PEAJE).....	164
GRÁFICO N° 81: CÁLCULO DEL PEAJE POR CONEXIÓN (P).....	165
GRÁFICO N° 82: LA BASE TARIFARIA DEL SGT.....	166
GRÁFICO N° 83: LA LIQUIDACIÓN ANUAL (LA).....	167
GRÁFICO N° 84: COMPOSICIÓN INICIAL DE LA REMUNERACIÓN DE LA BASE TARIFARIA DEL SGT.....	168
GRÁFICO N° 85: BASE TARIFARIA ASIGNADA A USUARIOS (BTAU).....	168
GRÁFICO N° 86: COMPOSICIÓN FINAL DE LA REMUNERACIÓN DE LA BASE TARIFARIA DEL SGT.....	168
GRÁFICO N° 87: MINIMIZACIÓN DEL COSTO TOTAL A REMUNERAR CON LA DETERMINACIÓN DEL SER....	170
GRÁFICO N° 88: COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS SST Y SCT.....	171
GRÁFICO N° 89: FACTOR DE PÉRDIDAS MEDIAS.....	171
GRÁFICO N° 90: CÁLCULO DEL COSTO MEDIO ANUAL, PEAJES, COMPENSACIONES Y FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN.....	172
GRÁFICO N° 91: TARIFA DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN.....	173
GRÁFICO N° 92: COMPONENTES DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD).....	174
GRÁFICO N° 93: COMPONENTES DE LOS COSTOS ESTÁNDARES DE INVERSIÓN Y O&M.....	174
GRÁFICO N° 94: CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN (VAD).....	175
GRÁFICO N° 95: CÁLCULO DEL VAD UNITARIO.....	176

GRÁFICO N° 96: COSTO DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN DENSIDAD DE LA ZONA.....	179
GRÁFICO N° 97: EVOLUCIÓN DE LA CANTIDAD DE SECTORES TÍPICOS EN LA LEGISLACIÓN PERUANA....	182
GRÁFICO N° 98: VAD PROMEDIO PONDERADO PARA CADA EMPRESA.....	183
GRÁFICO N° 99: ORDENAMIENTO Y AGRUPAMIENTO DE EMPRESAS EN FUNCIÓN DEL VAD.....	184
GRÁFICO N° 100: CÁLCULO Y VALIDACIÓN DE LA TIR DE CADA GRUPO.....	185
GRÁFICO N° 101: COMPOSICIÓN DE LA TARIFA AL CLIENTE FINAL.....	186
GRÁFICO N° 102: EJEMPLO DE RECIBO DE LUZ.....	188
GRÁFICO N° 103: FIJACIÓN DEL FOSE.....	191
GRÁFICO N° 104: TARIFA CON FOSE PARA EL RANGO 0 – 30 KWH/MES.....	192
GRÁFICO N° 105: CURVA DE TARIFA CON FOSE PARA EL RANGO MÁS DE 30 HASTA 100 KWH/MES.....	192
GRÁFICO N° 106: SUBSIDIOS Y RECARGOS UNITARIOS CON EL FOSE.....	193
GRÁFICO N° 107: ETAPAS DE TECNOLOGÍAS PARA GENERAR ELECTRICIDAD.....	194
GRÁFICO N° 108: DEMANDA SUBASTADA, TARIFA BASE Y TARIFA ADJUDICADA.....	197
GRÁFICO N° 109: TARIFAS ADJUDICADA Y PRIMAS.....	198
GRÁFICO N° 110: PROSPECTIVA DE LOS COSTOS DE GENERACIÓN CON ENERGÍA RENOVABLE .....	202

# ÍNDICE DE CUADROS

CUADRO N° 1: TIPOS DE TURBINAS.....	29
CUADRO N° 2: COMPARACIÓN DEL RENDIMIENTO DE LAS UNIDADES TÉRMICAS.....	37
CUADRO N° 3: TIPOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍA CONVENCIONALES	42
CUADRO N° 4: TIPOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON FUENTES DE ENERGÍA PRIMARIAS NO CONVENCIONALES	43
CUADRO N° 5: CLASIFICACIÓN DE LAS TORRES DE TRANSMISIÓN.....	51
CUADRO N° 6: ANCHOS MÍNIMOS DE FAJA DE SERVIDUMBRES.....	53
CUADRO N° 7: RESERVAS PROBADAS DE ENERGÍA PRIMARIA COMERCIAL EN EL PERÚ (MILES DE TJ).....	75
CUADRO N° 8: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA EN EL PERÚ (MILES DE TJ).....	77
CUADRO N° 9: BALANZA COMERCIAL DE ENERGÍA PRIMARIA EN EL PERÚ (MILES DE TJ).....	78
CUADRO N° 10: DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA PRIMARIA PARA TRANSFORMACIÓN EN EL PERÚ (MILES DE TJ).....	79
CUADRO N° 11: LA OFERTA INTERNA BRUTA DE LA ENERGÍA PRIMARIA COMERCIAL EN EL PERÚ (TJ)	81
CUADRO N° 12: RESERVAS VERSUS PRODUCCIÓN DE ENERGÍA PRIMARIA COMERCIAL EN EL PERÚ– 2009 (MILES DE TJ).....	82
CUADRO N° 13: PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SECUNDARIA EN EL PERÚ (MILES DE TJ).....	83
CUADRO N° 14: EMPRESAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	85
CUADRO N° 15: PARÁMETROS TÉCNICOS DEL PARQUE DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS GENERADORAS (2008).....	86
CUADRO N° 16: PRODUCCIÓN Y POTENCIA POR GENERADORA. OCT. 2000 – DIC. 2009.....	87
CUADRO N° 17: EMPRESAS DISTRIBUIDORAS QUE ADEMÁS GENERAN ELECTRICIDAD.....	88
CUADRO N° 18: EMPRESAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.....	90
CUADRO N° 19: EMPRESAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.....	95
CUADRO N° 20: CLASIFICACIÓN DEL USUARIO LIBRE Y REGULADO DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	101
CUADRO N° 21: EMPRESAS GENERADORAS QUE PARTICIPAN EN EL MERCADO LIBRE.....	103
CUADRO N° 22: EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN QUE PARTICIPAN EN EL MERCADO LIBRE.....	103
CUADRO N° 23: NÚMERO DE CLIENTES LIBRES.....	104
CUADRO N° 24: NÚMERO DE PUNTOS DE SUMINISTRO.....	105
CUADRO N° 25: VENTAS DE ENERGÍA (GWH).....	105
CUADRO N° 26: VENTAS DE ENERGÍA EN EL MERCADO LIBRE POR EMPRESA (GWH).....	107
CUADRO N° 27: PRECIO MEDIO DEL MERCADO LIBRE POR TIPO DE EMPRESA (CTM S/. /KWH).....	109
CUADRO N° 28: FACTURACIÓN EN EL MERCADO LIBRE POR TIPO DE EMPRESA.....	110
CUADRO N° 29: GRANDES USUARIOS DEL MERCADO LIBRE.....	113
CUADRO N° 30: VENTAS DE ENERGÍA EN EL MERCADO LIBRE POR ACTIVIDAD ECONÓMICA.....	115
CUADRO N° 31: INTERPRETACIÓN DEL HHI.....	118
CUADRO N° 32: GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SEIN (GWH) POR GRUPO ECONÓMICO.....	120
CUADRO N° 33: PARTICIPACIÓN PORCENTUAL EN LA PRODUCCIÓN ANUAL POR GRUPO ECONÓMICO.....	121
CUADRO N° 34: VENTAS EN EL MERCADO LIBRE (GWH) SEGÚN GRUPO ECONÓMICO.....	123
CUADRO N° 35: PARTICIPACIONES EN EL MERCADO LIBRE (GWH).....	124
CUADRO N° 36: TIPOS DE DISEÑO DE MERCADO ELÉCTRICO.....	136
CUADRO N° 37: TIPOS DE LICITACIONES DE CONTRATOS DE SUMINISTRO.....	148
CUADRO N° 38: TIPOS DE LICITACIONES DE CONTRATOS DE SUMINISTRO.....	153
CUADRO N° 39: LICITACIONES DE CONTRATOS DE SUMINISTRO DE CORTO PLAZO (2006-2007).....	155
CUADRO N° 40: LICITACIONES DE CONTRATOS DE SUMINISTRO DE CORTO PLAZO (2008).....	156
CUADRO N° 41: LICITACIONES DE CONTRATOS DE SUMINISTRO DE CORTO PLAZO (2009).....	157
CUADRO N° 42: LICITACIONES DE CONTRATOS DE SUMINISTRO DE CORTO PLAZO (2009-2010).....	158
CUADRO N° 43: DETERMINANTES DE LOS FACTORES DE ENERGÍA Y POTENCIA.....	159
CUADRO N° 44: SISTEMAS DE TRANSMISIÓN QUE COEXISTEN EN EL PERÚ.....	161
CUADRO N° 45: SECTORES TÍPICOS DE DISTRIBUCIÓN (STD).....	178

CUADRO N° 46: SECTORES TÍPICOS Y EMPRESAS MODELOS.....	180
CUADRO N° 47: COMPOSICIÓN DE LA TARIFA AL CLIENTE FINAL.....	187
CUADRO N° 48: SUBSIDIOS APLICABLES POR EL FOSE.....	190
CUADRO N° 49: FACTORES DE AJUSTE PROGRESIVO PARA USUARIOS DEL SISTEMA AISLADO.....	190
CUADRO N° 50: RESULTADOS DE LA 1º SUBASTA DE ENERGÍAS RENOVABLES: 1º CONVOCATORIA.....	199
CUADRO N° 51: RESULTADOS DE LA 1º SUBASTA DE ENERGÍAS RENOVABLES: 2º CONVOCATORIA.....	199
CUADRO N° 52: TECNOLOGÍAS ACCESIBLES HOY EN DÍA.....	201
CUADRO N° 53: INCREMENTO DEL USO DE ENERGÍA RENOVABLE.....	201

# ÍNDICE DE IMÁGENES

IMAGEN N° 1: TURBINAS HIDRÁULICAS.....	28
IMAGEN N° 2: TURBINA A VAPOR.....	29
IMAGEN N° 3: LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 220 KV, MANTARO – COTARUSE.....	48
IMAGEN N° 4: SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN DE TUMBES Y LAMBAYEQUE.....	49
IMAGEN N° 5: TORRES DE TRANSMISIÓN SEGÚN EL MATERIAL DE CONSTRUCCIÓN.....	50
IMAGEN N° 6: TORRES DE TRANSMISIÓN SEGÚN LA FUNCIÓN QUE EJERCEN.....	51
IMAGEN N° 7: SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA.....	58
IMAGEN N° 8: CONEXIÓN SIMPLE Y DOBLE.....	60
IMAGEN N° 9: CONEXIONES CON DERIVACIONES CENTRALIZADAS EN UN SOLO PUNTO.....	60
IMAGEN N° 10: CONEXIONES CON DERIVACIONES DISTRIBUIDAS POR PLANTAS.....	61
IMAGEN N° 11: MEDIDOR ELECTROMECAÁNICO.....	62
IMAGEN N° 12: MEDIDOR ELECTRÓNICO.....	62
IMAGEN N° 13: MEDIDOR MONOFÁSICO.....	63
IMAGEN N° 14: MEDIDOR TRIFÁSICO ELECTROMECAÁNICO.....	64
IMAGEN N° 15: MEDIDOR MULTITARIFA ELECTRÓNICO.....	64
IMAGEN N° 16: EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN).....	91
IMAGEN N° 17: UBICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA (2009).....	94
IMAGEN N° 18: PROCEDIMIENTO PARA FIJACIÓN DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN.....	177
IMAGEN N° 19: SECTORES TÍPICOS EN EL PERÚ.....	181
IMAGEN N° 20: GAS NATURAL A PARTIR DEL CO <sub>2</sub> .....	203
IMAGEN N° 21: BACTERIA QUE EXCRETA PETRÓLEO.....	203
IMAGEN N° 22: PLANTAS DE CARBÓN SIN REFRIGERACIÓN.....	204
IMAGEN N° 23: TURBINA EÓLICA FLOTANTE.....	205
IMAGEN N° 24: GLOBAL TECHNOLOGY REVOLUTION – TOP 16 RAND CORPORATION.....	205

# ÍNDICE DE RECUADROS

---

RECUADRO N° 1: EL AÑO HIDROLÓGICO.....	32
RECUADRO N° 2: CLASIFICACIÓN DEL AÑO HIDROLÓGICO.....	32
RECUADRO N° 3: RENDIMIENTO DE LAS UNIDADES TÉRMICAS.....	37
RECUADRO N° 4: CLASIFICACIÓN DE LAS TORRES DE TRANSMISIÓN.....	50
RECUADRO N° 5: PARTES DE UNA TORRE DE TRANSMISIÓN.....	52
RECUADRO N° 6: TIPOS DE CONEXIÓN DE LA ACOMETIDA.....	59

## PRÓLOGO

---

En los últimos 18 años el Producto Bruto Interno del Perú ha crecido a un ritmo promedio de 5.3% anual, crecimiento que se encuentra sustentado en el dinamismo de diversas actividades (minería, industria, manufactura, entre otras); lo cual, a su vez, se ve reflejado en la mayor demanda eléctrica. En efecto, las ventas de energía han crecido en promedio en un 8.1% cada año en el referido periodo, presentándose en el caso de algunas regiones un crecimiento bastante mayor, sobre todo en la zona norte del país.

El reconocimiento de la importancia de la energía para el crecimiento de la economía peruana, sumado al hecho de no contar con una bibliografía que desarrolle de manera integral las características de las actividades que componen este sector, ha motivado la elaboración del presente libro, el cual tiene por objetivo principal dar a conocer, desde una perspectiva técnico-económica, el funcionamiento y las principales características del sector eléctrico peruano.

Además de ello, el lector debe tener en cuenta que el contenido del libro se circunscribe a un contexto de reformas que se plasmaron a través del marco regulatorio del sector eléctrico establecido por el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (1992), que tuvo como objetivo fomentar la eficiencia económica, al cual se le añade el nuevo marco regulatorio, Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (2006), emitida con el objetivo de corregir los problemas suscitados en el año 2004,

cuando las empresas generadoras se negaron a la renovación de sus contratos de suministro con los distribuidores a la tarifa en barra, ello aunado a otros problemas principalmente en la transmisión eléctrica.

Bajo esas premisas generales, en el presente libro se presenta un estudio sistemático de las principales actividades del sector eléctrico peruano: generación, operación del sistema (despacho), transmisión, distribución y comercialización, tomando en cuenta sus características particulares, a partir de las cuales, como se podrá advertir, se definen los modelos de regulación para cada una de ellas.

Es así que, considerando dichos aspectos, se describe a la generación eléctrica como una actividad potencialmente competitiva, por lo que en su caso resulta más eficiente introducir competencia, a través del fomento de mecanismos mercado para la formación de precios. En cambio, en las actividades de transmisión y distribución eléctrica se presentan características de monopolio natural, por ello se requiere que se establezcan modelos de regulación tarifaria así como concesiones exclusivas, con el fin de lograr un mejor desempeño en dichos sectores.

En la elaboración del texto se ha tenido en cuenta la complejidad de los aspectos técnicos y económicos que se presentan en cada actividad de la cadena productiva del sector eléctrico, así como las normas sectoriales. En ese sentido, se presentan ejemplos y casos ilustrativos en cada sección.

# INTRODUCCIÓN

---

Antes de la década de los 90's, el mercado eléctrico peruano estaba constituido por un monopolio estatal verticalmente integrado, el cual se encontraba caracterizado por tener un importante déficit, insuficientes inversiones, bajo coeficiente de electrificación, cortes y racionamiento del servicio. Este escenario fue modificado por las reformas estructurales de primera generación que se iniciaron en el mundo en la década de los 80's y llegaron al Perú a principios de los 90's. Las reformas consistieron en separar las actividades de la cadena productiva, abrir el mercado a la competencia donde fuera posible, abandonar el esquema de control de precios, introducir la inversión privada y la privatización, y establecer modelos regulatorios apropiados para cada actividad.

Se puede afirmar que a consecuencia de las referidas reformas, así como a las de segunda generación, el mercado eléctrico peruano ha conseguido un desarrollo significativo que ha permitido acompañar al crecimiento económico del país. Por ello, considerando que dicho sector es trascendental para el desarrollo del país y que presenta un alto grado de complejidad por sus características técnicas, económicas y normativas, el presente libro ofrece un panorama integral del sector eléctrico peruano desde una perspectiva técnico-económica.

La estructura del libro consta de tres partes. En la primera, se describen desde una perspectiva técnica, el funcionamiento del sector eléctrico y las características de la electricidad, tomando en cuenta las principales actividades

en las que se divide dicho sector: generación, transmisión y distribución eléctrica. En esta parte se abordan los conceptos principales sobre la producción de electricidad y las diversas tecnologías de generación existentes; las características de los sistemas de transmisión y la distribución eléctrica.

La segunda parte del libro se enfoca en la operación del sector eléctrico en el mercado peruano, cubriendo el diseño del mercado eléctrico y las relaciones técnico-económicas entre los diferentes agentes y empresas de este sector: generadores, transmisores, distribuidores y el operador del sistema. En esta parte, se presentan los roles que desempeñan las principales instituciones del sector, incluyendo al Ministerio de Energía y Minas como órgano normativo; al OSINERGMIN como organismo regulador y supervisor, y al Comité de Operación Económica del Sistema (COES), institución encargada de la coordinación de la operación del sistema eléctrico. Así también se incluye información estadística del mercado eléctrico.

En la tercera parte se analizan los mecanismos de formación de precios en el sector eléctrico peruano, tomando en cuenta los modelos de fijación de tarifas para cada actividad. El marco regulatorio de generación y transmisión eléctrica se basa en la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Ley N° 28832, que constituyó una importante reforma. Respecto a la distribución eléctrica, se presenta el modelo de regulación establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844. Además se presentan diversos ejemplos con el fin de ilustrar el funcionamiento del mercado eléctrico peruano. También se consideran otros temas importantes, como son: la aplicación del Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) para asistir a los consumidores de menores ingresos; y, la promoción de la inversión en generación de electricidad en base a energías renovables no convencionales.

El libro está dirigido a economistas, abogados e ingenieros relacionados con el sector eléctrico y profesionales interesados en adquirir conocimientos sobre el sector eléctrico peruano.

# PARTE I:

## Fundamentos Técnicos del Sector Eléctrico

Para tener un panorama completo del sector eléctrico resulta imprescindible contar con un conocimiento de los aspectos técnicos y económicos propios de dicho sector; en ese sentido, en el presente apartado abordamos el primero de ellos, los fundamentos técnicos, los cuales serán presentados tomando en cuenta las tres actividades principales del mercado eléctrico: la generación, la transmisión y la distribución<sup>1</sup>.

Por un lado, respecto a la generación, se abordan los siguientes subtemas: los conceptos de energía y potencia eléctrica, la corriente continua y alterna, las formas de generar electricidad, la cogeneración y la generación distribuida. Seguidamente, en relación a la transmisión se trata sobre: las pérdidas de energía en la transmisión, los componentes de la transmisión, las etapas del proceso, las instalaciones del sistema de transmisión, las fajas de servidumbres y los vanos económicos y especiales. Finalmente, sobre la distribución se abordan los siguientes puntos: topología de las redes de distribución, tipos de distribución eléctrica, la acometida, sus partes y tipos, medidores eléctricos y la clasificación de los mismos.

Sobre la base de los referidos conceptos técnicos, en la segunda parte del documento se estudiarán los aspectos técnico-económicos del sector eléctrico.

### 1.1 La generación eléctrica

La generación es la primera de las actividades de la cadena productiva de energía eléctrica, la cual consiste en transformar alguna clase de energía (térmica, mecánica, luminosa, entre otras) en energía eléctrica. Ahora bien, para poder comprender a cabalidad cómo se realiza este proceso de transformación, se requiere conocer algunos conceptos previos, tales como: energía y potencia eléctrica, máxima demanda, factor de carga, corriente alterna y continua. Estos conceptos nos permitirán comprender, desde el punto de vista técnico, cómo se genera la energía eléctrica, para finalmente abordar, los tipos de generación eléctrica que existen.

#### 1.1.1 Energía y potencia eléctrica

La **energía eléctrica** se produce ante la presencia del movimiento de electrones, el cual es causado por una tensión eléctrica. La cantidad de energía eléctrica que se produzca dependerá entonces de cuántos electrones se trasladen por unidad de tiempo, el tiempo que perdure dicho movimiento y la magnitud de tensión que las ocasione.

Para poder entender de manera clara lo señalado, se debe tener en cuenta que en condiciones de equilibrio, los átomos tienen la misma cantidad de protones y electrones, es decir, se encuentran estabilizados o neutralizados electrónicamente. Sin embargo, existen ocasiones en las cuales los átomos pueden **descompensarse** o **electrizarse**<sup>2</sup>,

<sup>1</sup>En la segunda parte del presente trabajo se realiza un análisis exhaustivo de la separación de actividades en el sector eléctrico, de acuerdo con sus características técnico-económicas.

<sup>2</sup>Lo que puede ocurrir de manera espontánea o inducida, nuestro interés se encontrará en el segundo caso.

es decir tener una mayor cantidad de electrones o protones y, por lo tanto, una **carga eléctrica** (positiva o negativa), a estos átomos con carga eléctrica se les denomina iones.

La presencia de los referidos átomos descompensados causa una **tensión o voltaje**<sup>3</sup> (similar a la presión en el flujo de fluidos, como el agua o el aire), lo que provoca un flujo de electrones, es decir **corriente eléctrica**, que continúa hasta que se compensen las cargas eléctricas en los átomos. La cantidad de corriente eléctrica que se traslada por unidad de tiempo se denomina **intensidad de corriente**.

En función de todos esos elementos, se puede definir **la energía eléctrica** como el producto del voltaje ( $V$ ), la intensidad de la corriente eléctrica ( $I$ ) y el tiempo transcurrido ( $t$ ):

$$E = V \times I \times t \quad (1)$$

Donde:

E : Energía eléctrica (medido en Watts por hora - Wh)

V : Voltaje (medido en Voltios - V)

I : Intensidad de corriente (medido en Amperios - A)

t : Tiempo transcurrido (medido en Horas - h)

Así como la energía eléctrica, otro concepto importante es el de **potencia eléctrica**, que en el caso de un circuito eléctrico o cuando se produzca energía a la máxima capacidad en un período determinado, la potencia eléctrica equivale a la energía eléctrica que se produce en cada unidad de tiempo, por lo tanto:

$$P = \frac{E}{t} \quad (2)$$

Reemplazando (1) en (2) tenemos:

$$P = V \times I \quad (3)$$

En el caso de la generación de energía eléctrica, se define a la potencia eléctrica, como la capacidad que se posee para generar electricidad. A modo de ejemplo, podemos decir que una generadora con una capacidad de 100 megawatts (MW), que produce en una hora 100 megawatts-hora (MWh), produciría en dos horas 200 MWh, en cuatro 400 MWh y así sucesivamente<sup>4</sup>.

A fin de clarificar conceptos, podemos utilizar la siguiente analogía: si se cuenta con una panadería que tiene un horno con capacidad para producir 100 panes en una hora, esta panadería en ocho horas podría producir hasta 800 panes. El equivalente en el sector eléctrico podría ser contar con un generador de 100 MW de capacidad, el cual podría generar, en ocho horas, energía equivalente a 800 MW-hora (MWh)<sup>5</sup>.

<sup>3</sup> También llamada diferencia de potencial o fuerza electromotriz.

<sup>4</sup> Dicha generadora podría producir al 50% de su potencia (capacidad), solo 50 MWh en cada hora, por lo que en 4 horas alcanzaría a producir 200 MWh.

<sup>5</sup> La potencia usualmente se mide en Watts o en múltiplos de dicha unidad de medida, siendo los más comunes Kilowatts (kW), Megawatts (MW), Gigawatts (GW) y Terawatts (TW). Nótese por otro lado que si la unidad de tiempo en la que se toman las medidas eléctricas es infinitesimal, por ejemplo un segundo, la energía y la potencia serán idénticas en magnitud, pero no en la unidad de medida.

### 1.1.2. Potencia, máxima demanda y el factor de carga

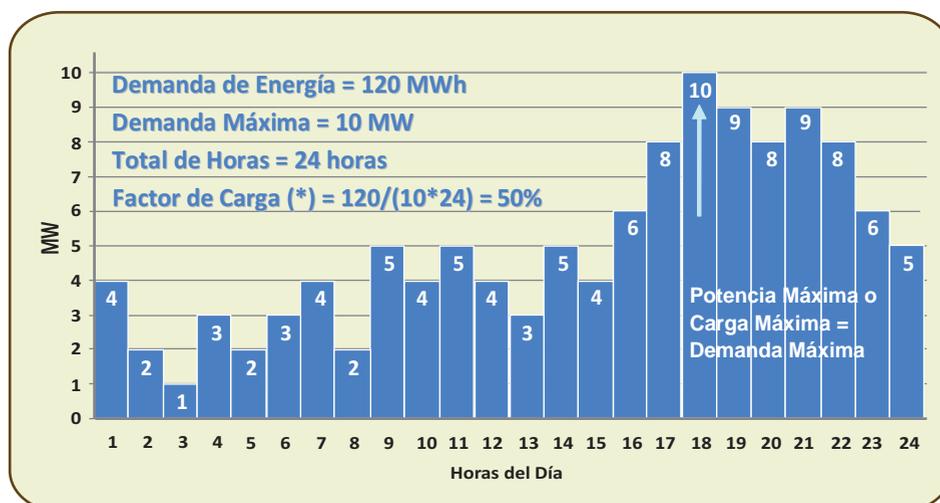
En el sector eléctrico, se dice que la demanda eléctrica es variable en el tiempo porque el consumo de electricidad puede variar de acuerdo a la hora del día. En efecto, en ciertas horas se consume más electricidad, por ejemplo en las noches (entre 6:00 p.m. y 11:00 p.m., a las que llamamos horas de punta), mientras que en otras se consume menos electricidad, así por la mañana y tarde (horas fuera de punta). Dentro de esa línea, el concepto de **máxima demanda**<sup>6</sup> hace referencia al registro de demanda de mayor consumo en un período determinado. Dicho de otra forma, si dividiéramos un período en intervalos de tiempo idénticos, de una hora cada uno, la mayor potencia registrada en un determinado período sería la máxima demanda. A modo de ejemplo, en el **Gráfico N° 1** se propone la demanda eléctrica ficticia de un día (24 horas), donde se puede apreciar que, en la primera hora se presenta una demanda de energía de 4 MWh, en la octava se demandan 2 MWh y en la vigésimo primera 9 MWh. Para este caso, la demanda total de energía es de 120 MWh en un día, este resultado es producto de la suma de lo demandado en cada una de las horas del día, tal como se representa a continuación:

$$\text{hora 1} + \text{hora 2} + \text{hora 3} + \text{hora 4} + \dots + \text{hora 22} + \text{hora 23} + \text{hora 24} = \text{Demanda de energía del día}$$

$$4 + 2 + 1 + 3 + 2 + 3 + 4 + 2 + 5 + 4 + 5 + 4 + 3 + 5 + 4 + 6 + 8 + 10 + 9 + 8 + 9 + 8 + 6 + 5 = 120$$

Adviértase que la máxima demanda del período se produce en la decimoctava hora (6:00 p.m.) y es igual a 10 MWh. En el ejemplo propuesto, si se quisiera instalar un generador con una potencia suficiente como para atender dicha máxima demanda se necesitaría instalar por lo menos uno de 10 MW de potencia<sup>7</sup>. Del ejemplo propuesto se puede notar que existe una relación estrecha entre potencia y máxima demanda, y es, justamente, atendiendo a esta relación que a la máxima demanda también se le denomina “demanda de potencia”.

**Gráfico N° 1: Energía y potencia**



Elaboración: Propia

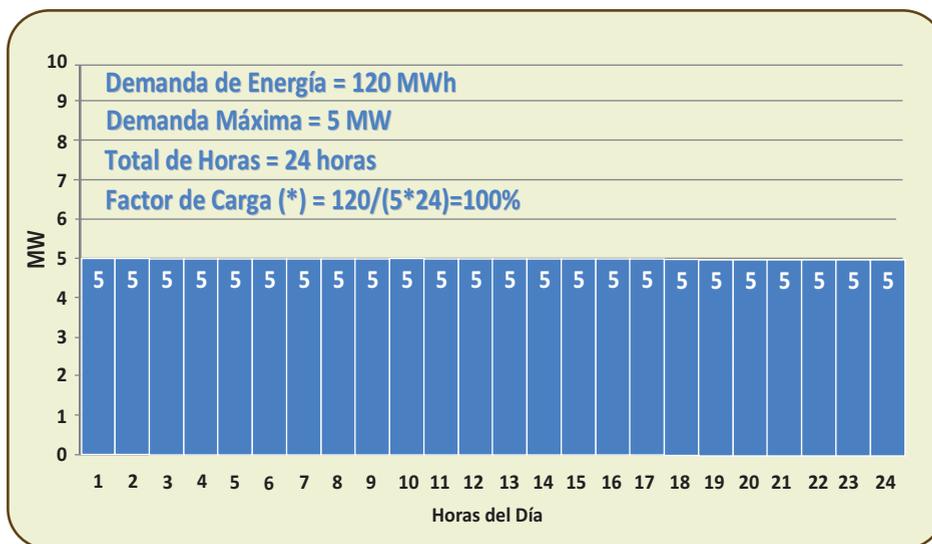
(\*) El factor de carga es un indicador de la eficiencia de la producción y abastecimiento.

<sup>6</sup> El cual recibe también la denominación de demanda pico, máxima carga o demanda de potencia.

<sup>7</sup> Sin tomar en cuenta aspectos como mantenimientos, incertidumbre en la demanda, pérdidas de energía en la transmisión y distribución eléctrica, el autoconsumo de los generadores, etc. Los cuales serán mencionados más adelante.

Un segundo tema a tratar es la eficiencia en la provisión de energía en función de las características de la demanda. Para ello en el **Gráfico N° 2**, se propone un caso en el cual se muestra una demanda de energía constante (5 MWh) en cada una de las horas del día. Para este caso, la demanda de energía en un día nos da un total de 120 MWh (5 MWh x 24) y la demanda de potencia sería igual a 5 MW, debido a que es la máxima potencia requerida en un día, pero presentada de manera uniforme durante todo el período.

**Gráfico N° 2: Factor de carga y eficiencia**



Elaboración: Propia

(\*) El factor de carga es un indicador de la eficiencia de la producción y abastecimiento.

De los dos ejemplos propuestos, se observa que la demanda de energía es la misma (120 MWh); sin embargo, en el primer caso se necesita mayor capacidad o potencia para servir a la demanda (10 MW en lugar de 5 MW), ello se traduce en la necesidad de una mayor inversión para poder cubrir la demanda máxima. Asimismo, significa que durante muchas horas del día se tiene capacidad de producción (potencia) sin usar, es decir, capacidad instalada ociosa. Mientras que en el segundo caso, se tiene capacidad instalada (potencia) de 5 MW y una demanda igual y constante en todo el período analizado, por lo que se utiliza el 100% de la capacidad en todo momento.

Un concepto relacionado al hecho anterior y que permite medir la eficiencia en la utilización de la capacidad de producción o potencia es el **factor de carga**, el cual se define como el ratio entre la carga o demanda promedio<sup>8</sup> y la carga o demanda máxima durante el período analizado.

$$\text{Factor de Carga (Fc)} = \frac{\left( \frac{\text{Carga total del período}}{\text{Período}} \right)}{\text{Carga Máx. del período}} = \frac{\text{Carga Prom. del período}}{\text{Carga Máx. del período}} \quad (4)$$

Utilizando (4) se puede calcular el factor de carga de los dos casos propuestos anteriormente:

<sup>8</sup> La carga o demanda promedio es igual a la carga o demanda total dividida entre la extensión del período.

$$F_c 1 = \frac{120MWh/24h}{10MW} = \frac{5MW}{10MW} = \frac{1}{2} = 0.5 = 50\%$$

$$F_c 2 = \frac{120MWh/24h}{5MW} = \frac{5MW}{5MW} = 1 = 100\%$$

Se puede apreciar que para el primer caso, el factor de carga es igual a 0,5 o 50%, lo que indica que se utiliza en promedio la mitad de la capacidad de producción (potencia instalada); mientras que en el segundo caso, se presenta un factor de carga igual a 1 o 100%, lo que indica que se presenta una situación de máxima eficiencia, debido a que la capacidad es usada en su totalidad en todo momento. Por último, se debe indicar que, utilizando el factor de carga, se puede calcular un índice de capacidad ociosa de la siguiente forma:

$$\text{Factor de Capacidad Ociosa} = 1 - F_c \quad (5)$$

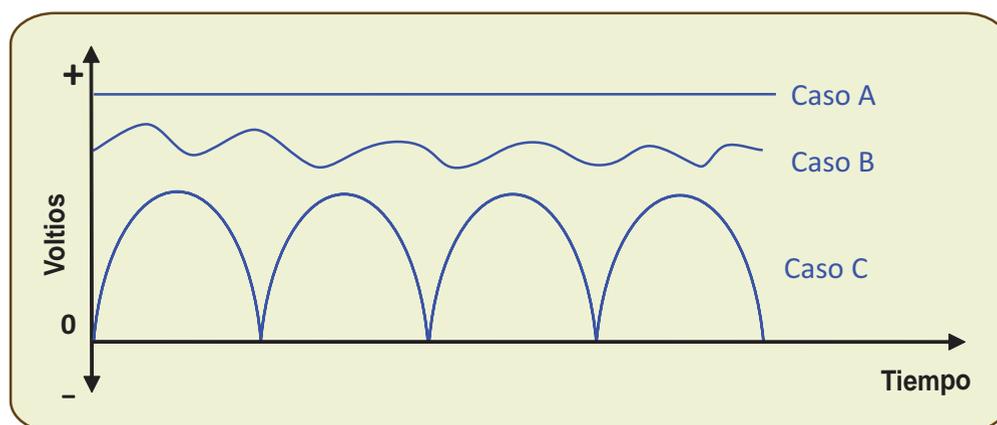
### 1.1.3. Corriente continua y corriente alterna

Existen dos formas en las que se presenta la energía eléctrica, una es a través de la corriente continua y otra es a través de la corriente alterna. La segunda de ellas es la de mayor utilización, debido a razones técnico-económicas, entre las que podemos mencionar la facilidad para transportarla a mayores voltajes disminuyendo con ello las pérdidas de energía en el transporte a largas distancias<sup>9</sup>.

La **corriente continua** es aquella que no cambia de polaridad en el tiempo, por ejemplo las pilas y las baterías proveen este tipo de corriente.

En el **Gráfico N° 3**, se representa (ver Caso A) la corriente continua constante (la que presenta el mismo voltaje en todo momento). Mientras que en los Casos B y C, se representan la corriente continua cuando el voltaje varía, pero siempre manteniéndose en un mismo polo (voltajes que no alternan entre ambos polos).

**Gráfico N° 3: Corriente continua**

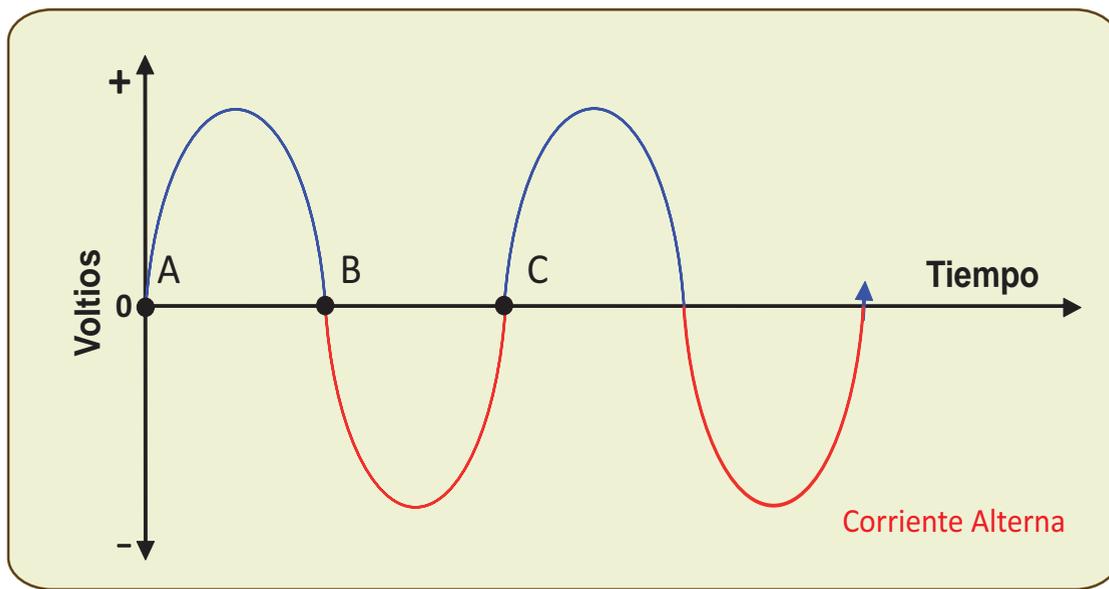


Elaboración: Propia

<sup>9</sup> Para un mayor desarrollo de ese aspecto véase la sección de transmisión eléctrica más adelante.

En el **Gráfico N° 4**, se representa una onda sinusoidal<sup>10</sup>, que es la forma más común de representar a la **corriente alterna**, la cual recibe dicha denominación debido a que varía entre el sentido (polo) positivo y el negativo<sup>11</sup>. Ésta es el tipo de corriente que se utiliza, por ejemplo, en las instalaciones eléctricas domésticas.

**Gráfico N° 4: Corriente alterna**



Elaboración: Propia

#### 1.1.4 ¿Cómo se genera la electricidad?

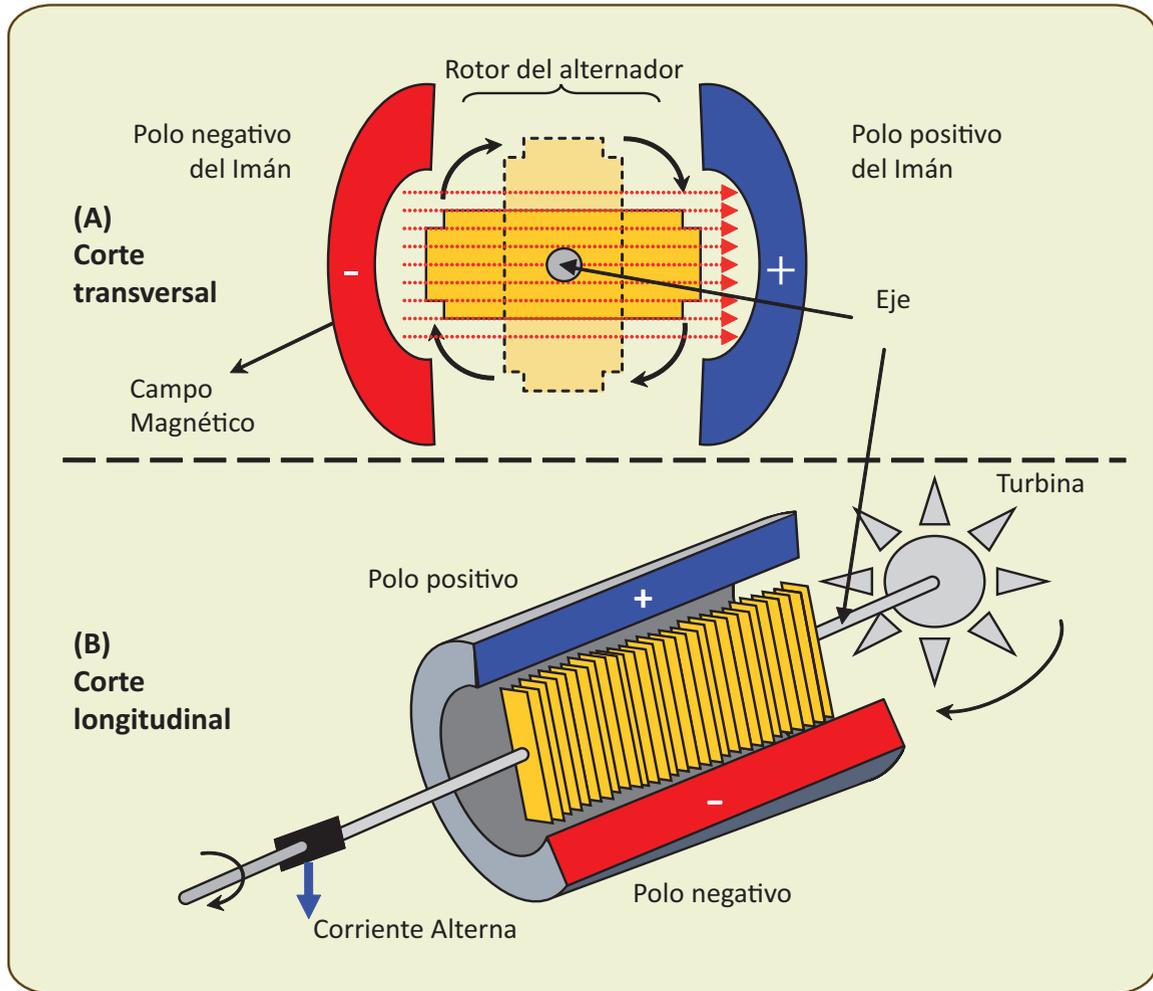
En esta sección y en las siguientes se desarrolla con cierto detalle el proceso técnico de generación eléctrica, se podrá apreciar que dicha explicación se basa en los conceptos brindados en las secciones previas. En ese sentido, se comenzará por explicar en qué consiste la generación eléctrica.

La generación eléctrica es el proceso de producción de electricidad o energía eléctrica, en la que se utiliza una máquina llamada alternador o generador eléctrico, la cual aprovecha la energía mecánica que se le aplica<sup>12</sup>, donde un generador eléctrico o la agrupación de varios generadores forman una central eléctrica.

<sup>10</sup> Su nombre se deriva de graficar la función matemática seno.

<sup>11</sup> En el gráfico se puede apreciar la representación de un ciclo de onda. Llamamos así al período completo desde donde se inicia la gráfica (por ejemplo, el punto A que presenta polaridad neutra - situación en la cual no se presenta un flujo de corriente eléctrica) hasta donde termina (punto C), pasando por ambos sentidos. También se puede medir un ciclo de onda desde una cresta (punto más alto de la onda sinusoidal) hasta la siguiente cresta, o en su defecto, desde un punto valle (punto más bajo de la onda sinusoidal) hasta el siguiente.

<sup>12</sup> Dicha energía mecánica proviene de una fuente primaria de energía, la cual puede ser térmica o hidráulica. Se parte de la Ley de la Conservación de la Energía, primer principio de la termodinámica, el cual afirma que en cualquier sistema sin interacción con ningún otro, la cantidad total de energía permanece invariable en el tiempo: "La energía no se crea ni se destruye, solo se transforma".

**Gráfico N° 5: Generación de electricidad: el alternador**

Elaboración: Propia

El **Gráfico N° 5** muestra un generador eléctrico<sup>13</sup> o alternador desde dos perspectivas distintas, en la parte superior (A) se muestra el corte transversal, mientras que en la parte inferior (B) se muestra un corte longitudinal.

En la parte superior (A) del **Gráfico N° 5** se aprecia que en la parte exterior del alternador se encuentran dos polos opuestos de un imán, los cuales se atraen, generando un campo magnético en el espacio que existe entre ellos. Dentro de dicho campo se encuentra el rotor<sup>14</sup> que gira alrededor de su eje, el cual genera una corriente eléctrica inducida<sup>15</sup> cuando se pone en contacto con los polos del imán.

En la parte inferior (B) del mismo gráfico se muestra el corte longitudinal del alternador. Se puede apreciar que el rotor se encuentra conectado a una vara metálica que lo hace girar. Dicha vara se encuentra conectada, a su vez, a una turbina<sup>16</sup>, la cual al moverse hace girar el rotor del alternador produciendo corriente eléctrica alterna.

<sup>13</sup> Debe mencionarse que el gráfico mostrado presenta una mayor semejanza con un motor que con un alternador; sin embargo, debido a fines metodológicos se eligió esta presentación. Así, habitualmente el rotor es la parte externa del generador, mientras que el estator (sección que permanece fija) es la parte interna, a diferencia de lo que muestra el gráfico.

<sup>14</sup> Se denomina rotor a la parte móvil de un alternador.

<sup>15</sup> El inductor es el cuerpo que crea el campo magnético, que en el caso descrito son los polos del imán, y el inducido, es el cuerpo conductor atravesado por el campo magnético.

<sup>16</sup> La turbina es el dispositivo que provee de movimiento mecánico al alternador.

### 1.1.5 Turbinas

Además de los conceptos previos que se han ido detallando, resulta importante conocer algunos elementos indispensables para la generación de la electricidad, como es el caso de las turbinas.

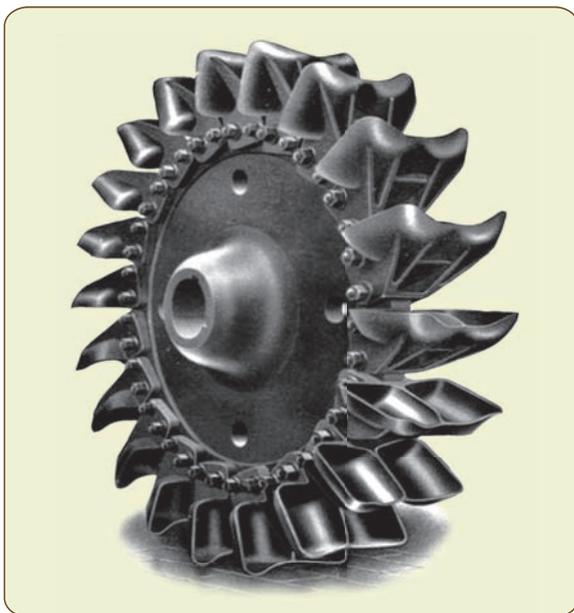
Las **turbinas** son dispositivos a través de las cuales transita un fluido<sup>17</sup>, transmitiendo energía cinética y convirtiéndola en energía mecánica. Las turbinas se pueden clasificar, según el fluido que las impulsa, en hidráulicas y térmicas.

#### A. Turbinas hidráulicas

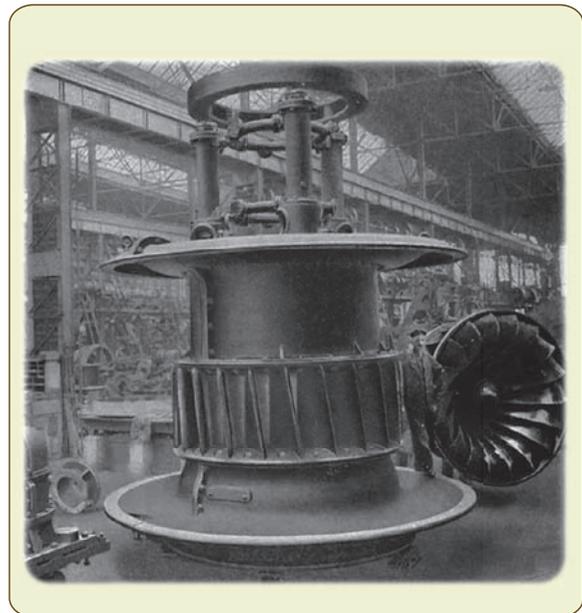
Son aquellas turbinas que trabajan con líquidos. Las turbinas hidráulicas son la versión moderna de las antiguas ruedas hidráulicas. En el lado izquierdo de la **Imagen N° 1**, se muestra una turbina hidráulica del tipo Pelton, mientras que en el lado derecho, una turbina hidráulica del tipo Francis.

**Imagen N° 1: Turbinas hidráulicas**

**Turbina Pelton**



**Turbina Francis**



Fuente: Hydraulic Motors – Irving P. Church (1905)

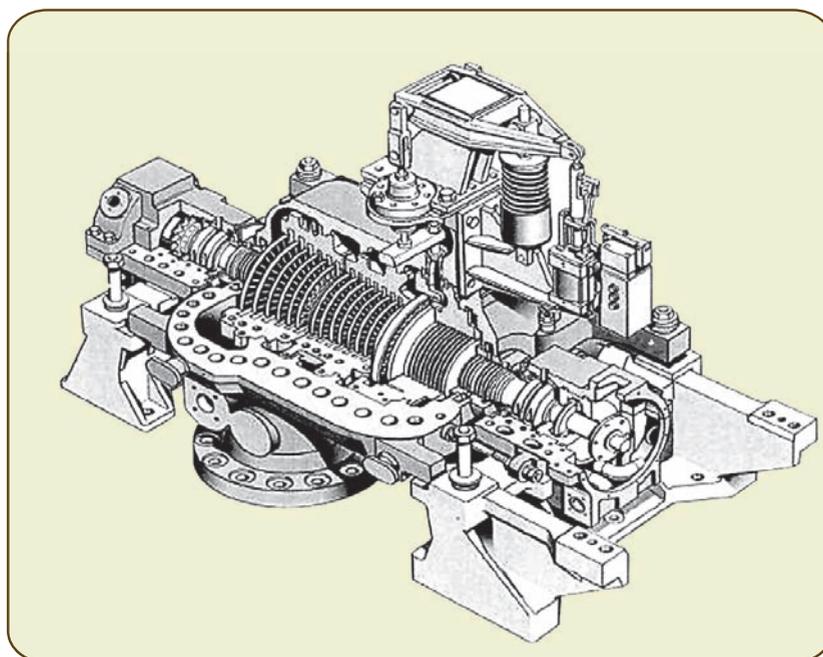
#### B. Turbinas térmicas

En este tipo de turbinas, el fluido que pasa por ellas sufre un cambio de densidad. Típicamente se pueden clasificar en turbinas de vapor y turbinas de gas. Las turbinas de vapor funcionan principalmente con el vapor de agua como fluido de trabajo<sup>18</sup> (ver **Imagen N° 2**), mientras que las de gas trabajan en base a gases obtenidos como producto de la combustión. En estas últimas, la expansión del gas actúa como una fuerza que genera el movimiento de las turbinas. En el **Cuadro N° 1** se presenta una clasificación de las turbinas detallando los aspectos más importantes que posee cada tipo.

<sup>17</sup> Los cuales pueden ser líquidos o gaseosos.

<sup>18</sup> Fluido que brinda energía a la turbina.

## Imagen N° 2: Turbina a vapor



Fuente: Turbinas de Vapor – Pedro Fernández Díez (2003)

## Cuadro N° 1: Tipos de Turbinas

Tipo de Turbina según la fuente primaria	Tipo de Turbina según la fuente y tecnología	Nombre de la Turbina y Eficiencia
<p><b>Turbinas hidráulicas:</b> son aquellas que trabajan con líquidos. Se clasifican de acuerdo a la variación de la presión que ejerce el agua en el rodete<sup>19</sup>.</p>	<p><b>Turbinas de acción o impulsión:</b> el flujo que las atraviesa no cambia de presión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Turbinas Pelton o turbina de chorro</b> (84% a 92% de eficiencia)</li> <li>• <b>Turbinas Turgo</b> (eficiencia de 90%)</li> <li>• <b>Turbinas de flujo cruzado o Michael-Banki</b> (70% a 80% de eficiencia)</li> </ul>
	<p><b>Turbinas de reacción o sobrepresión:</b> El flujo que las atraviesa cambia de presión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Turbinas Francis</b> (85% a 95% de eficiencia)</li> <li>• <b>Turbinas Kaplan</b> (93% a 95% de eficiencia)</li> <li>• <b>Turbinas de flujo cruzado o Michael-Banki</b> (70% a 80% de eficiencia)</li> </ul>
<p><b>Turbinas térmicas:</b> son aquellas en las que el fluido sufre un cambio de densidad.</p>	<p><b>Turbinas de vapor:</b> funcionan con el vapor de agua como fluido que brinda la energía cinética a la turbina.</p>	
	<p><b>Turbinas de gas:</b> son aquellas que trabajan a base de gases, obtenidos producto de la combustión.</p>	

Elaboración: Propia

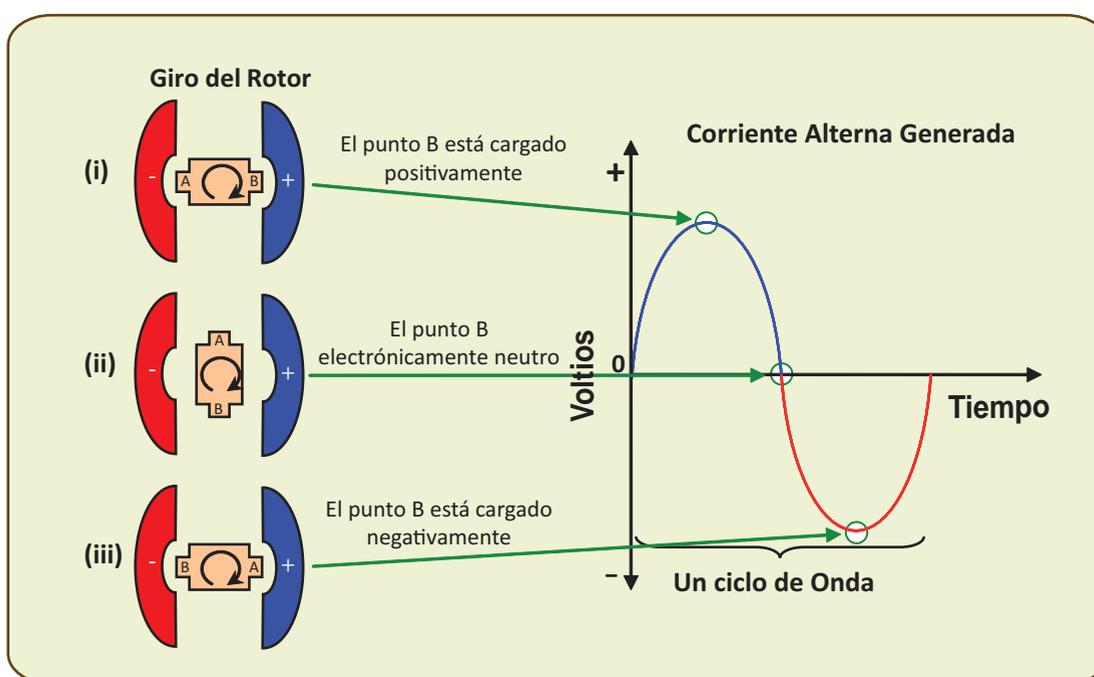
<sup>19</sup> Dispositivo de la turbina hidráulica asociado al rotor.

### 1.1.6 ¿Cómo se genera energía eléctrica alterna?

Como se ha señalado anteriormente, cuando el rotor del alternador gira alrededor de su eje (ver **Gráfico N° 6**), sus extremos al hacer contacto con los polos del imán, cambian de polaridad, este hecho determina que la energía eléctrica producida oscile entre el cuadrante positivo y negativo, lo que se ha definido como energía eléctrica alterna.

En el **Gráfico N° 6** se puede apreciar el corte transversal de tres situaciones en el giro del rotor del alternador. La parte (i) muestra una situación donde el rotor hace contacto con los polos del imán, correspondiendo a la cresta de la onda de corriente alterna en la parte derecha del gráfico. Conforme el rotor va girando, desde una situación como la mostrada en (i) hacia una situación como la mostrada en (ii), la cantidad de energía que se puede transmitir va disminuyendo, porque se va alejando de los polos del imán, lo que se traduce en un menor voltaje en la onda de corriente alterna.

**Gráfico N° 6: Generación eléctrica y corriente alterna**



Elaboración: Propia

La parte (ii) hace referencia a una situación particular que es el momento cuando el rotor no hace contacto con los polos del imán; es decir, en dicho momento se tiene un voltaje cero, donde la onda de corriente alterna corta al eje horizontal, como se muestra en el gráfico. El rotor continúa girando, pero en este caso el lado B del rotor que transmitía energía desde el polo positivo al negativo del imán ha cambiado, por lo que la corriente alterna generada se encuentra en el sentido contrario (negativo), como se puede apreciar en la parte (iii) del gráfico, y en la onda de corriente alterna.

La cantidad de giros por segundo que realiza el rotor determina el número de ciclos de onda que se producen, lo que recibe el nombre de frecuencia. Un ciclo comprende desde el comienzo de la onda, en el sentido positivo, hasta el final de la onda, en el sentido negativo (ver gráfico anterior). La frecuencia se mide en Hertz (Hz) que en el Perú es de 60 Hz, es decir, 60 ciclos por segundo<sup>20</sup>.

<sup>20</sup> Esta frecuencia no es la misma en todos los países; en algunos, como los europeos, la frecuencia es de 50 Hz, asimismo en Arequipa antes de la interconexión al SEIN también se presentaba una frecuencia de 50 Hz.

### 1.1.7 Tipos de generación

Los tipos de generación eléctrica pueden ser clasificados en función a la fuente de energía primaria (hidráulica, petróleo, gas natural, carbón, uranio, entre otros) que hace girar la turbina del generador; en ese sentido, se puede afirmar que, tradicionalmente, existen dos tipos de generación eléctrica en el mundo: la generación hidráulica y la generación térmica.

No obstante ello, cabe la posibilidad de encontrar otros tipos de generación, ello tomando como base las Fuentes de Energía Renovable No Convencional (FERNC), entre las que se pueden mencionar al viento, los rayos solares, el calor de la tierra, entre otras, las cuales serán revisadas más adelante. A continuación, trataremos los dos tipos de generación tradicionales.

#### A. Generación hidráulica

Este tipo de generación eléctrica se realiza con las centrales de generación hidráulica, las cuales utilizan la energía cinética<sup>21</sup> y el potencial gravitatorio<sup>22</sup> del agua para hacer girar el rotor del alternador y, como consecuencia de ello, generar electricidad.

A su vez, las centrales eléctricas de generación hidráulica se pueden clasificar en dos tipos según estén o no asociadas a un embalse<sup>23</sup>: centrales hidráulicas de embalse y de pasada, respectivamente.

**a. Centrales hidráulicas de pasada:** también llamadas centrales hidráulicas de agua fluyente, son aquéllas que no presentan embalse, por lo que solo aprovechan la energía cinética que brinda el movimiento del agua de los ríos para lograr mover las turbinas del generador. El problema con este tipo de centrales es la volatilidad de su producción, ya que dependen de la escorrentía<sup>24</sup> de los ríos, es decir, en temporadas “secas” (cuando los ríos presentan poco caudal) generan poca o nula electricidad; y en temporadas “húmedas” generan un mayor nivel de electricidad; dicha característica de este tipo de centrales las hace muy dependientes de las situaciones climatológicas.

**b. Centrales Hidráulicas de embalse:** este tipo de centrales están asociadas a un embalse, el cual es producido por una represa que genera un desnivel<sup>25</sup> en el lecho de un río, aprovechándose, además de la energía cinética, la energía potencial gravitatoria para generar electricidad.

En el **Gráfico N° 7** se muestra el esquema de una central de generación hidráulica de embalse, en donde se puede apreciar cómo la represa genera un salto geodésico. Al liberarse el agua, ésta cae con gran potencia sobre la turbina del alternador (generador), el cual gira y, a consecuencia de ello, genera corriente eléctrica alterna.

Este tipo de central tiene la ventaja de poder regular el agua “turbinable”, es decir, puede regular el agua que pasa por la turbina sin depender del caudal del río. Por lo tanto, a diferencia de la central de pasada, puede mantener una producción de energía eléctrica más estable, además de explotar una mayor fuerza motriz debido a que utiliza la caída del agua y no sólo su cauce.

<sup>21</sup> Energía producto del movimiento.

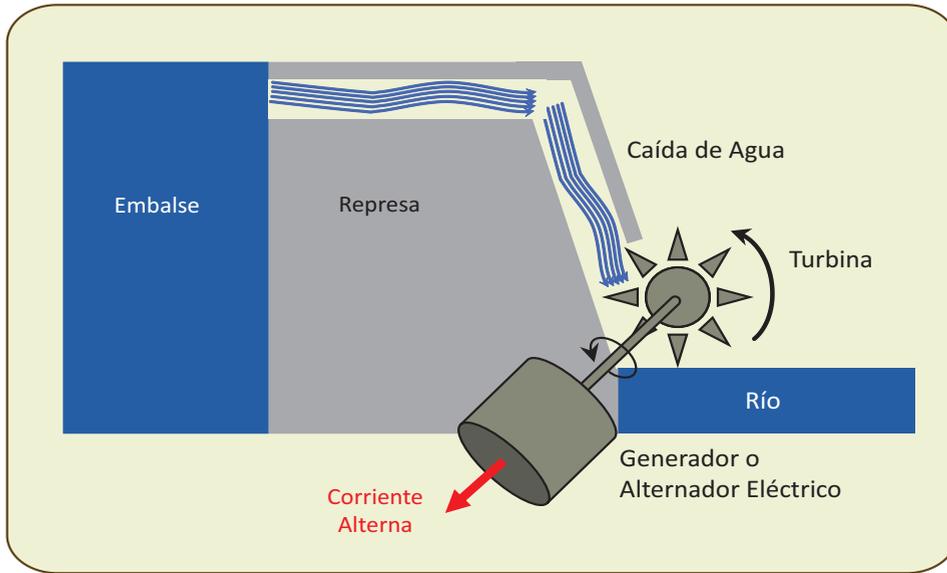
<sup>22</sup> Energía producto del efecto de la gravedad y está en función de la masa del cuerpo y la altura.

<sup>23</sup> Se llama embalse a la acumulación de agua formada natural o artificialmente, producto de la obstrucción del cauce de un río.

<sup>24</sup> Agua que se desplaza por el río.

<sup>25</sup> También llamado salto geodésico.

### Gráfico N° 7: Esquema de la generación hidráulica de embalse



Elaboración: Propia

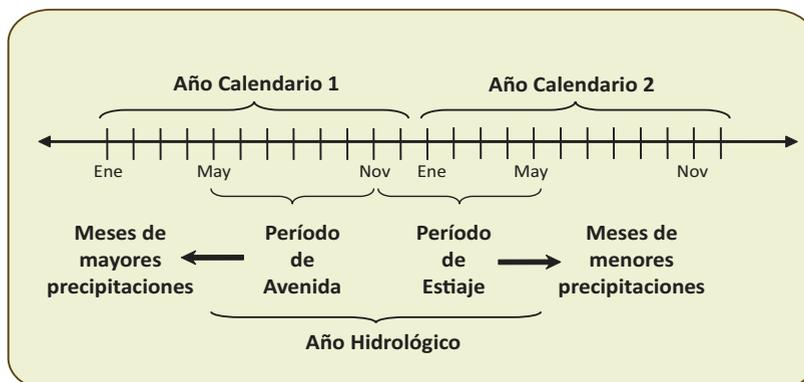
En los **Recuadros N° 1** y **2** se presenta información complementaria sobre el año hidrológico y su clasificación, un concepto importante para una mejor comprensión de la generación hidráulica.

#### Recuadro N° 1: El año hidrológico

Durante el año se presentan períodos donde se producen frecuentes precipitaciones, las cuales elevan los caudales de los ríos, lo que permite llenar los embalses asociados a centrales hidroeléctricas. Dicho período se denomina de **avenida** y en el Perú habitualmente se presenta entre los meses de noviembre de un año a mayo del año siguiente. Por el contrario, al período en el que se presentan escasas precipitaciones se denomina **período de estiaje**.

De acuerdo a lo señalado, el **año hidrológico** es el período de un año, el cual no coincide con el año calendario, que comienza con el período de avenida y termina con el período de estiaje. El **Gráfico N° 8** muestra un esquema que define el año hidrológico descrito en la unidad de medida de los años calendario.

#### Gráfico N° 8: Año hidrológico



Elaboración: Propia

## Recuadro N° 2: Clasificación del año hidrológico

La clasificación del año hidrológico propuesta por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas requiere definir previamente la probabilidad de excedencia, en la medida que la clasificación se realiza de acuerdo a dicho concepto, como lo veremos más adelante.

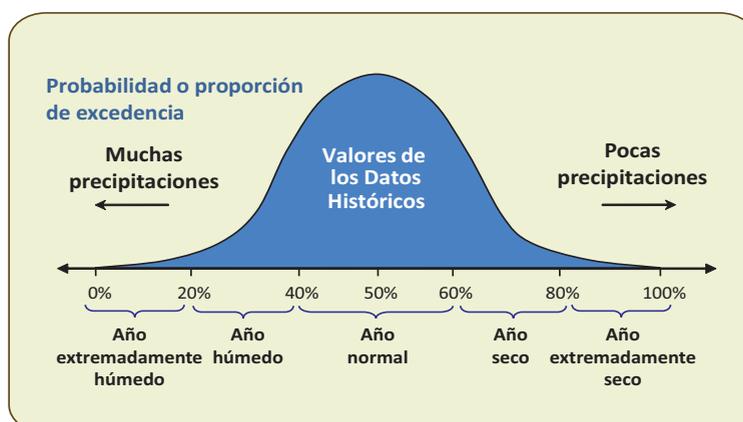
**El Porcentaje o probabilidad de excedencia** es un indicador que permite clasificar las características hidrológicas de un año en función de las precipitaciones que presente, comparándolo con los datos históricos de los años anteriores. Así, si se cuenta con 100 datos ordenados de mayor a menor respecto a sus precipitaciones y al analizar un año en particular, se observa que éste se encuentra exactamente en el puesto número 11 (uno de los de mayor precipitación), tendría un porcentaje de excedencia de 10%; es decir, solo existe el 10% de probabilidad que otros años tengan mayores precipitaciones que el año analizado.

El porcentaje de excedencia brinda una medida del porcentaje de observaciones en los datos, que son mayores que el dato que se está analizando. En función del porcentaje de excedencia el año hidrológico se puede clasificar en:

- Año seco:** año hidrológico con pocas precipitaciones. El porcentaje de excedencia se encuentra entre 60% y 80%. En el caso de un año extremadamente seco, este porcentaje se encuentra entre un 80% y 100%.
- Año húmedo:** año hidrológico con muchas precipitaciones. El porcentaje de excedencia se encuentra entre 20% y 40%. Para un año extremadamente húmedo, el porcentaje se encuentra entre 0% y 20%.
- Año normal o promedio:** año hidrológico con precipitaciones iguales al promedio anual basado en criterios históricos. El porcentaje de excedencia se encuentra entre 40% y 60%, es decir, alrededor de la mitad de la distribución de probabilidades.

El **Gráfico N° 9** muestra el esquema de la clasificación del año hidrológico. Así, tenemos en el extremo izquierdo los años con mayores precipitaciones y, por lo tanto, poca probabilidad de excedencia; mientras que en el lado derecho tenemos los valores con menores precipitaciones y, por lo tanto, con mayores probabilidades de excedencia.

### Gráfico N° 9: Clasificación del año hidrológico



Elaboración: Propia

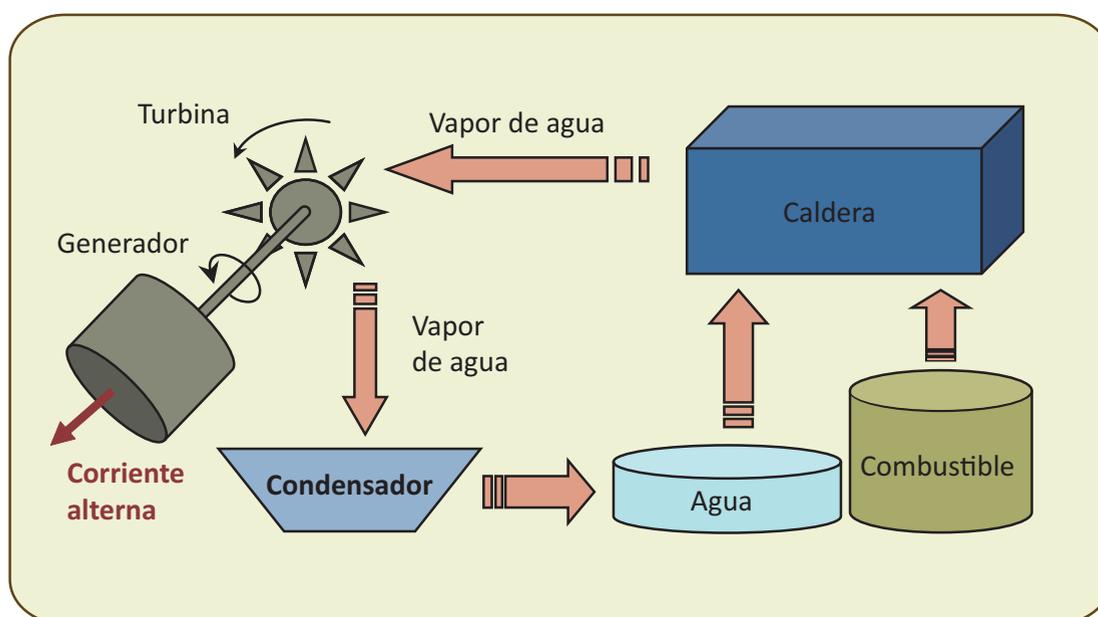
## B. Generación térmica

La generación eléctrica también se puede basar en energía en forma de calor, utilizando combustibles fósiles como el diésel, gas natural y carbón para hacer girar el rotor del alternador. A continuación, se hace mención de los tipos de centrales térmicas:

**a. Centrales térmicas a diésel y/o derivados:** este tipo de centrales eléctricas utilizan el diésel, residual y/u otros derivados del petróleo para la generación de electricidad. El **Gráfico N° 10** muestra el esquema de este tipo de central, donde se puede apreciar que el proceso comienza (en la parte inferior derecha se muestran los insumos principales: el combustible y el agua) cuando se produce la combustión y se calienta el agua hasta hacer ebullición, en este momento se genera vapor, el cual es expulsado a alta presión y temperatura, haciendo girar la turbina, la que, finalmente, causa la generación de energía eléctrica alterna.

El vapor producido para hacer girar la turbina es expulsado a elevadas temperaturas. Dicha energía calorífica no se utiliza, por lo que se incurre en un desperdicio importante de energía. El vapor de agua se colecta en un condensador de agua para su posterior reutilización en el proceso ya descrito<sup>26</sup>.

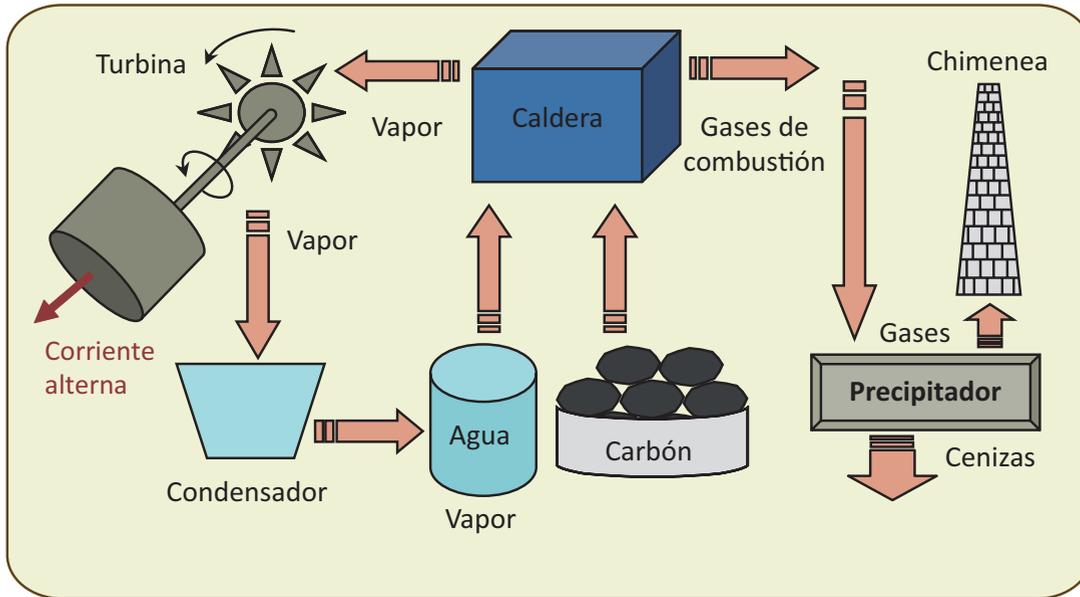
**Gráfico N° 10: Esquema de la generación térmica a diésel y/o derivados**



Elaboración: Propia

**b. Centrales térmicas a carbón:** su proceso de generación eléctrica es bastante similar al anterior con algunas variantes. El **Gráfico N° 11** muestra el esquema de generación térmica a carbón.

<sup>26</sup> Este tipo de generación recibe el nombre de generación térmica, ya que su proceso se basa en la energía térmica generada por la combustión del combustible para mover el rotor del generador.

**Gráfico N° 11: Esquema de la generación térmica a carbón**

Elaboración: Propia

En este caso, el agua se calienta por medio de la combustión del carbón hasta llegar al punto de ebullición, con lo cual, el vapor de agua generado es expulsado a gran presión y temperatura, lo que hace mover la turbina y girar el rotor del alternador, generando así corriente eléctrica alterna. Este proceso también presenta la característica de desaprovechar energía al igual que en las centrales a diésel debido a que la energía calorífica generada no se aprovecha. Por otro lado, el agua se reutiliza, pues luego de hacer girar las turbinas, el vapor pasa a un condensador que lo retorna al estado líquido para repetir el proceso antes descrito.

El carbón, al ser un combustible sólido, genera partículas sólidas durante el proceso de combustión, por lo que se necesita añadir una etapa más a este proceso. Los gases producto de la combustión son enviados a un precipitador, el cual logra contener las partículas sólidas más grandes (cenizas); los gases resultantes pasan a una chimenea que retiene otra porción de partículas sólidas y lo restante es expulsado al ambiente.

**c. Central térmica a gas natural:** puede ser básicamente de dos tipos: las centrales térmicas a gas natural de ciclo simple<sup>27</sup> y las de ciclo combinado<sup>28</sup>.

**c.1. Central térmica a gas natural de ciclo simple<sup>29</sup>:** La parte superior del **Gráfico N° 12** muestra el caso de una turbogás que funciona con gas natural<sup>30</sup> y es a ciclo simple. En este caso, el gas natural se concentra en una cámara de combustión. Además se requiere de un compresor de aire que alimente a la cámara para aumentar la presión del gas. Como resultado de la combustión, la presión del gas aumenta alcanzando la fuerza suficiente para hacer girar las turbinas y, por lo tanto, el rotor del generador. Este proceso también desperdicia energía calorífica, ya que los gases que impulsan la turbina

<sup>27</sup> También llamadas de ciclo abierto.

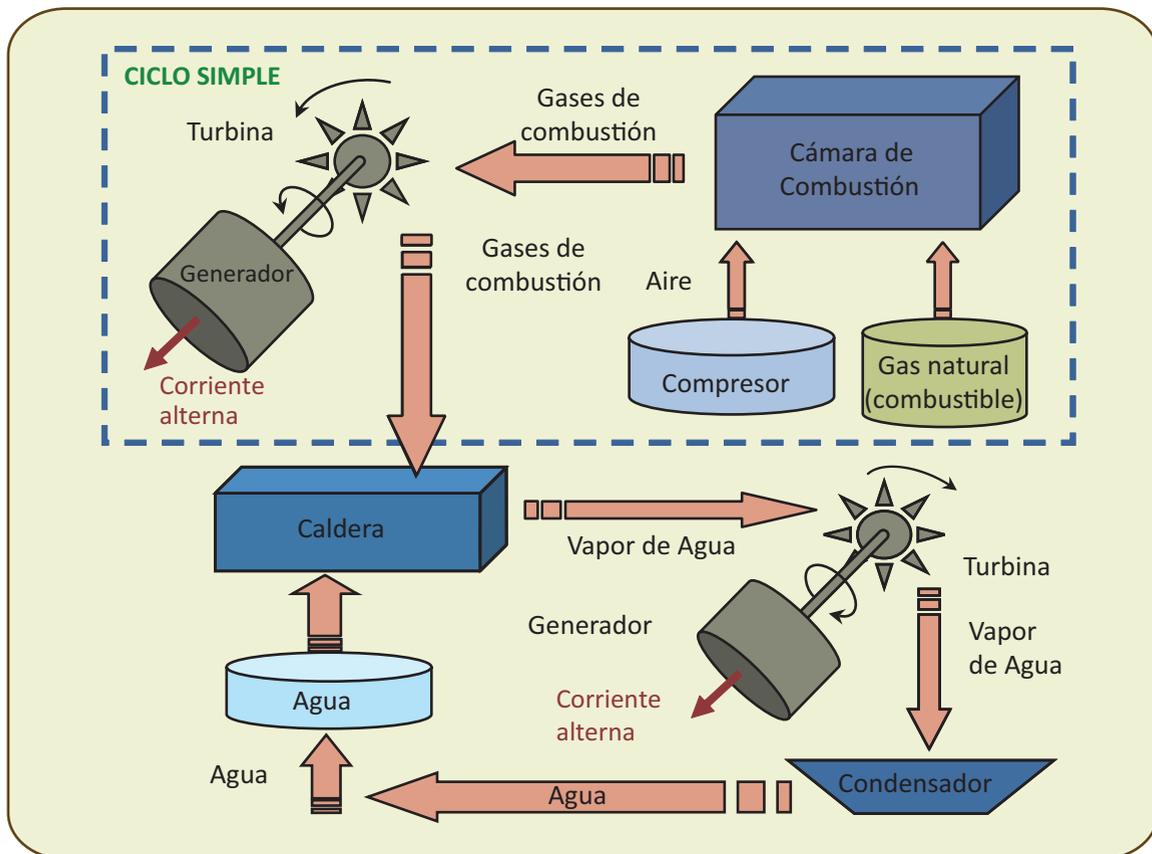
<sup>28</sup> También llamadas de ciclo cerrado.

<sup>29</sup> Este tipo de centrales son denominadas centrales de ciclo simple o abierto, ya que no terminan de cerrar el circuito o ciclo térmico, aunque con una inversión fija adicional podrían cerrar el ciclo y convertirse en una central de ciclo combinado.

<sup>30</sup> La denominación de turbogás no es consecuencia de la utilización del gas natural como combustible, ya que se podría utilizar cualquier otro combustible en la cámara de combustión, lo que realmente le concede el nombre a esta tecnología es que lo que impulsa a la turbina, es el gas resultado de la combustión y no el vapor de agua.

se encuentran a elevadas temperaturas como resultado de la combustión. Esta energía calorífica no se utiliza en el proceso descrito, sino que se emite a la atmósfera.

**Gráfico N° 12: Esquema de la generación térmica a ciclo combinado**



Elaboración: Propia

**c.2. Central a gas natural de ciclo combinado:** en este tipo de centrales, los gases a altas temperaturas que se obtienen del ciclo simple se reutilizan para calentar una caldera<sup>31</sup> con agua, la cual ebulliciona, liberando vapor a elevada presión y temperatura para hacer girar una segunda turbina vinculada a otro alternador, generándose de este modo energía eléctrica adicional. El proceso complementario tiene un concepto similar a una generadora térmica a diésel, donde en lugar del diésel, se reutilizan los gases calientes del primer proceso de la turbogas<sup>32</sup>.

La tecnología de ciclo combinado genera un ahorro importante por su mayor eficiencia gracias a la recuperación térmica que se logra cerrando el ciclo, aunque, a diferencia de la generadora a ciclo simple, representa una mayor inversión fija. Un aspecto importante a resaltar de las generadoras de ciclo simple es que pueden transformarse en generadoras de ciclo combinado.

<sup>31</sup> En estricto, los gases se redireccionan hacia un dispositivo denominado intercambiador de calor, donde se calienta el agua que se convertirá en vapor que hará girar la segunda turbina.

<sup>32</sup> En resumen, el proceso consta de dos ciclos, en el primero se realiza la combustión del gas para introducir el movimiento en una primera turbina (turbogas). En el segundo, los gases producto de la combustión del primer proceso se reutilizan, calentando el agua de una caldera, lo que genera vapor para mover las turbinas de un segundo generador (turbovapor).

Cabe precisar que la principal ventaja de una central térmica a gas natural de ciclo combinado es que presenta una mayor eficiencia en comparación con la central a ciclo simple, ello debido a que utiliza la energía calorífica que presentan los gases que mueven la turbina del primer generador.

En el **Recuadro Nº 3** se presenta como información complementaria el rendimiento de las Unidades Térmicas.

### Recuadro Nº 3: Rendimiento de las unidades térmicas

El rendimiento o eficiencia térmica de una central eléctrica es la relación entre la energía que se le proporciona y la energía utilizada, la primera será producto del combustible que utilice, mientras que la segunda dará como resultado la cantidad de energía producida. El **Cuadro Nº 2**, muestra la eficiencia térmica para algunas centrales del sistema eléctrico peruano según tipo de combustible que utilizan a diciembre del 2009.

### Cuadro Nº 2: Comparación del rendimiento de las unidades térmicas

CENTRAL	UNIDAD	Potencia Efectiva (MW)	Eficiencia Térmica (%)	Tipo de Combustible
Ilo 2	TV-1	141.873	39.7%	Carbón
Ventanilla	TG3 con D2	164.142	35.5%	Diésel Nº 2
Bellavista	MAN 1	1.756	34.8%	Diésel Nº 2
Dolorespata	SULZER 2	1.870	34.6%	Diésel Nº 2
Sullana	ALCO4	2.031	33.5%	Diésel Nº 2
Mollendo	TG-2	36.471	31.9%	Diésel Nº 2
Ilo 1	TG 1	34.737	30.6%	Diésel Nº 2
Chilina	C.COMB.	16.697	30.3%	Diésel Nº 2
Santa Rosa	UT15 con D2	52.019	28.2%	Diésel Nº 2
Trujillo	TG4	20.360	24.6%	Diésel Nº 2
Chimbote	TG3	21.469	23.9%	Diésel Nº 2
Ventanilla	CC TG3 - sin fuego adicional	228.017	50.4%	Gas Natural CC
Ventanilla	CC TG3 - con fuego adicional	18.356	50.4%	Gas Natural CC
Ventanilla	CC TG4 - sin fuego adicional	228.017	50.4%	Gas Natural CC
Ventanilla	CC TG4 - con fuego adicional	18.356	50.4%	Gas Natural CC
Chilca	TG1	175.960	34.8%	Gas Natural
Chilca	TG2	174.530	34.5%	Gas Natural
Kallpa	TG1	176.829	33.9%	Gas Natural
Ventanilla	TG4 con GN	156.101	33.7%	Gas Natural
Ventanilla	TG3 con GN	159.215	33.6%	Gas Natural
Santa Rosa	WTG7 - GN - sin Inyección	109.363	31.3%	Gas Natural
Santa Rosa	WTG7 - GN - con Inyección	123.299	29.9%	Gas Natural
Ilo 1	TV 4	66.477	30.1%	Residual Nº 500
Ilo 1	TV 2	0.009	28.0%	Residual Nº 500
San Nicolás	TV3	25.786	28.0%	Residual Nº 500
Chilina	TV-2	6.199	22.5%	Residual Nº 500
Chilina	TV-3	9.905	20.6%	Residual Nº 500
Tumbes	MAK 2	8.098	39.7%	Residual Nº 6
Tumbes	MAK 1	9.171	39.6%	Residual Nº 6
Piura	MIRRLESS4	1.823	36.5%	Residual Nº 6
Piura	MIRRLESS5	1.833	36.3%	Residual Nº 6
Chiclayo Oeste	SULZER2	5.839	34.3%	Residual Nº 6

Fuente: GART – OSINERGMIN

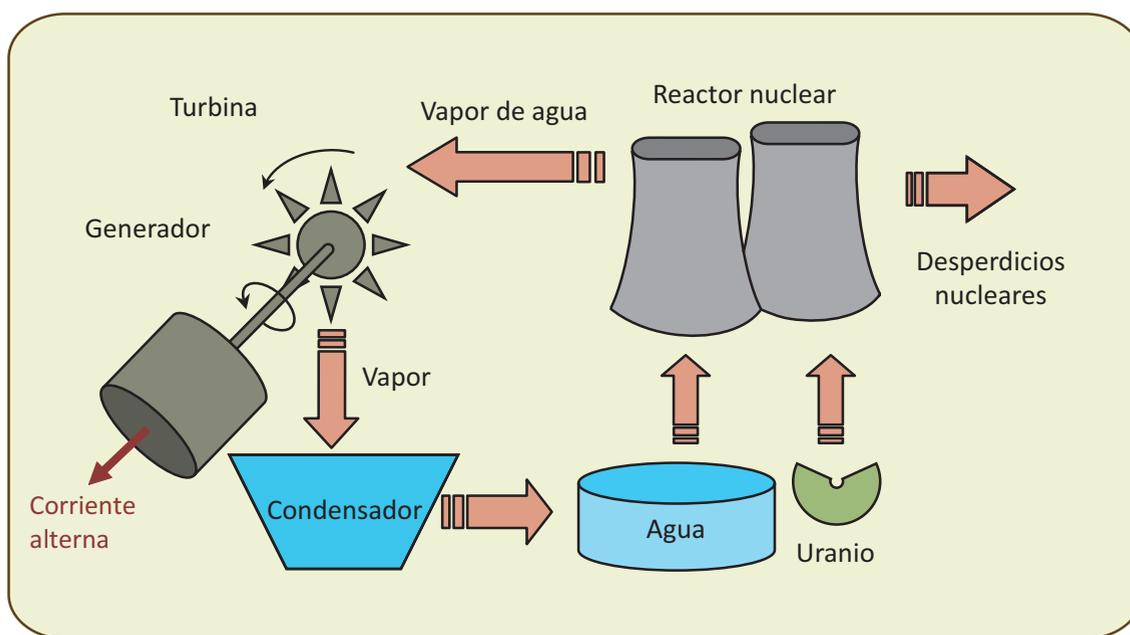
### C. Centrales eléctricas no convencionales

Dentro de esta subclasificación encontramos centrales de tecnologías tales como: generación nuclear, eólica, solar, entre otras<sup>33</sup>. A continuación, detallaremos las más importantes:

**a. Generación nuclear:** la característica principal de este tipo de generación es que utilizan combustible nuclear, como uranio o plutonio. El **Gráfico N° 13** presenta un esquema del proceso. El combustible se introduce en un reactor nuclear<sup>34</sup>, el cual mediante fisión<sup>35</sup> atómica consigue la reacción nuclear, de forma que se libera grandes cantidades de calor que elevan la temperatura del agua hasta lograr su ebullición. Como ya se ha visto anteriormente, el vapor de agua se libera a altas presiones y temperaturas, logrando mover las turbinas del alternador, las cuales generan electricidad.

En este caso, el vapor de agua es condensado para su reutilización. Sin embargo, debido al combustible utilizado, luego del proceso de generación eléctrica se obtienen residuos nucleares que requieren un especial tratamiento y cuidado.

**Gráfico N° 13: Esquema de la generación nuclear**



Elaboración: Propia

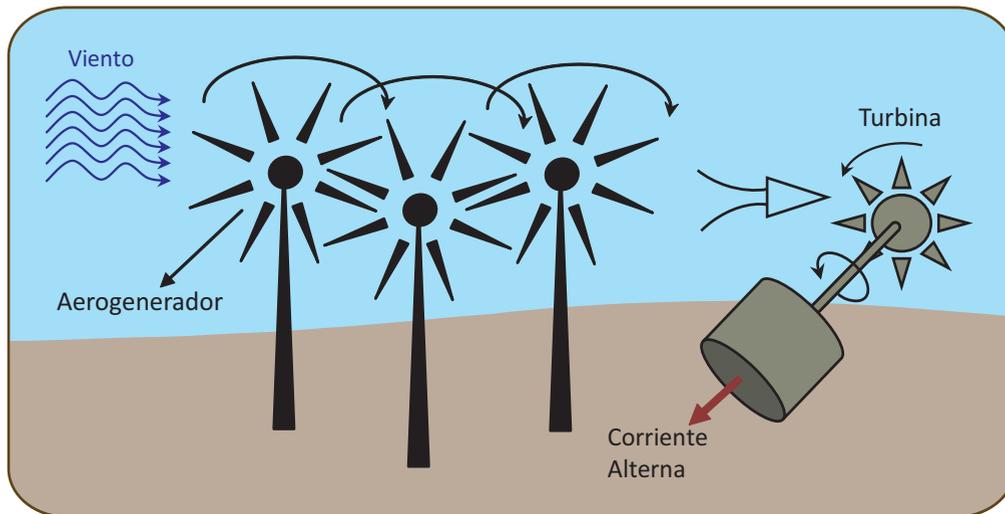
**b. Generación eólica:** este tipo de central eléctrica utiliza la fuerza del viento para su operación. El **Gráfico N° 14** muestra un esquema simplificado de esta tecnología que utiliza la energía cinética de las corrientes de aire para hacer girar las hélices de los aerogeneradores eléctricos. Resulta pertinente señalar que, individualmente éstos producen poca electricidad (potencias de entre 1 y 2 MW<sup>36</sup>), por lo que se instalan en grupos como “parques eólicos” con objeto de producir una cantidad significativa de electricidad.

<sup>33</sup> Éstas presentan un proceso de generación distinto al mostrado hasta ahora, ya sea por lo innovador del proceso, dificultad, utilización de fuentes de energía, entre otras razones.

<sup>34</sup> En el gráfico se presentan las torres de refrigeración como el reactor nuclear debido a la rápida asociación que puede representar dicha imagen para los lectores.

<sup>35</sup> La fisión nuclear es el proceso donde se divide el núcleo de los átomos, liberando además de diversas partículas (como electrones), grandes cantidades de energía.

<sup>36</sup> Dichos valores se vienen incrementando a la vez que la tecnología viene mejorando, llegándose a potencias de hasta 8 MW actualmente.

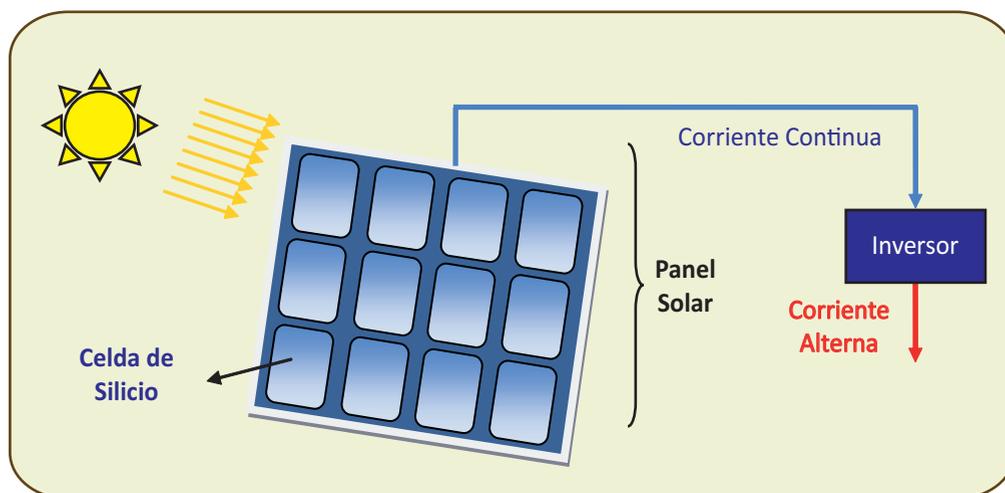
**Gráfico N° 14: Esquema de la generación eólica**

Elaboración: Propia

El problema surge cuando las corrientes de aire<sup>37</sup> se detienen, ya que también lo hace la fuente de energía cinética y, por lo tanto, las hélices del aerogenerador, con lo que se detiene la producción de energía eléctrica.

**c. Generación solar:** La energía solar es la energía primaria más abundante en el planeta. Esta fuente de energía se puede utilizar en la generación eléctrica mediante dos tecnologías: la conversión fotovoltaica y la generación termosolar.

**c.1. La conversión fotovoltaica:** proceso que consiste en transformar la energía solar en energía eléctrica por medio de celdas solares. El **Gráfico N° 15** muestra un esquema simplificado de la generación fotovoltaica. El material del cual están hechas las celdas solares habitualmente es el silicio<sup>38</sup>, el cual es fotosensible, por lo que al estar expuesto

**Gráfico N° 15: Esquema de la generación fotovoltaica**

Elaboración: Propia

<sup>37</sup> Las corrientes de viento son producto de los movimientos de masas de aire de zonas de alta presión atmosférica a zonas de baja presión, esto ocurre, por ejemplo, en las zonas costeras.

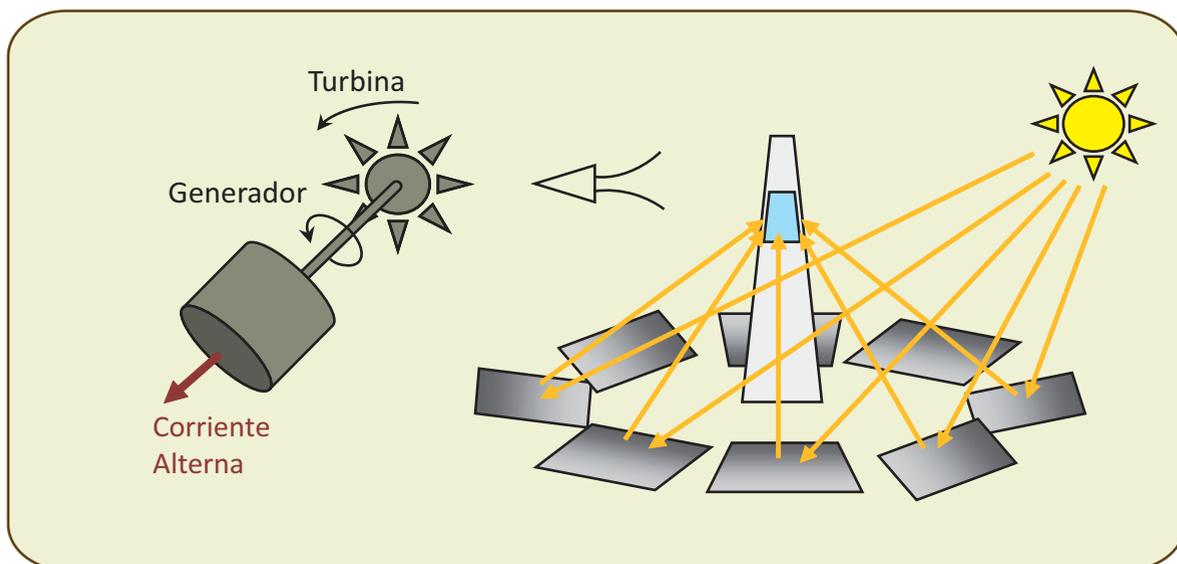
<sup>38</sup> Existen otros materiales, como el telurio de cadmio (CdTe), que también pueden generar energía fotovoltaica.

a la luz solar genera una carga eléctrica, que es muy pequeña; sin embargo, la suma de las cargas eléctricas generadas por las celdas en conjunto (panel solar) puede ser considerable.

La corriente generada mediante la conversión fotovoltaica es corriente continua. Sin embargo, por medio de un inversor u ondulator, se puede transformar en corriente alterna con objeto de utilizarla junto con el resto de tecnologías.

**c.2. La generación termosolar:** la forma de producción con este tipo de tecnología es relativamente sencilla. En el **Gráfico N° 16** se muestra un esquema simplificado, donde se puede apreciar que dentro de una torre se almacena agua, cuya temperatura se elevará a consecuencia de su exposición a los rayos solares, los cuales se encuentran redireccionados hacia la torre por medio de espejos que poseen la característica de tener orientación automática<sup>39</sup>. Una vez que el agua logra su ebullición, ésta se evapora, liberándose a altas temperaturas y presión, lo que hace girar una turbina que, a su vez, hace girar el rotor del alternador y genera electricidad.

**Gráfico N° 16: Esquema de la generación termosolar**



Elaboración: Propia

**d. Generación geotérmica:** este tipo de generación utiliza el calor de la tierra, por ejemplo el caso de un géiser u otras fuentes termales. Este tipo de generación es hasta cierto punto renovable, puesto que se puede reinyectar el agua usada a la tierra. No obstante, este proceso puede romper el equilibrio natural y terminar con la fuente de agua de altas temperaturas por la constante reinyección de aguas de menor temperatura. Existe además el riesgo de contaminar la fuente de agua o lugares aledaños con los contenidos minerales de las aguas reinyectadas.

<sup>39</sup> Éstos se autodireccionan reflejando los rayos solares hacia la torre.

### 1.1.8 La cogeneración y la generación distribuida

En ninguna de las formas de generación que se han descrito se logra una eficiencia de 100% con respecto a la conversión de la energía producida a energía eléctrica. La **cogeneración** consiste en utilizar justamente la energía desperdiciada, tratando de lograr que la eficiencia se incremente.

Mediante la cogeneración, se genera energía eléctrica y se aprovecha el calor o vapor generado (energía térmica) para otros fines, por lo general industriales o domésticos<sup>40</sup>. Asimismo, las empresas podrían utilizar la cogeneración de tal modo que, paralelamente al desarrollo de su proceso productivo, puedan generar energía eléctrica para el autoconsumo, e incluso, vender la energía excedente generada al sistema eléctrico público. El beneficio generado por la mayor eficiencia no solo se ve reflejado en menores costos y mayores ingresos, sino que se reduce el impacto ambiental, ya que con la misma energía primaria se puede producir más energía eléctrica y productos industriales, de forma que se reduce, por ejemplo, el efecto invernadero.

La idea general de la **generación distribuida** es que ésta se encuentre muy cerca a la demanda, eliminando o minimizando el uso de líneas de transmisión eléctrica, inyectando la energía directamente al sistema de distribución eléctrica. Esto se puede realizar a través de centrales con una ubicación geográfica privilegiada o mediante la cogeneración.

Para finalizar esta subsección relativa a la generación eléctrica, a continuación, se presentan dos cuadros con el resumen de los tipos de generación en función de la energía que utilizan, así como sus principales ventajas y desventajas.

<sup>40</sup> Por ejemplo, para la calefacción de una vivienda.

Cuadro N° 3: Tipos de generación eléctrica con fuentes primarias convencionales

Fuente primaria	Tipo de central de generación según energía primaria y tecnología	Ventajas	Desventajas
Generación hidráulica (agua)	Hidráulica de pasada: caída del agua no asociada a embalse.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energía renovable.</li> <li>• Estabilización del agua para riego.</li> <li>• Bajos costos marginales.</li> <li>• Se puede generar pesca en el embalse.</li> <li>• Menor contaminación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Volatilidad de la producción.</li> </ul>
	Hidráulica de embalse: caída del agua asociada a embalse.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fácil construcción de generadoras.</li> <li>• Bajos costos fijos.</li> <li>• Rápido prendido y apagado de maquinaria.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impacto ambiental.</li> <li>• Alteración del caudal del río.</li> <li>• Impacto en la población.</li> <li>• Emisiones de gases (metano).</li> <li>• Elevados costos fijos.</li> </ul>
Generación térmica (diésel, carbón, gas natural)	Térmica a diésel: combustión del diésel.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fácil construcción de generadoras.</li> <li>• Bajos costos fijos.</li> <li>• Rápido prendido y apagado de maquinaria.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calentamiento global por los GEI<sup>41</sup>.</li> <li>• Menor eficiencia térmica.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Combustible costoso de precio variable.</li> </ul>
	Térmica a carbón: combustión del carbón.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fácil construcción de generadoras.</li> <li>• Combustible menos costoso que el diésel.</li> <li>• Fácil transporte del combustible.</li> <li>• Depósitos fáciles de explotar (se encuentran cerca de la superficie).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Calentamiento global por los GEI.</li> <li>• Menor eficiencia térmica.</li> <li>• Contaminación ambiental.</li> <li>• Elevada producción de smog.</li> <li>• Demora en el encendido y apagado.</li> </ul>
	Térmica de gas natural a ciclo simple: elevar la presión del gas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Combustible de bajo costo.</li> <li>• Menor contaminación que la generación eléctrica con otros combustibles.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Menor eficiencia térmica.</li> <li>• Costos de planta relativamente altos.</li> </ul>
	Térmica de gas natural a ciclo combinado: elevar la presión del gas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor eficiencia térmica.</li> <li>• Combustible de bajo costo.</li> <li>• Menor contaminación respecto a la generadora de ciclo simple.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Costos de planta elevados.</li> <li>• Mayor riesgo para los inversionistas.</li> </ul>

Elaboración: Propia

<sup>41</sup> GEI: Gases de Efecto Invernadero.

**Cuadro N° 4: Tipos de generación eléctrica con fuentes de energía primarias no convencionales**

Fuente primaria de energía	Tipo de central de generación según energía primaria y tecnología	Ventajas	Desventajas
Generación nuclear (uranio, plutonio, etc.)	Central de reacción nuclear: por fisión nuclear.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Elevada potencia y energía.</li> <li>Bajos costos marginales<sup>42</sup>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Elevados costos fijos.</li> <li>Desechos nucleares.</li> <li>Posible impacto en el efecto invernadero.</li> </ul>
Generación eólica (viento)	Parque eólico: aprovecha los momentos de viento.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Energía renovable.</li> <li>Costo marginal nulo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Problemas de intermitencia en la producción.</li> <li>Habitualmente requiere de importantes inversiones en construcción de líneas de alta tensión.</li> <li>Requiere un territorio amplio para instalar parques eólicos.</li> <li>Infraestructura de elevados costos fijos.</li> </ul>
Generación solar (luz y calor solar)	<p>Paneles solares y celdas solares: aprovecha la luz solar y realiza conversión fotovoltaica. Se genera corriente continua.</p> <p>Torre termosolar: aprovecha el calor del sol para vaporizar el agua de una torre y con ello mover la turbina.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Energía renovable.</li> <li>Costo marginal cero.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Habitualmente requiere de importantes inversiones construcción de líneas de alta tensión para conectarlas al sistema.</li> <li>Requiere un territorio amplio.</li> <li>Infraestructura de elevados costos fijos.</li> </ul>
Generación geotérmica (calor de la tierra)	Generación geotérmica: aprovecha el vapor de agua que sale de la tierra a altas temperaturas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Energía renovable (el agua se puede reinyectar).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Riesgos de contaminación de la fuente de agua.</li> </ul>

Elaboración: Propia

<sup>42</sup> El costo marginal es el cambio en el costo total al variar el nivel de producción. Los costos marginales son los costos extras de producir una unidad más de producto.

## 1.2 La transmisión eléctrica

Mediante esta actividad se transporta la electricidad desde los centros de producción (centrales eléctricas) hacia los centros de consumo. Por ello, esta actividad puede compararse con una “carretera” que sirve para el transporte de vehículos de un punto a otro, del mismo modo, la corriente eléctrica necesita una “carretera” para poder trasladarse, vale decir que se debe contar con algún medio que pueda transmitir los electrones, el cual se denomina conductor eléctrico.

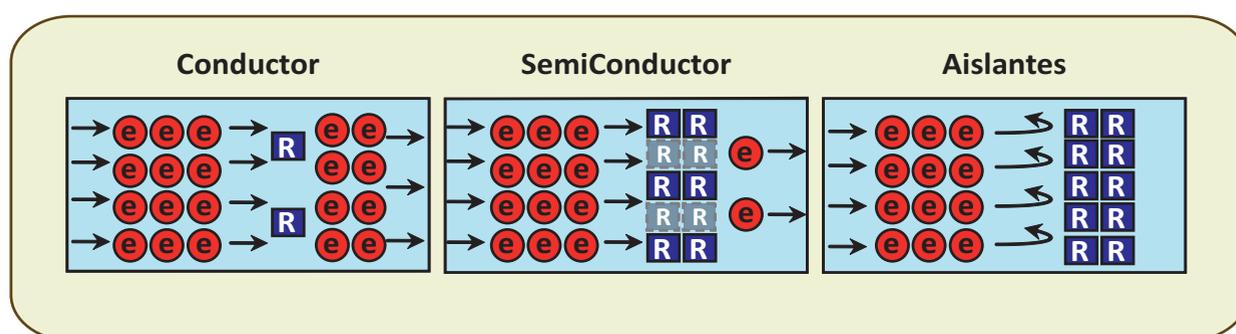
Todos los conductores afectan, en algún grado, el paso de la corriente eléctrica, ello en la medida que presentan cierta resistencia eléctrica. En ese sentido, se debe tener en cuenta que la resistencia eléctrica se define como la oposición que ejerce un cuerpo al paso de la corriente eléctrica. Ésta depende de factores como la longitud (el largo), la superficie (área transversal) y, finalmente, el material del cual está compuesto el cuerpo analizado. Por su grado de resistencia, los cuerpos pueden ser:

**a) Conductores**, aquellos cuerpos o medios que presentan una resistencia muy baja al paso de la corriente eléctrica. Éstos son todos los metales (plata, cobre, oro, aluminio, etc.), así como algunos materiales no metálicos (v.g. soluciones salinas).

**b) Aislantes**, también conocidos como dieléctricos. Son aquellos cuerpos o medios que presentan una resistencia muy alta al paso de la corriente eléctrica; por ejemplo el vidrio, la cerámica, los plásticos, la losa, el jebe, la madera seca, etc.

**c) Semiconductores**, tienen la particularidad de comportarse tanto como un conductor o como un aislante. La situación de conductor o aislante depende de algunas condiciones, tales como la temperatura en que se encuentren. Como ejemplos podemos mencionar el germanio o el silicio que disminuyen su resistencia a mayor temperatura y viceversa. El **Gráfico N° 17** muestra la clasificación de los cuerpos en función a su resistencia al paso de electrones.

**Gráfico N° 17: Resistencia de los materiales**



Elaboración: Propia

Finalmente, debemos tener en cuenta que el concepto opuesto a la resistencia es la conductancia, que mide la capacidad de un conductor para dejar pasar la corriente eléctrica a través de él.

### 1.2.1 Las pérdidas de energía en la transmisión

La transmisión eléctrica se realiza a elevados voltajes con el fin de minimizar las pérdidas de energía, las cuales se producen indefectiblemente. En ese sentido, resulta de interés conocer algunos conceptos que se encuentran relacionados a la pérdida de energía, tales como: el efecto Joule, la densidad de corriente eléctrica, la resistencia eléctrica y la minimización de pérdidas de energía.

#### A. El efecto Joule:

Como se explicó en la sección de generación eléctrica, la potencia es igual al producto de la intensidad de la corriente por el voltaje ( $P = I \times V$ ); por ello, una determinada potencia puede ser alcanzada a través de distintas combinaciones de intensidad de corriente y voltaje<sup>43</sup>. Sin embargo, por razones técnicas y económicas, se elige transportar la energía a elevados voltajes y baja intensidad de corriente debido a que ello minimiza el efecto Joule, el cual se describe en la siguiente fórmula:

$$Q = I^2 \times R \times t \quad (6)$$

Donde:

Q : Energía calorífica

I : Intensidad de la corriente

R : Resistencia

t : Tiempo

De acuerdo a (6), a mayor intensidad de la corriente se tiene mayor generación de energía calorífica, manteniendo lo demás constante. Esta relación es cuadrática, por lo que un cambio en la intensidad de corriente produce un cambio más que proporcional en la energía calorífica generada.

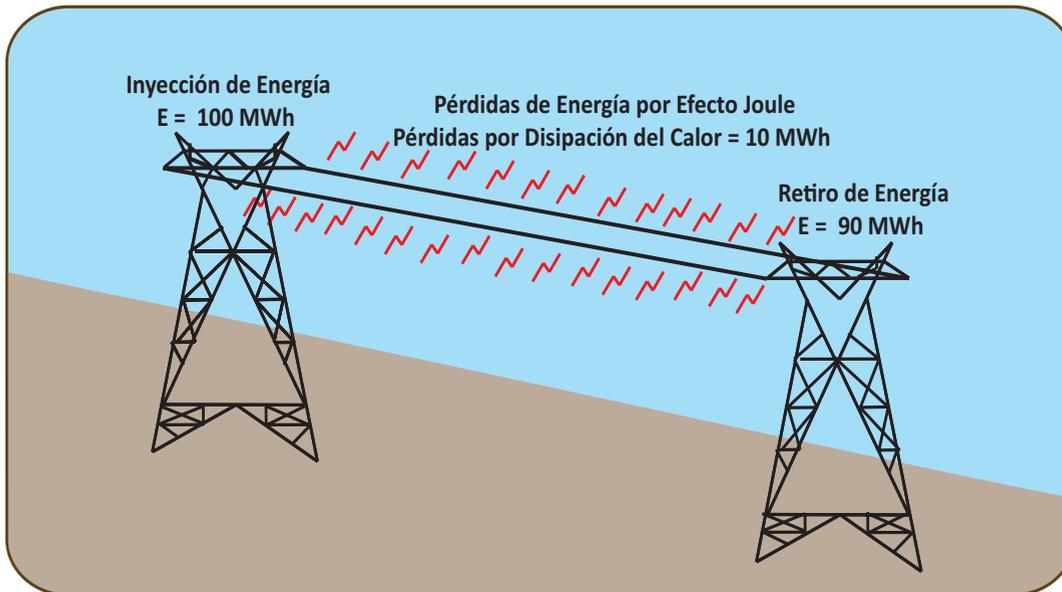
Debido al efecto Joule, al transmitir electricidad<sup>44</sup> se calientan los conductores (líneas de transmisión), lo que genera pérdidas de energía, las cuales se minimizan al elevar el voltaje y, por ende, reducen la intensidad de la corriente manteniendo constante la potencia de la línea de transmisión.

El **Gráfico N° 18** muestra un ejemplo hipotético del efecto Joule en el caso de la transmisión eléctrica. Si se inyecta una energía de 100 MWh a una línea de transmisión, se podrían retirar en el otro extremo sólo 90 MWh, pues en el camino los conductores se calientan debido al efecto Joule, por lo que parte de la energía se disipa a través del calor producido.

<sup>43</sup> Por ejemplo se podría elevar la intensidad de la corriente y bajar el voltaje de tal modo que se mantenga una potencia constante.

<sup>44</sup> El mismo efecto se presenta en la distribución eléctrica.

### Gráfico N° 18: Efecto Joule en la transmisión eléctrica



Elaboración: Propia

#### B. Densidad de corriente eléctrica:

Este concepto hace referencia a la cantidad de corriente eléctrica que pasa por un conductor eléctrico por unidad de área o superficie, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$J = \frac{I}{A} \quad (7)$$

Donde:

J : Densidad de la corriente

I : Intensidad de la corriente

A : Área de la sección transversal del conductor

Por ello, se puede mantener la misma densidad de la corriente, disminuyendo a la vez el área de la sección transversal y la intensidad de la corriente. El interés por disminuir el área de la sección transversal del conductor (línea de transmisión) se debe a que el costo del material con el que se componen los conductores no es despreciable, por lo que es conveniente utilizar un conductor con una menor sección transversal. De esta manera, cuando se disminuyen la intensidad de la corriente y, consecuentemente, se eleva el voltaje, se alcanzan dos objetivos: se minimiza el efecto Joule y se disminuyen los costos de inversión.

### C. Resistencia eléctrica:

Es otro de los motivos por los cuales se pierde energía eléctrica en la actividad de transmisión, donde la fórmula de la resistencia es la siguiente:

$$R = \frac{\rho \times L}{A} \quad (8)$$

Donde:

R Resistencia del conductor

$\rho$  : Resistividad

L : Longitud del conductor

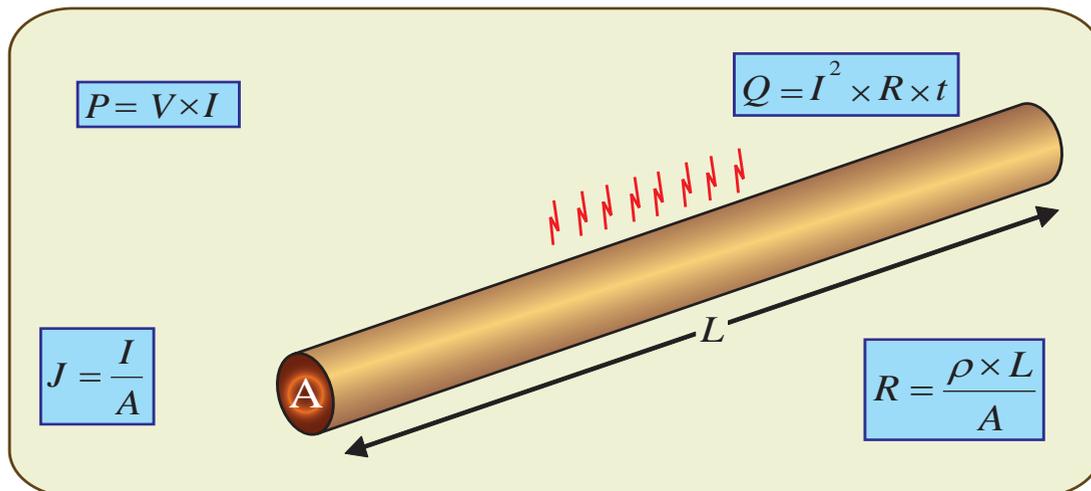
A : Área de la sección transversal del conductor

Se puede apreciar una relación inversa entre la resistencia y el área de la sección transversal del conductor, por lo que a mayor diámetro de las líneas de transmisión, se tendrá una menor resistencia, manteniendo el resto de factores constantes. Así, también existe una relación directa entre la longitud de las líneas de transmisión y la resistencia, por lo que a mayor longitud, se tendrá una mayor resistencia. En (8) se incluye el concepto de resistividad, el cual se define como el nivel de dificultad que encuentran los electrones para pasar a través de un cuerpo.

### D. Minimización de las pérdidas de energía

El **Gráfico N° 19** muestra un resumen de las causas de pérdidas de energía en la transmisión eléctrica. En primer lugar, se tiene la fórmula de la potencia eléctrica en la esquina superior izquierda, según la cual se puede elevar el voltaje y disminuir la intensidad de la corriente, manteniendo inalterada la potencia. En segundo lugar, en la parte superior derecha, se tiene el efecto Joule, el cual indica que elevando el voltaje (disminuyendo la intensidad de corriente) se reducen las pérdidas de energía. En tercer lugar, en la parte inferior izquierda, se tiene la fórmula de la densidad de la corriente, la cual indica que disminuyendo el área de la sección transversal se puede reducir la intensidad de la corriente, manteniendo inalterada nuevamente la densidad de la corriente, reduciendo las pérdidas de energía y reduciendo los costos de inversión. Finalmente, en la parte inferior derecha, tenemos la fórmula de la resistencia, de la cual se pueden obtener dos indicadores. El primero refleja que a menor área de la sección transversal mayor es la resistencia, lo que genera un efecto contrario al que se obtiene por la fórmula de la densidad de la corriente. Por lo tanto, se debe tener presente que existen límites técnicos para la disminución del diámetro de los conductores. El segundo indicador refleja que a menor longitud del conductor (línea de alta tensión), menor resistencia; sin embargo, esto debe contrapesarse con el costo de la cantidad de torres que deben instalarse.

### Gráfico N° 19: Minimización de las pérdidas de energía en la transmisión eléctrica



Elaboración: Propia

### 1.2.2 Los componentes de la transmisión eléctrica y las etapas del proceso de transmisión

El sistema de transmisión eléctrica se compone de líneas de alta o muy alta tensión, las cuales permiten el intercambio de energía eléctrica, incluye, además, las subestaciones de transformación, los centros de control, las instalaciones de compensación reactiva, los elementos de regulación de tensión, la transferencia de potencia activa y otras instalaciones asociadas<sup>45</sup>.

#### Imagen N° 3: Línea de transmisión de 220 kV, Mantaro – Cotaruse



Fuente: OSINERGMIN

Atendiendo a fines metodológicos, el proceso de transmisión eléctrica se puede dividir en cuatro etapas:

<sup>45</sup> Al respecto, véase el Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM.

**a. Primera etapa:** comienza luego de que los generadores producen e inyectan su energía y potencia al sistema de transmisión. Para esto se necesita elevar la tensión, con el objetivo de reducir las pérdidas de energía. Esta elevación de tensión se realiza por medio de transformadores que elevan el voltaje a niveles mayores a 100 kV (kilovoltios).

**b. Segunda etapa:** comienza después de alcanzar el nivel de tensión requerido, conduciéndose la energía a través de líneas de transmisión de alta tensión con destino a los centros de consumo.

**c. Tercera etapa:** comienza con la reducción de la tensión, utilizando subestaciones de transformación, pasando de muy alta o alta a alta o media tensión una vez que la línea se encuentra cerca de los centros de consumo.

**d. Cuarta etapa:** en ésta, finalmente, se transforma la energía de media a baja tensión para su posterior distribución y/o consumo.

### 1.2.3 Instalaciones del sistema de transmisión nacional

Resulta importante tener en cuenta las principales instalaciones que se utilizan en el sistema de transmisión: subestaciones de transformación y torres de transmisión eléctrica.

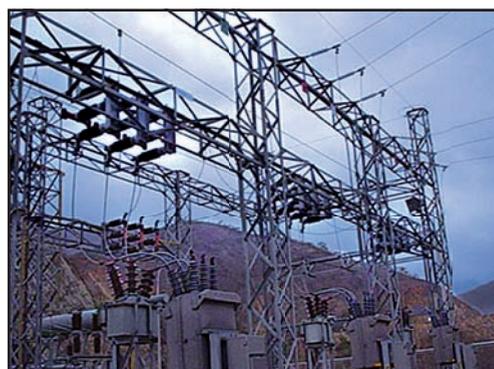
#### A. Subestación de transformación

Una subestación de transformación (S.E.T. o simplemente S.E.) se encarga de modificar el nivel de tensión (voltaje). Existen dos tipos: las subestaciones elevadoras de tensión y las reductoras de tensión.

#### Imagen Nº 4: Subestaciones de transformación de Tumbes y Lambayeque

S.E. Zorritos, 220/ 60/ 10 kV. Tumbes/ Zorrito

S.E.T. Occidente, 777/3, 60/10kV. Lambayeque



Fuente: OSINERGMIN

Las subestaciones elevadoras de tensión se encuentran cerca de las centrales eléctricas. Las subestaciones reductoras disminuyen el nivel de tensión, por lo que se ubican cerca de los centros de consumo.

La parte principal y de mayor costo en una subestación es el transformador de potencia, que es una máquina eléctrica, la cual tiene la facultad de incrementar o disminuir el voltaje en un circuito eléctrico.

## B. Torre de transmisión eléctrica<sup>46</sup>

Son las estructuras sobre las cuales se sostienen las líneas de transmisión eléctrica. Dichas estructuras son frecuentemente metálicas y galvanizadas<sup>47</sup>. Sin embargo, el material utilizado para la construcción de las torres depende de las características geográficas, climatológicas, del lugar en el cual se va a construir y del factor económico. Con la utilización de estas estructuras se pueden elevar los conductores o líneas de transmisión a una distancia prudencial del suelo.

### Recuadro N° 4: Clasificación de las torres de transmisión

Las torres de alta tensión se pueden clasificar según el material de construcción y la función que ejercen.

**A. Según el material de construcción:** las torres se pueden clasificar en:

- **Postes de hormigón:** constituídas de concreto armado centrifugado o pretensado.
- **Torres metálicas:** construidas a partir de acero galvanizado.

### Imagen N° 5: Torres de transmisión según el material de construcción

#### Estructura de hormigón

(L-6605 Independencia-Pisco, 60 kV)



Fuente: OSINERGMIN

#### Estructura metálica

(L-3003/3004 Charcani VI-Chilina, 33 kV)



**B. Según la función que ejerce:** según la superficie donde se instalen las torres pueden clasificarse en:

- **Torres de suspensión:** se instala este tipo de torres cuando el terreno es llano o poco accidentado. Por lo general, se colocan en línea recta y suelen implicar menores costos.

<sup>46</sup> En estricto se debe hablar de "estructuras" de transmisión debido a que dentro de dicha clasificación encontraremos torres pero también postes.

<sup>47</sup> Es un proceso por medio del cual se cubre un metal con otro con el fin de proteger la superficie del primer metal.

- **Torres de retención:** se instala este tipo de torres cuando se deben soportar esfuerzos laterales, originados por un cambio de dirección, por tratarse de los extremos terminales de la línea de tensión o porque el terreno no es llano, como por ejemplo en un terreno montañoso.

**Imagen N° 6: Torres de transmisión según la función que ejercen**

**Torre de suspensión**  
(LT 6033 Illimo-Occidente 60 kV)



Fuente: OSINERGMIN

**Torre de retención**  
(LL.TT. Casa de Máquinas – S.E. Campo Armiño: Colcabamba – Tayacaja – Huancavelica.)



El **Cuadro N° 5** resume la clasificación de las torres de transmisión.

**Cuadro N° 5: Clasificación de las torres de transmisión**

Según el material de construcción	Según la función que ejerce
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Torres de hormigón:</b> Constituidas por concreto armado.</li> <li>• <b>Torres metálicas:</b> Construidas a partir de acero galvanizado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Torres de suspensión:</b> Para terreno llano o poco accidentado.</li> <li>• <b>Torres de retención</b> Para terreno montañoso.</li> </ul>

Elaboración propia

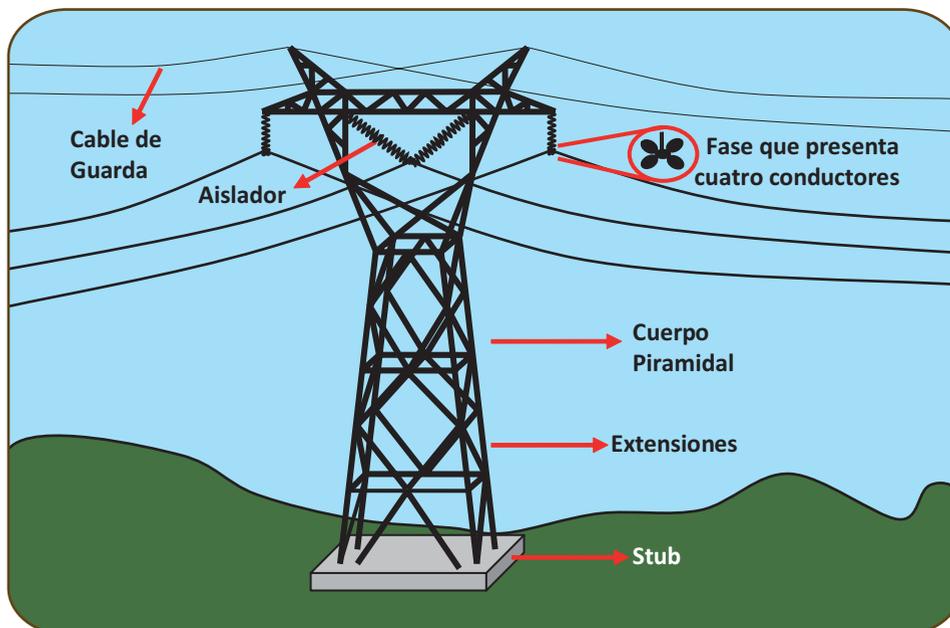
### Recuadro N° 5: Partes de una torre de transmisión

Las torres de alta tensión se componen principalmente de las siguientes partes:

- **Cables o hilos de guarda:** llamados también cables de tierra y están hechos de acero galvanizado. Estos cables actúan como pararrayos con el objetivo de proteger a las líneas de alta tensión de las sobretensiones o descargas atmosféricas. En el caso que se produjera una descarga eléctrica por un rayo, estos hilos la transportarán a tierra, evitando efectos sobre las líneas de alta tensión.
- **Fase:** conjunto de cables o conductores que transportan la electricidad.
- **Conductores de fase:** cada uno de los conductores encargados de formar un circuito.
- **Aisladores:** estructuras que no conducen la electricidad y que separan a las torres de transmisión de los conductores de fase.
- **Cuerpo piramidal:** es el tronco que sostiene a la torre de transmisión.
- **Extensiones:** son las bases donde se sostiene el cuerpo piramidal.
- **Stub:** es la base en el suelo sobre la que se encuentra la torre de transmisión.

El **Gráfico N° 20** muestra una torre de transmisión, señalando las principales partes mencionadas.

**Gráfico N° 20: Partes principales de una torre de transmisión**



Elaboración: Propia

### 1.2.4 Fajas de servidumbres en líneas de transmisión

Las líneas de transmisión pueden representar un alto riesgo eléctrico para las personas que se encuentran alrededor de las mismas, es por ello que resulta pertinente hablar sobre las fajas de servidumbres, en la medida que éstas permiten garantizar una seguridad adecuada.

La servidumbre en el Perú es otorgada por el Ministerio de Energía y Minas mediante una Resolución Ministerial, la cual concede el derecho a la empresa concesionaria de ocupar bienes públicos o privados y sus aires para la instalación de líneas de transmisión eléctrica. Los terceros afectados deberán ser indemnizados por acuerdo de las partes, y en el caso que no exista un acuerdo, será el Ministerio el que fije el monto de la indemnización.

Los anchos mínimos de faja de servidumbre se encuentran estipulados en el Código Nacional de Electricidad – Suministro<sup>48</sup> y se encuentran en función a la tensión nominal de la línea de transmisión, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 6: Anchos mínimos de faja de servidumbres**

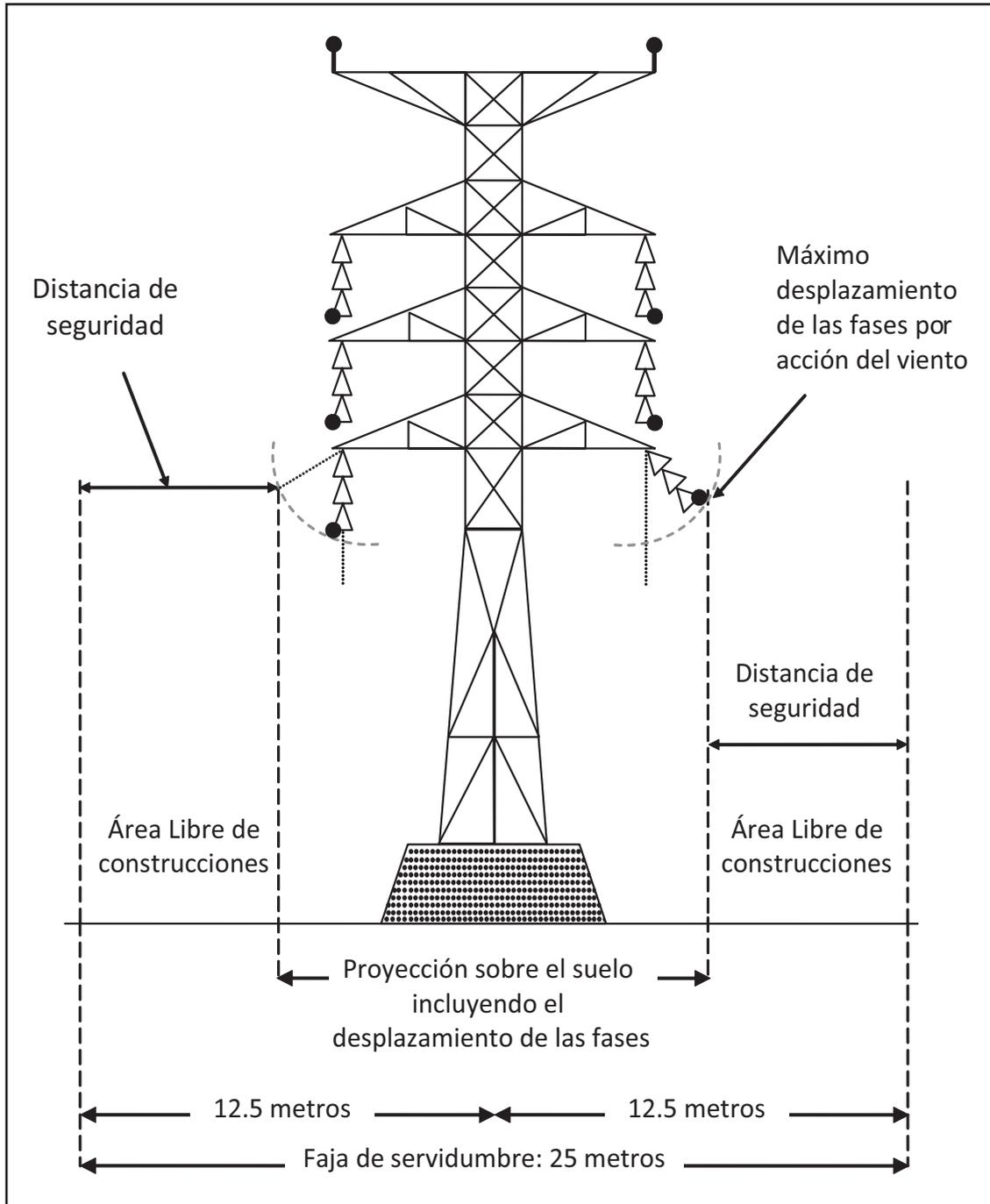
Tensión nominal de la línea (kV)	Ancho mínimo (m)
De 10 – 15	6
20-36	11
60-70	16
115-145	20
Hasta 220	25

Fuente: Código Nacional de Electricidad – Suministro.

El **Gráfico N° 21** nos muestra el caso de la faja de servidumbre para una línea de transmisión de 220 kV. En el gráfico se puede apreciar que lo primero que se debe tener en cuenta es el área debajo de las instalaciones de la torre de transmisión, dicha área debe incluir además el máximo desplazamiento de las fases que se puede producir por efecto de la acción del viento, finalmente a dicha distancia se le debe agregar una distancia de seguridad a cada lado, la suma de todas las distancias mencionadas dan como resultado la longitud del ancho de la faja de servidumbre.

<sup>48</sup> Para mayor detalle revisar el Código Nacional de Electricidad – Suministro, Parte 2: Reglas de Seguridad para la Instalación y Mantenimiento de Líneas Aéreas de Suministro Eléctrico y Comunicaciones.

**Gráfico N° 21: Faja de servidumbre para una línea de 220 kV**



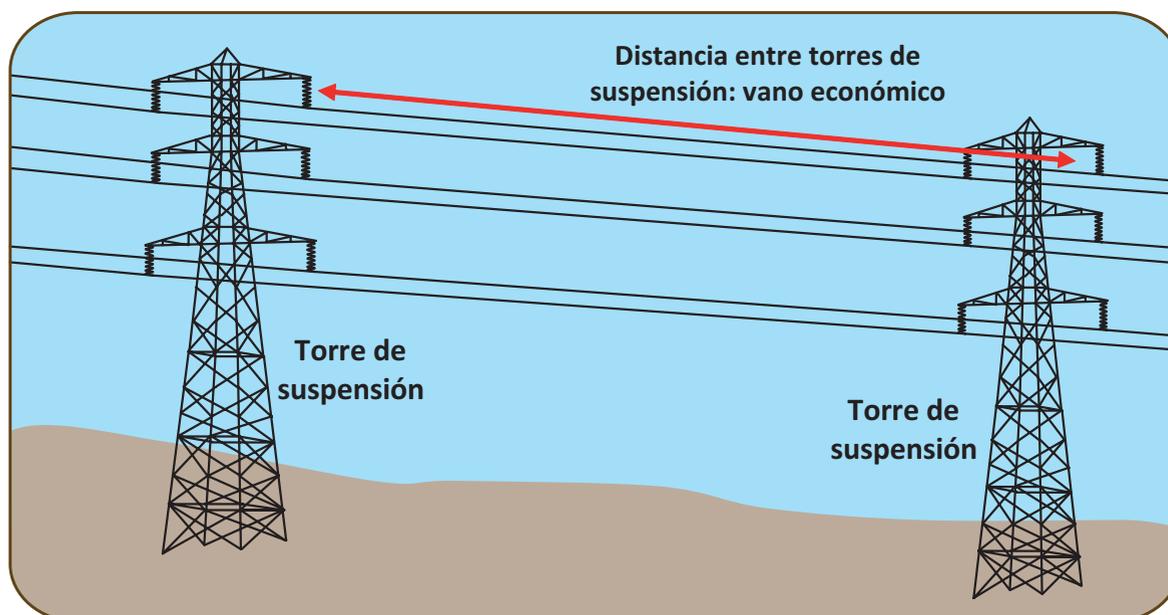
Elaboración Propia

### 1.2.5 El vano económico y los vanos especiales

Para el caso de la transmisión eléctrica, resulta de interés tratar el tema de los vanos. Se denomina **vano** a la distancia existente entre dos torres de transmisión, éstos pueden ser de dos tipos: vano económico y vano especial. El primer tipo se relaciona con las torres de suspensión, que son torres diseñadas para terrenos poco accidentados, por lo que la distancia entre torres es uniforme, lo que implica el menor costo de inversión posible. El segundo tipo está relacionado con las torres de retención, que están diseñadas para terrenos montañosos, cambios de dirección, entre otras, las cuales exigen un vano

diferente al económico, incrementando los costos de inversión. En el **Gráfico N° 22** muestra el vano económico entre dos torres.

**Gráfico N° 22: El vano económico**



Elaboración: Propia

### 1.3 La distribución eléctrica

La actividad de distribución eléctrica tiene la función de llevar el suministro de energía eléctrica desde el sistema de transmisión hacia cada uno de los usuarios finales del servicio eléctrico. Las redes que conforman el sistema de distribución deben diseñarse de tal forma que exista un equilibrio entre la seguridad del suministro, en el sentido de tener la capacidad de seguir funcionando ante posibles fallas o desperfectos en algunas instalaciones, y la eficiencia, en el sentido de la minimización de costos. Como resultado de lo anterior, el diseño de las redes de distribución toma gran importancia.

#### 1.3.1 Topología de redes de distribución eléctrica

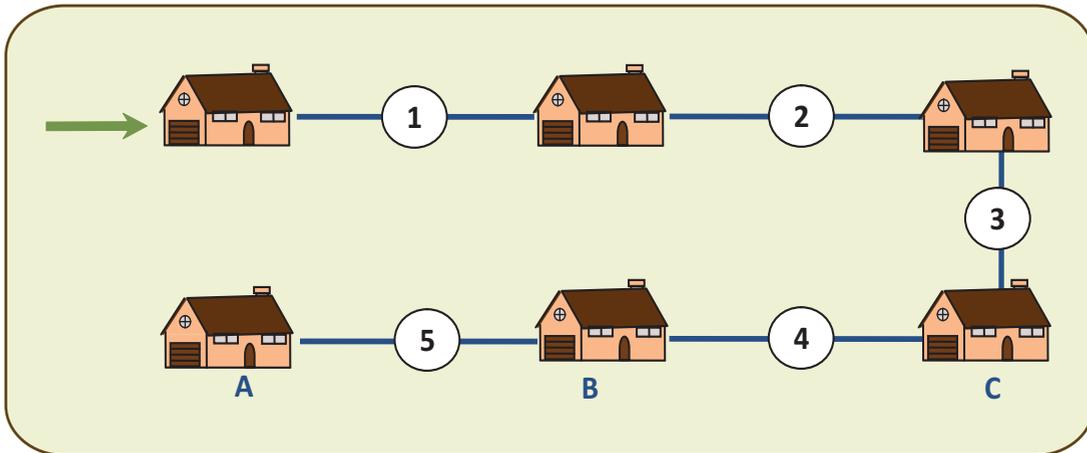
La topología de redes hace referencia a la estructura o forma en la que se organizan las redes de distribución eléctrica. Entre las configuraciones más comunes se tienen los sistemas radiales, los sistemas en anillo y los sistemas enmallados.

##### A. Sistemas radiales

Este tipo de sistema tiene como principal característica que el suministro eléctrico hacia cada unidad de consumo proviene de un solo punto, buscándose la forma más económica de unir a todos los usuarios en la red de distribución.

En el **Gráfico N° 23**, la flecha de color verde indica por dónde ingresa el suministro eléctrico al sistema, en este caso, para conectar a seis usuarios, se debe invertir por lo menos en cinco conexiones, las cuales han sido enumeradas.

**Gráfico N° 23: Sistema de distribución radial**



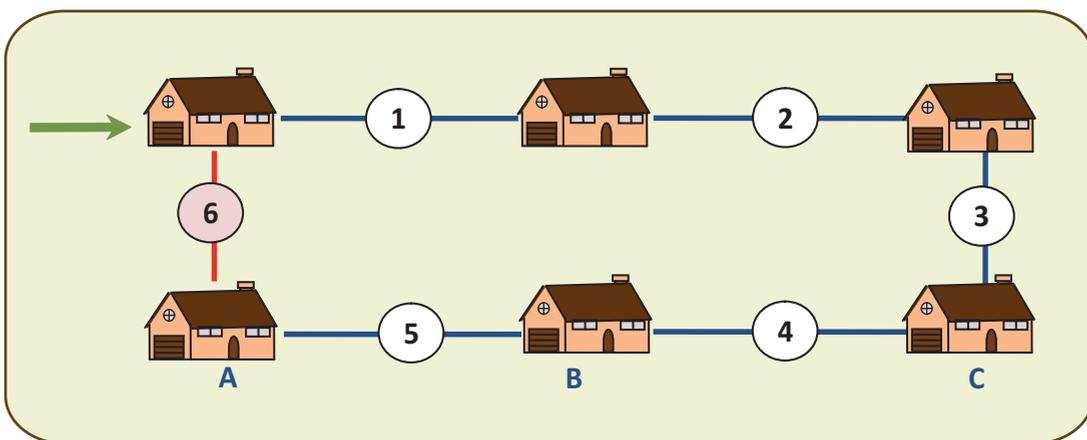
Elaboración: Propia

Para analizar la confiabilidad del sistema radial, se supondrá que la línea número tres sufre un desperfecto que la retira de operatividad, es fácil notar que los tres usuarios que se encuentran al final de la red se quedarían sin suministro eléctrico, pues dicho cable es su única fuente de energía. Este sistema tiene como ventaja el ser de menor costo; sin embargo, se presenta una disyuntiva entre la minimización de los costos y la confiabilidad del sistema.

### B. Sistemas en anillo

Este tipo de configuración de red mejora la confiabilidad del sistema de distribución “cerrando el circuito”; es decir, agregando a la configuración mostrada en el gráfico anterior, la conexión entre el primer y el último punto o usuario.

**Gráfico N° 24: Sistema de distribución en anillo**



Elaboración: Propia

En el **Gráfico N° 24**, se puede advertir que a la configuración radial se le agrega la conexión número seis (en color rojo), obteniendo una configuración distinta, en anillo, la cual eleva la confiabilidad del sistema, pero también incrementa los costos del servicio.

Nótese que en este caso si ocurriera una falla en el sistema, por ejemplo si la línea número tres saliera de operación por algún desperfecto, el suministro eléctrico no se

interrumpiría, pues la línea seis asegura el servicio a los usuarios que se encuentran en los puntos A, B y C de la red de distribución.

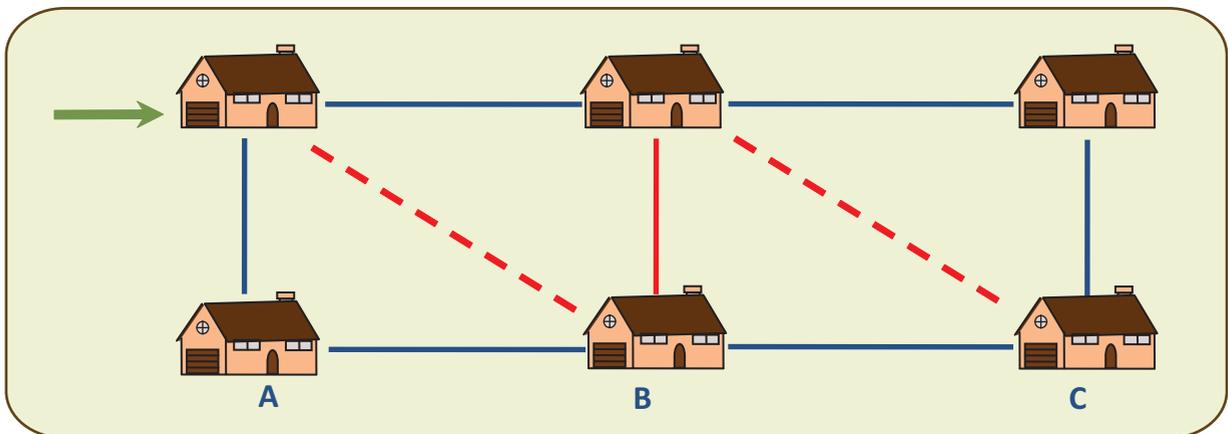
Solo en el caso que ocurrieran dos fallas en el sistema a la vez, por ejemplo, si existe una falla en la línea número tres y otra falla en la línea número seis, entonces nuevamente se sufriría una falla en la parte final de la red de distribución (A, B y C).

### C. Sistemas enmallados

Este tipo de configuración de red presenta la característica de tener una mayor interconexión y, por ello, un elevado nivel de confiabilidad en el sistema, pero a un mayor costo.

El siguiente gráfico muestra que todas las líneas (continuas) forman anillos; incluso se pueden incluir las líneas discontinuas, formándose así una estructura similar a una red o malla, de ahí el nombre de este tipo de sistema.

**Gráfico N° 25: Sistema de distribución enmallado**



Elaboración: Propia

### 1.3.2 Tipos de distribución eléctrica en el Perú

El límite entre las actividades de transmisión y distribución eléctrica, así como la forma en que se subdividen, varía dependiendo del país que se analice. En el caso de nuestro país, las instalaciones del sistema de distribución pueden ser de media tensión o de baja tensión llegando a un máximo de hasta 30 kV<sup>49</sup>.

Según la normativa peruana (Norma Técnica E.C. 010, Redes de Distribución de Energía Eléctrica<sup>50</sup>), un sistema de distribución se define como “*el conjunto de instalaciones para la entrega de energía eléctrica a los diferentes usuarios*”. Éste se divide en el subsistema de distribución primaria y el subsistema de distribución secundaria, instalaciones de alumbrado público, las conexiones y los puntos de entrega.

#### A. Subsistema de distribución primaria

Este sistema transporta la energía eléctrica a media tensión desde el sistema de transmisión, hasta el subsistema de distribución secundaria y/o conexiones para usuarios mayores.

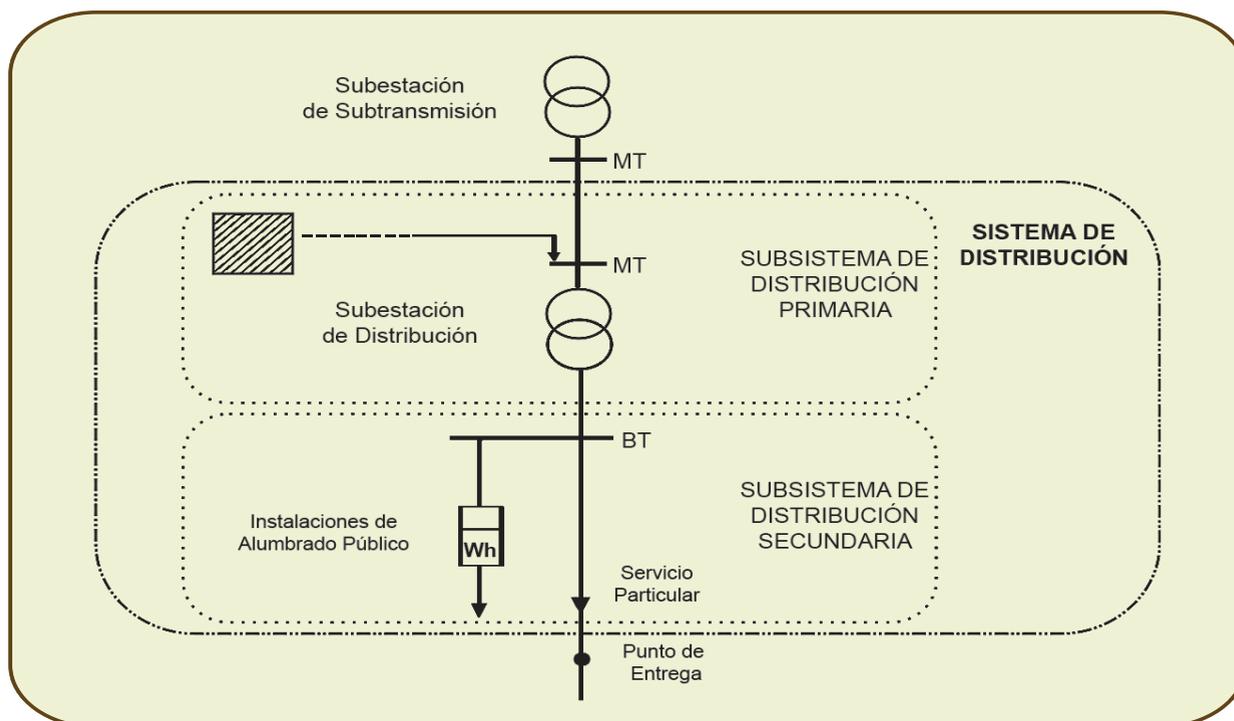
<sup>49</sup> Si las instalaciones cumplieran actividades de distribución eléctrica pero tuvieran una tensión mayor a la indicada, se les llamará de instalaciones de subtransmisión o de transmisión secundaria, según la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento.

<sup>50</sup> Reglamento Nacional de Edificaciones.

## B. Subsistema de distribución secundaria

Mediante este sistema se transporta la energía eléctrica a baja tensión para su utilización por los usuarios finales, la misma que se encuentra conformada por líneas aéreas o cables subterráneos de baja tensión.

**Imagen N° 7: Sistema de distribución primaria y secundaria**



Fuente: Norma Técnica E.C. 010, Redes de Distribución de Energía Eléctrica.

La **Imagen N° 7** muestra el sistema de distribución, resaltando el subsistema de distribución primaria, que se encuentra en Media Tensión (MT), y el subsistema de distribución secundaria, que se encuentra en Baja Tensión (BT).

### 1.3.3 La acometida

La red de distribución termina en la distribución secundaria, entre ésta y las conexiones internas domiciliarias se encuentra la **acometida**. Según la R.D. N° 080-78-EM/DGE Norma de Conexiones para Suministro de Energía Eléctrica hasta 10 kW, una acometida<sup>51</sup> es la “parte de la conexión, comprendida por los conductores instalados desde el empalme con la red de distribución secundaria hasta los bornes<sup>52</sup> de entrada del medidor de energía”. Es decir, comprende la sección entre la red de distribución secundaria con los límites del medidor eléctrico. Por ello, con el objetivo de estudiar integralmente el servicio eléctrico es conveniente describir dicha conexión.

### 1.3.4 Partes de la acometida y tipos de conexiones

Las partes principales de la acometida son: i) el punto de alimentación o conexión, ii) los conductores o cables, iii) los dispositivos de protección, iv) la caja de medidores y v) la caja de toma.

<sup>51</sup> En términos prácticos, una acometida se entiende como una “conexión”.

<sup>52</sup> Lugar físico donde ocurre la conexión eléctrica.

Las acometidas pueden ser de diferentes tipos dependiendo de la ubicación de la red de distribución secundaria:

#### A. Acometidas aéreas:

Acometida en la cual la derivación o empalme se efectúa desde una red de distribución aérea. Para su instalación se deben dar ciertas condiciones, como por ejemplo, que los conductores de la acometida de un inmueble no deben pasar por el interior de otro inmueble<sup>53</sup>, los cables de acometida tienen que ser continuos en toda su longitud, asimismo toda la instalación de la acometida tiene que ser ubicada en el exterior del inmueble.

#### B. Acometidas subterráneas:

Acometida en la cual la derivación o empalme se efectúa desde una red de distribución subterránea.

Se deben tener en cuenta los siguientes criterios para su instalación: los conductores de la acometida no deberán de pasar por el subsuelo de otro inmueble, debiendo de tener una cierta distancia de separación con respecto a las redes subterráneas de agua, desagüe, teléfono y gas natural. Además, los cables de la acometida deben ser continuos en toda su longitud y la instalación debe estar ubicada en el exterior del inmueble a una profundidad mayor a medio metro.

#### C. Acometidas aéreo – subterráneas:

Acometida en la cual la derivación o empalme se realiza desde una red de distribución aérea y que desciende al subsuelo.

Estas acometidas se usarán en el caso que no sea posible usar acometidas aéreas y deben cumplir con lo siguiente: después de ser empalmada la acometida aérea-subterránea a la extremidad de un poste, los cables deben ser protegidos por una tubería, la cual debe ser sujeta al poste hasta ser enterrada a una profundidad mayor a medio metro.

#### Recuadro N° 6: Tipos de conexión de la acometida

Según sea el tipo de conexión del cable de acometida o subacometida\* se tendrán los siguientes tipos de conexiones:

- **Conexión simple:** : acometida donde se entrega el suministro de energía a un solo usuario, que por lo general utiliza una caja de medición.
- **Conexión doble:** acometida que suministra energía a dos usuarios.
- **Conexiones con derivaciones:** acometidas que suministran energía a más de dos usuarios, haciendo uso de subacometidas y de cajas de derivación\*\*.

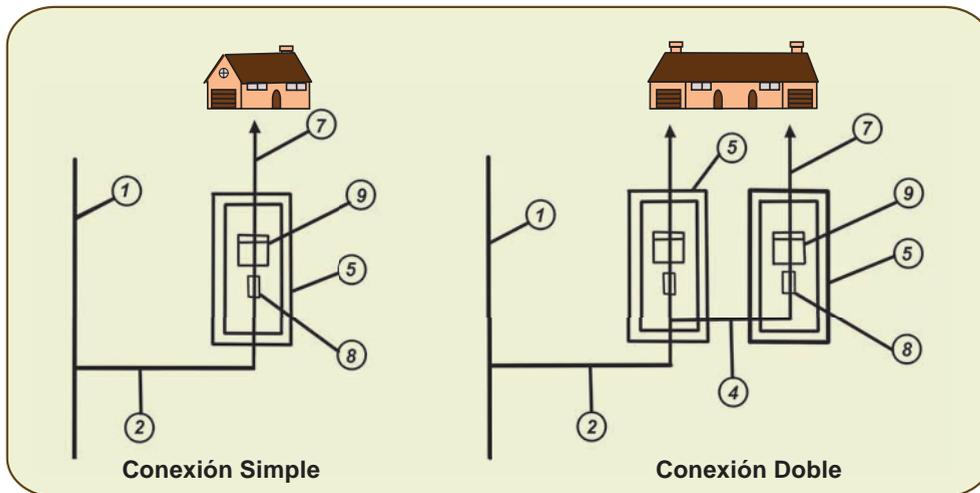
De acuerdo con el lugar en que se ubiquen las cajas de medición, las conexiones con derivaciones pueden ser de dos tipos:

- a) Conexiones centralizadas en un solo punto.
- b) Conexiones distribuidas por plantas, con uno o varios medidores por planta.

<sup>53</sup> Para evitar estas situaciones se podría recurrir a las acometidas aéreo – subterráneas.

Cuando se trate de edificios, la empresa de distribución decidirá entre uno de los tipos anteriores basándose en criterios técnicos y económicos.

**Imagen N° 8: Conexión simple y doble**



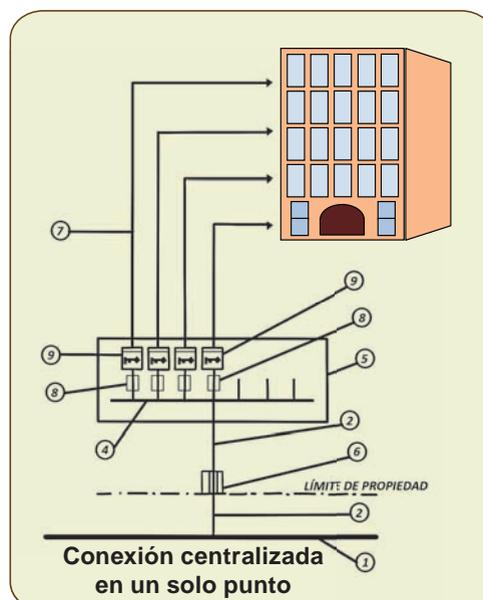
① Red de distribución secundaria	④ Sub acometida	⑦ Alimentador
② Acometida	⑤ Caja de medición	⑧ Dispositivo de protección
③ Caja de toma	⑥ Caja de derivación	⑨ Medidor

Fuente: Norma de Conexiones para Suministro de Energía Eléctrica hasta 10 KW

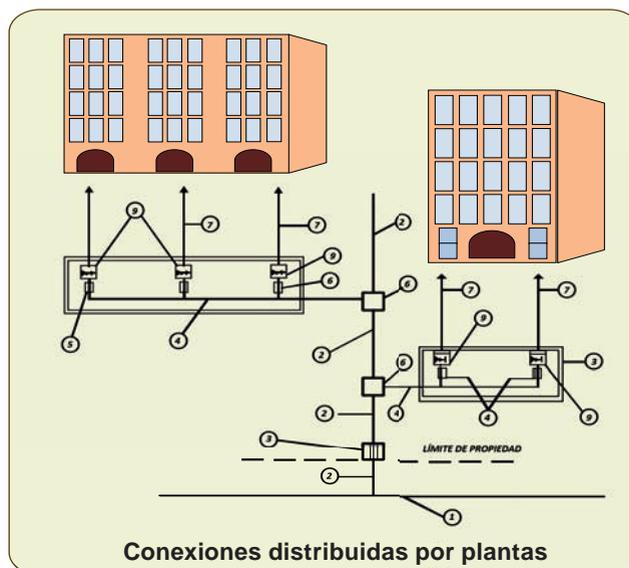
\* Parte de la acometida comprendida por los conductores, ubicados desde los límites de salida de la caja de toma hasta los límites de entrada de los medidores.

\*\* La caja de derivación es utilizada con la finalidad específica de conectar y/o derivar una o más subacometidas.

**Imagen N° 9: Conexiones con derivaciones centralizadas en un solo punto**



Fuente: Norma de Conexiones para Suministro de Energía Eléctrica hasta 10 kW

**Imagen N° 10: Conexiones con derivaciones distribuidas por plantas**

Fuente: Norma de Conexiones para Suministro de Energía Eléctrica hasta 10 KW

### 1.3.5 Medidores eléctricos

La separación entre las conexiones internas de cada uno de los usuarios del servicio eléctrico y la acometida correspondiente se produce en el medidor eléctrico. El **medidor eléctrico** o contador de consumo eléctrico, está diseñado para cuantificar el consumo eléctrico efectuado por un agente durante un período de tiempo determinado.

Según el artículo 163 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, la empresa de distribución es la responsable de la instalación y mantenimiento del medidor; mientras que el usuario debe abonar mensualmente en su recibo de luz un monto que cubra los costos de mantenimiento, además debe pagar el importe del costo del medidor en cuotas mensuales durante el período de vida útil del mismo, que es de aproximadamente treinta años. En caso de robo, es el usuario quien debe cubrir el costo de la reposición del nuevo medidor.

### 1.3.6 Clasificación de los medidores eléctricos

Los medidores eléctricos se pueden clasificar de distintas formas tomando en consideración distintas características como la construcción del medidor, el tipo de energía y los parámetros que mide, y la conexión a la red eléctrica.

#### A. De acuerdo a su construcción

- a) **Medidores electromecánicos o medidores de inducción:** este tipo de medidor registra el consumo eléctrico con el paso de la electricidad, la cual mueve un disco a una velocidad que es proporcional a la energía que se consume.

Actualmente, éste es el tipo de medidor de uso más común en las conexiones de pequeños consumidores residenciales debido a sus menores costos en relación con los medidores electrónicos; por lo general, solo registran el consumo de energía sin incluir otros parámetros adicionales como, por ejemplo, la potencia.

### Imagen N° 11: Medidor electromecánico



Fuente: Zhejiang Longer Electric Co., Ltd.

- b) **Medidores electromecánicos con registrador electrónico:** este tipo de medidores tiene una mecánica similar al modelo anterior. La diferencia se encuentra básicamente en que el disco giratorio que mide la energía consumida se conecta a un captador óptico, el cual muestra las cantidades de energía consumida a través de un registrador electrónico.
- c) **Medidores electrónicos:** este tipo de medidores registran y muestran el consumo eléctrico a través de un sistema análogo – digital<sup>54</sup>. Con esta tecnología se logra una medición más precisa de la electricidad consumida. Además de ello, algunos permiten medir otros parámetros del consumo eléctrico, como la energía reactiva, el factor de potencia, entre otros.

### Imagen N° 12: Medidor electrónico



Fuente: Zhejiang Longer Electric Co., Ltd.

Este tipo de medidor suele ser más costoso que los otros y es por ello que mayoritariamente lo utilizan los agentes que realizan actividades industriales o comerciales, los cuales

<sup>54</sup> Un sistema analógico trabaja con información en forma continua, mientras que un sistema digital trabaja con información en valores discretos.

tienen un mayor consumo eléctrico.

## B. De acuerdo a la energía que miden

- a) **Medidor de energía activa<sup>55</sup>**: este tipo de medidor registra el consumo de energía activa, la cual se expresa en kilowatts por hora (kWh).
- b) **Medidor de energía reactiva<sup>56</sup>**: este tipo de medidores registra el consumo de energía reactiva, la cual se expresa en kilovoltios amperios relativos hora (kVarh). Para ello se emplean medidores electrónicos que contabilizan el consumo de energía activa como consumo de energía reactiva.

## C. De acuerdo con la conexión en la red

- a) **Medidor monofásico bifilar**: este tipo de medidor registra el consumo eléctrico en las conexiones que presentan una fase o conductor activo (de ahí viene la denominación de monofásico) y sólo un conductor no activo o neutro.
- b) **Medidor monofásico trifilar**: este tipo de medidor registra el consumo eléctrico en las conexiones que tengan una sola fase, la cual está dividida en 2 conductores activos; y solo un conductor no activo o neutro.

### Imagen N° 13: Medidor monofásico



Fuente: Zhejiang Longer Electric Co., Ltd.

- c) **Medidor bifásico trifilar**: este tipo de medidor registra el consumo eléctrico en las conexiones que tengan dos fases o conductores activos y solo un conductor no activo o neutro.
- d) **Medidor trifásico tetrafilar**: este tipo de medidor registra el consumo eléctrico en las conexiones que tengan tres fases o conductores activos y un conductor no activo o neutro.
- e) **Medidor trifásico trifilar**: este tipo de medidor registra el consumo eléctrico en las conexiones con tres fases o conductores activos y sin ningún conductor neutro.

<sup>55</sup> La energía activa es la que se utiliza en los domicilios e industrias y habitualmente solo se denomina energía eléctrica.

<sup>56</sup> La energía reactiva es utilizada por ciertas máquinas que poseen bobinas o condensadores.

**Imagen N° 14: Medidor trifásico electromecánico**



Fuente: Zhejiang Longer Electric Co., Ltd.

Los medidores monofásicos son utilizados en conexiones con bajos niveles de potencia requerida mientras que los medidores trifásicos se utilizan en instalaciones que requieren una potencia eléctrica alta, esta diferencia se refleja en el costo, siendo los trifásicos más costosos que los monofásicos.

**D. De acuerdo a los parámetros que son medidos**

- a) **Medidores de tarifa simple:** este tipo de medidor registra el consumo eléctrico de manera continua, muy útil cuando se cuenta con una tarifa uniforme. Es el de uso más extendido entre los consumidores residenciales, industrias y comercios que presentan un bajo consumo de energía.
- b) **Medidores multitarifa:** este tipo de medidor registra el consumo eléctrico, pudiendo asignar diferentes precios en diferentes horas del día. Este medidor también puede medir la energía reactiva, el factor de potencia, entre otros parámetros. Dichos medidores son usados normalmente en industrias y comercios con un mayor consumo de energía y características de consumo diferenciadas (por ejemplo, su consumo en horas punta y fuera de punta).

**Imagen N° 15: Medidor multitarifa electrónico**



Fuente: Zhejiang Longer Electric Co., Ltd.

## PARTE II:

### El Mercado Eléctrico Peruano

Habiendo abordado los principales aspectos técnicos del mercado eléctrico en general en la primera parte, en esta segunda parte proponemos un estudio del mercado eléctrico peruano; para ello, inicialmente, se hace una breve exposición de **las características y diseño del mercado**; seguidamente, tomando como base la clasificación utilizada en la primera parte, se da cuenta de la información más relevante correspondiente a las actividades de **generación, transmisión y distribución**; finalmente, se han incluido tres temas claves para tener una visión completa del mercado eléctrico peruano: las **principales estadísticas del mercado**, tomando en cuenta la producción, demanda y reserva de energía, la máxima demanda y el factor de carga; **el funcionamiento del mercado libre de electricidad**; y, por último, **la concentración en el mercado eléctrico peruano**.

#### 2.1 El mercado de electricidad

El mercado de electricidad presenta características particulares derivadas en parte de los aspectos técnicos de la energía eléctrica y de la infraestructura necesaria para proveerla. En esta sección se presenta un resumen de conceptos claves para su análisis.

##### 2.1.1 Características de la energía eléctrica

Se puede señalar que la electricidad tiene las siguientes características principales:

###### A. La electricidad no se puede almacenar

Desde un punto de vista técnico-económico, una de las principales características de la electricidad es que ésta no se puede almacenar, por lo menos no a costos razonables, puesto que su almacenamiento podría resultar restrictivamente costoso. Resulta importante resaltar que este planetamiento tiene un motivo de doble vertiente: técnico-económico; puesto que de tomarse en cuenta solo el punto de vista técnico podría tenerse como ejemplos de almacenamiento de electricidad el de las pilas o las baterías, no obstante, se debe tener en cuenta que estos casos funcionan cuando se trata de cantidades muy pequeñas de energía y no para el caso de grandes cantidades, por ejemplo las que se necesitan para cubrir la demanda de un sistema de distribución eléctrico, puesto que su almacenamiento resultaría extremadamente oneroso.

###### B. La electricidad se produce en el momento en el que se demanda

Atendiendo a la primera característica de la electricidad, que no resulta factible su almacenamiento, se debe tener en cuenta que ello conlleva a que la electricidad deba producirse en el momento en el que se demanda. Ahora bien, lograr la coincidencia entre oferta y demanda de electricidad en cada momento resulta ser un proceso complicado, el cual se puede realizar de varias formas.

##### 2.1.2 Características de la organización de la industria eléctrica en el Perú

Desde el punto de vista técnico-económico, se puede señalar que las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico peruano comprenden: generación, transmisión,

distribución, comercialización<sup>57</sup> y la operación del sistema.

Como se ha señalado, la **generación eléctrica** es la primera de las actividades de la cadena productiva de la energía eléctrica, la cual consiste en transformar alguna clase de energía (térmica, mecánica, luminosa, entre otras) en energía eléctrica. Ahora bien, considerando que los lugares donde se produce la electricidad se encuentran habitualmente alejados de los lugares en donde ésta se demanda, surge la necesidad de crear infraestructura que transporte la energía eléctrica.

El transporte se realiza a través de líneas de transmisión, las cuales en la mayoría de casos cubren grandes distancias a elevados voltajes a fin de minimizar las pérdidas de energía. En el caso del sector eléctrico, esta actividad de transporte recibe el nombre de **transmisión eléctrica**.

En seguida, la actividad que permite llevar la energía eléctrica desde el sistema de transmisión al consumidor final se denomina **distribución eléctrica**, la cual consiste en transportar el suministro del servicio eléctrico dentro de los centros finales de consumo.

Finalmente, tenemos a la **comercialización eléctrica**, la cual se divide en **mayorista y minorista**. La primera, se refiere principalmente a la comercialización que existe entre generadores y distribuidores además de las transacciones en el mercado libre<sup>58</sup>; mientras que la segunda, se refiere a la comercialización que existe con los usuarios regulados del servicio. En nuestro país, la comercialización minorista se encuentra a cargo del operador que realiza la actividad de distribución eléctrica.

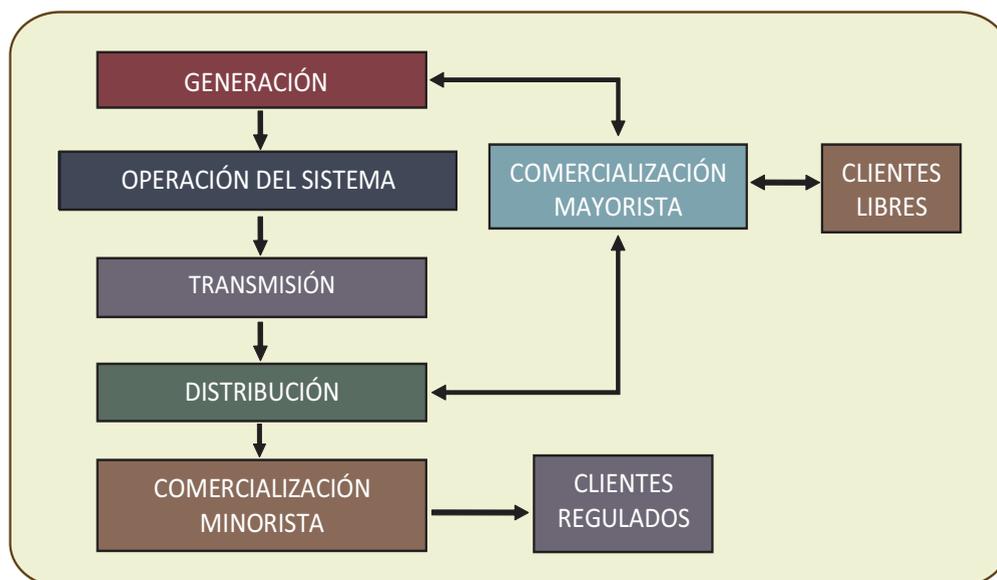
Por otra parte, en atención a las características que se han mencionado de la electricidad (que no se almacena y se debe producir cuando existe demanda), se debe señalar que un actor importante en la organización de la industria de energía eléctrica es el **operador del sistema** eléctrico, el cual se encarga del despacho económico de electricidad; es decir, de llamar a producir a las centrales en orden de mérito con respecto a sus costos variables, hasta que se logre cubrir la demanda en cada momento, como se ha mencionado anteriormente. En el Perú el operador del sistema es el **Comité de Operación Económica del Sistema (COES)**.

El **Gráfico N° 26** ilustra sobre las actividades que se realizan en el sector eléctrico, así como su interacción.

---

<sup>57</sup> Mayorista y minorista.

<sup>58</sup> El mercado libre será estudiado en esta segunda parte, mientras que las subastas de suministro entre generadoras y distribuidoras serán desarrolladas en la tercera parte del presente trabajo.

**Gráfico N° 26: Actividades desarrolladas en el sector eléctrico**

Elaboración: Propia

### 2.1.3 Diseño del mercado eléctrico peruano

Habiendo conocido los aspectos básicos de las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico, ahora se propone el estudio del diseño del mercado eléctrico peruano.

Hasta principios de la década de los noventa, el mercado eléctrico peruano contaba con empresas verticalmente integradas<sup>59</sup>, las cuales se encargaban de la gestión y operación de todas las actividades de la cadena de la industria: generación, transmisión, distribución y comercialización. Adichas empresas verticalmente integradas en la literatura anglosajona se les conoce como *Utilities*. En el caso del Perú, esta *utility* era propiedad del Estado y presentaba muchos problemas, entre los cuales podemos mencionar: poca inversión, baja cobertura, tarifas que no cubrían los costos, mala calidad del servicio, entre otras, lo cual generó la separación o desintegración de las actividades y el proceso de privatización que se llevó a cabo.

Antes de detallar las razones técnico-económicas por las cuales se lleva a cabo el referido proceso de separación o desintegración, se presentan previamente algunos conceptos claves que nos ayudarán a comprender dicha política.

#### A. Las economías y deseconomías de escala<sup>60</sup>

Se dice que existen economías de escala si al incrementar la producción en una proporción, los costos totales aumentan en una proporción menor. Esto ocurre cuando los costos medios de largo plazo van decreciendo al aumentar la producción<sup>61</sup>.

El **Gráfico N° 27** muestra en la parte superior (A) una función típica de costos totales<sup>62</sup>.

<sup>59</sup> Es decir que había una integración vertical en la cadena productiva, en ese sentido una misma empresa realizaba todas las actividades descritas.

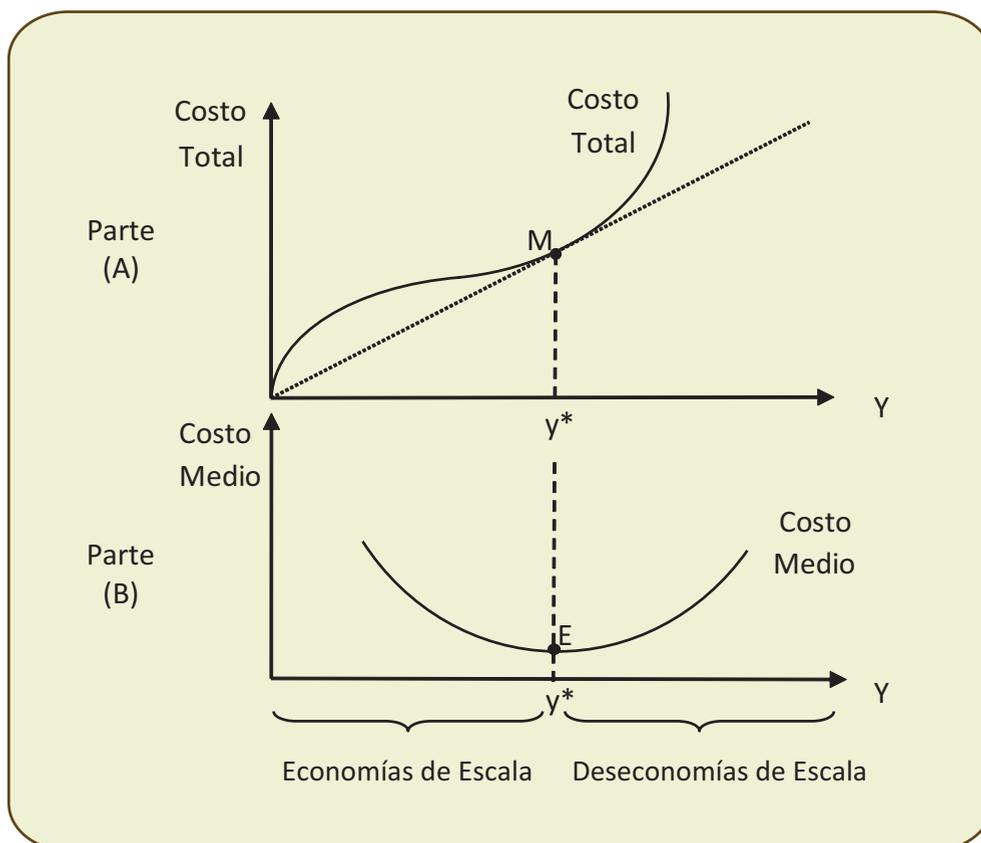
<sup>60</sup> Son conceptos de largo plazo. Para la ciencia económica, el largo plazo se define como aquella situación en la que todos los costos son variables.

<sup>61</sup> La definición brindada se basa en Hall Varian (1994) y Berg y Tschirhart (1988). Dichos autores hacen referencia a la curva de costos de largo plazo, por lo que en el caso de que los costos medios de largo plazo aumenten con el aumento de la producción, decimos que existen deseconomías de escala. En el caso de que los costos medios de largo plazo no aumenten con el aumento de la producción, decimos que no existen ni economías ni deseconomías de escala.

<sup>62</sup> En estricto, esta es una función de costos totales de largo plazo, ya que comienza en el origen de coordenadas (solamente se presentan costos variables).

En el eje de las abscisas se representan las cantidades producidas y en el eje de las ordenadas se representan los costos. En dicho gráfico podemos apreciar que desde el origen de coordenadas hasta el nivel de producción  $y^*$  (el punto proyectado a la función de costos es el punto "M"), la función de costos tiene el siguiente comportamiento: cuando aumenta la producción, el costo total aumenta menos que proporcionalmente, y ocurre lo contrario para un nivel de producción mayor a  $y^*$ .

**Gráfico N° 27: Economías y deseconomías de escala**



Elaboración: Propia

Asimismo, en la parte inferior (B) del mismo gráfico se puede apreciar la curva de costo medio que se obtiene de la curva de costo total de la parte superior (A). El costo medio se define como el costo total el cual depende de la producción total "C(y)", dividido entre la producción total "y":

$$C_{me} = \frac{\text{Costo total}}{\text{Producción total}} = \frac{C(y)}{y}$$

Siguiendo la definición de economías de escala, podemos demarcar dos zonas en base a la función de costo medio. El punto E indica cuál es el punto mínimo de la función de costo medio<sup>63</sup>, al nivel de producción que corresponde a ese punto se le llama tamaño óptimo de planta ( $y^*$ ). En la zona que se encuentra antes del tamaño óptimo de planta, la función de costos exhibe economías de escala (costo medio decreciente) y, después de dicho punto, la función de costos exhibe deseconomías de escala

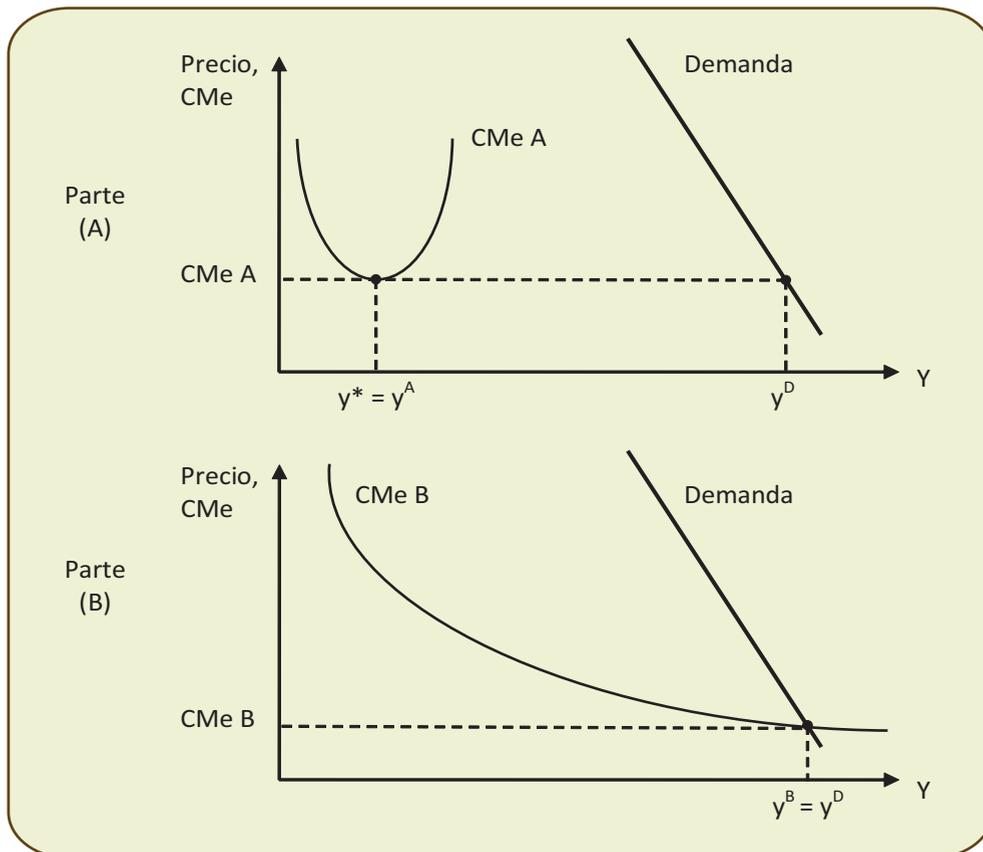
<sup>63</sup> Dicho punto también se puede hallar directamente de la función de costo medio derivándola respecto a la producción e igualando la función resultante a cero. Asimismo, en economía se demuestra que este punto tiene la peculiaridad de ser el cruce entre la función de costo medio y la función de costo marginal, por lo que para hallar su valor basta con igualar dichas funciones.

(costos medios crecientes). En el tamaño óptimo de planta, no existen economías ni diseconomías de escala.

### B. Las economías de escala y la estructura del mercado eléctrico

El **Gráfico N° 28** muestra dos situaciones distintas (ver parte A y B). En la situación (A) se puede apreciar la curva de costo medio de una empresa, denominada CMe A, la cual presenta forma de “U”; es decir, al principio los costos medios se reducen conforme aumenta la producción, al llegar a un determinado punto la curva de costo medio alcanza su nivel más bajo (tamaño óptimo de planta y A); luego, si la producción continúa aumentando, los costos medios comienzan a aumentar.

**Gráfico N° 28: Economías de escala y estructura de mercado**



Elaboración: Propia

Con el objeto de poder analizar en forma integral el efecto del tamaño óptimo de planta, el **Gráfico N° 28** incluye la curva de demanda de mercado. En la parte superior (A) de dicho gráfico se puede apreciar que el tamaño óptimo de planta es muy pequeño con respecto a la demanda del mercado ( $y^A < y^D$ ), por lo que si una sola empresa quiere servir a toda la demanda lo haría a un precio muy elevado para poder cubrir sus costos, lo que atraería a otros competidores. Estos nuevos competidores entrarán al mercado mientras existan ganancias<sup>64</sup>, lo cual llevará a un equilibrio con un precio que refleja costos ( $p \rightarrow Cme$ ), con muchas empresas produciendo al mínimo costo y proveyendo en conjunto a toda la demanda ( $\sum_{i=1}^n y_i = y^D$ ).

<sup>64</sup> Entrarán nuevos competidores mientras existan beneficios económicos sobrenormales.

Esta situación presenta una asignación eficiente de recursos por sí misma y ninguna intervención externa debería modificar este equilibrio (por lo menos no en el largo plazo). A una situación como la presentada en la parte (A) se denomina **solución competitiva**<sup>65</sup>, la cual se debe a que las economías de escala son pequeñas en comparación con el tamaño de la demanda<sup>66</sup>.

En la parte inferior (B) del mismo gráfico se puede apreciar una situación distinta a la descrita anteriormente. En esta situación las economías de escala son tan grandes que sobrepasan el tamaño de la demanda del mercado. El costo medio (CMe B) es decreciente para cualquier nivel de producción (economías de escala muy grandes), en una situación como ésta no es conveniente que opere más de una empresa ya que eso sería ineficiente (mayores costos). Esta ineficiencia se denomina **ineficiencia productiva**; es decir, no se estaría produciendo en la industria al mínimo costo posible<sup>67</sup>, por lo que el resultado óptimo es que la empresa B opere sola en el mercado ( $Y^B=Y^D$ ).

Una situación como la descrita en la parte (B) del mismo gráfico representa una situación particular a la que se denomina **monopolio natural**<sup>68</sup> y en esa situación es más eficiente que opere una sola empresa a que lo haga más de una; sin embargo, el que opere una sola empresa en el mercado traerá consigo muchos problemas que abordaremos más adelante.

Un factor que influye en el tamaño de las economías de escala y, por lo tanto en el tamaño óptimo de planta, es el nivel de inversión fija a realizarse para que la empresa en mención entre en operación<sup>69</sup>. Así por ejemplo, la curva de costo medio de la parte superior (A) del gráfico presenta una inversión fija menor a la que se realiza en la parte inferior (B), las economías de escala en el primer caso se agotan rápidamente porque los pequeños costos fijos son repartidos entre pocas unidades producidas para alcanzar el óptimo de planta, en cambio en el caso (B) las economías de escala son extensas, porque los elevados costos fijos se deben de repartir entre un número mayor de unidades de producto para alcanzar el óptimo de planta.

### C. Separación del sector eléctrico peruano en actividades

El marco regulatorio peruano contempla que la inversión en la actividad de **generación** eléctrica es libre, es decir que cualquier operador que cumpla con los requisitos exigidos por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) puede competir o ampliar su capacidad en este mercado libremente. La manera en que se reglamenta este segmento se basa en los fundamentos descritos en la sección precedente, ya que en la actividad de generación eléctrica se pueden observar economías de escala que se agotan rápidamente, como en el caso (A) del gráfico anterior, por lo cual este segmento se considera potencialmente competitivo. En contraste a la actividad de generación, las actividades de **transmisión y distribución** eléctrica presentan características de monopolio natural, encontrándose significativas economías de escala<sup>70</sup>, altos costos de inversión (muchos de los cuales

<sup>65</sup> Situación donde existen muchos productores y compradores y ninguno puede influir en los precios.

<sup>66</sup> Las economías de escala no son el único determinante de la estructura del mercado, menos aún en el caso de una industria multiproducto.

<sup>67</sup> Si existiera en el mercado más de una empresa habría un costo mayor en la producción que si sólo lo hiciera una única empresa.

<sup>68</sup> Siguiendo a Tirole (1990), se dice que un mercado es un monopolio natural si económicamente es viable que opere una empresa y no lo es que operen dos o más empresas.

<sup>69</sup> Existen otros factores tecnológicos que también pueden determinar la forma de la curva de costos medios.

<sup>70</sup> Por ejemplo como producto de sus grandes inversiones en activos fijos.

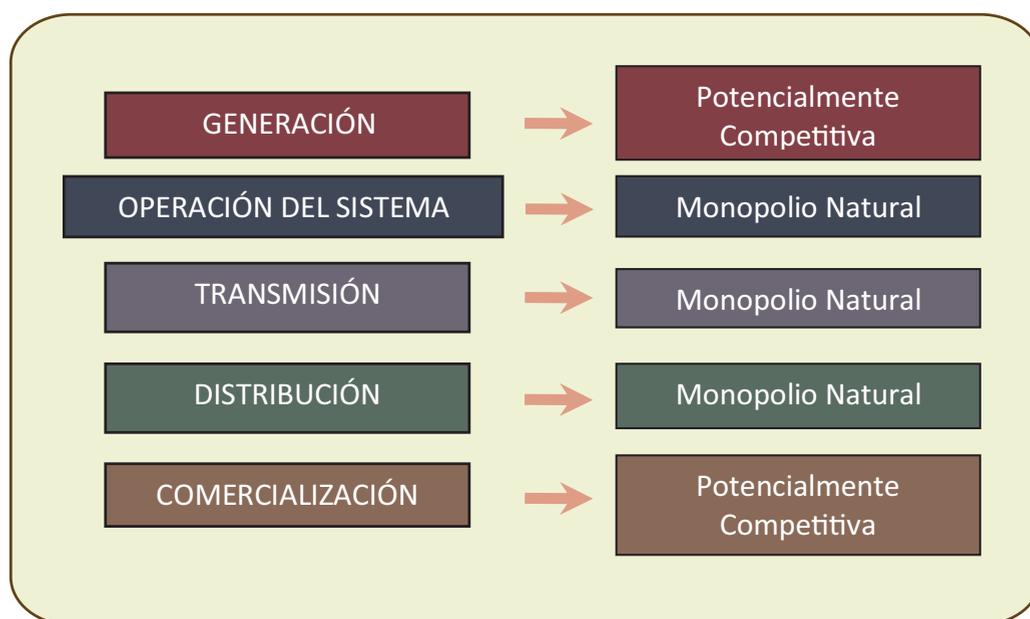
son costos hundidos<sup>71</sup>) y reducidos costos marginales. Estas actividades presentan una regulación más rigurosa, ya que se encuentran en una situación similar a la descrita en la parte (B) del gráfico anterior.

La actividad de **comercialización**, al igual que la actividad de generación eléctrica, también presenta características de ser un mercado potencialmente competitivo, pues encontramos muy bajos costos de inversión<sup>72</sup>, lo que permitiría la entrada de una gran cantidad de operadores en el mercado; sin embargo, como se mencionó anteriormente, la comercialización minorista en nuestro país se encuentra dentro de la actividad de distribución eléctrica.

Finalmente, en el caso del **operador del sistema** se tiene una actividad con características de monopolio natural, pues siempre resulta más costosa la coexistencia de dos operadores que la existencia de un solo operador del sistema, debido a la duplicación de tareas y por lo tanto de costos.

En el **Gráfico N° 29** se muestra la separación de actividades en el sector eléctrico por segmentos o actividades, y se realiza una distinción por el grado de competencia que presenta cada uno de ellos.

**Gráfico N° 29: Características de las actividades en el sector eléctrico**



Elaboración: Propia

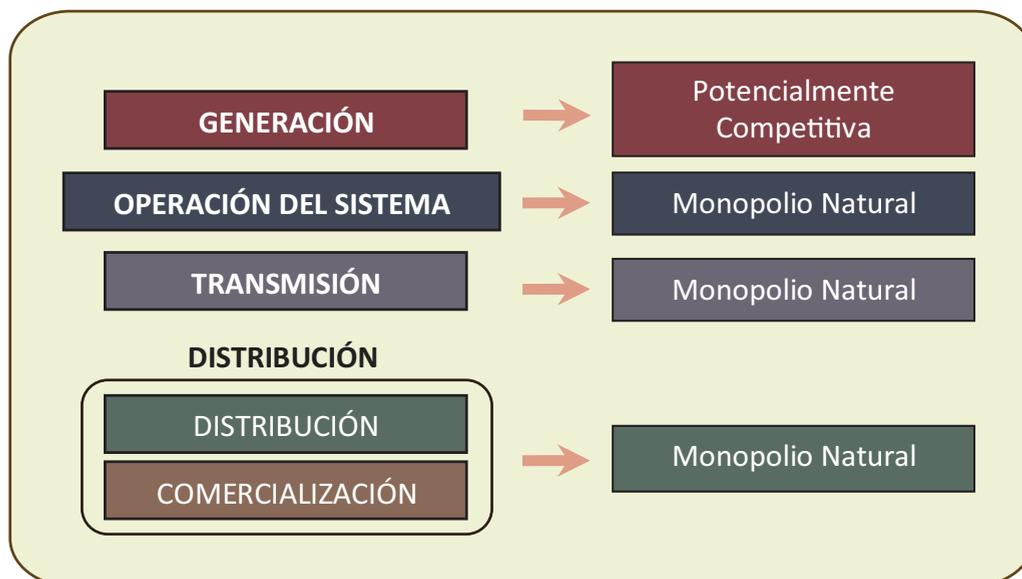
En el caso peruano, la provisión del servicio de energía eléctrica se sujeta a la competencia en el mercado de generación y monopolios geográficos en las actividades de transmisión y distribución. Las empresas distribuidoras de energía, además de poseer el monopolio zonal de la red, incluyen como parte de su actividad la comercialización de la energía eléctrica con los usuarios regulados del servicio público (es decir, no existen comercializadores independientes). El tamaño reducido del mercado minorista en el Perú, no ha permitido aún la liberalización de esta actividad.

<sup>71</sup> Se dice que un costo es hundido, cuando independientemente de lo que realice la empresa, no se puede recuperar. Por ejemplo la publicidad.

<sup>72</sup> Sin embargo, existe la presencia de fallas de mercado como las externalidades o características de bien público.

El **Gráfico N° 30** muestra la separación de actividades del sector eléctrico en el caso peruano.

**Gráfico N° 30: Separación de actividades en el sector eléctrico peruano**



Elaboración: Propia

#### D. Control de fusiones en el mercado eléctrico

Un tema que resulta de interés dentro del estudio del diseño del mercado eléctrico es el control de fusiones, en la medida que las adquisiciones o ventas de empresas tienen consecuencias importantes en el mercado. Por un lado, podría darse un mayor poder de mercado, por lo que las empresas tendrían incentivos para elevar los precios, disminuyendo de ese modo el excedente de los consumidores<sup>73</sup>. Por otro lado, si con la fusión se redujesen los costos debido a economías de escala, complementariedades, etc., podrían reducirse los precios, aumentando en este caso el excedente de los consumidores. Por lo expuesto, se puede afirmar que una fusión no necesariamente causa efectos negativos en el mercado. A continuación, se analizan los escenarios que se pueden presentar.

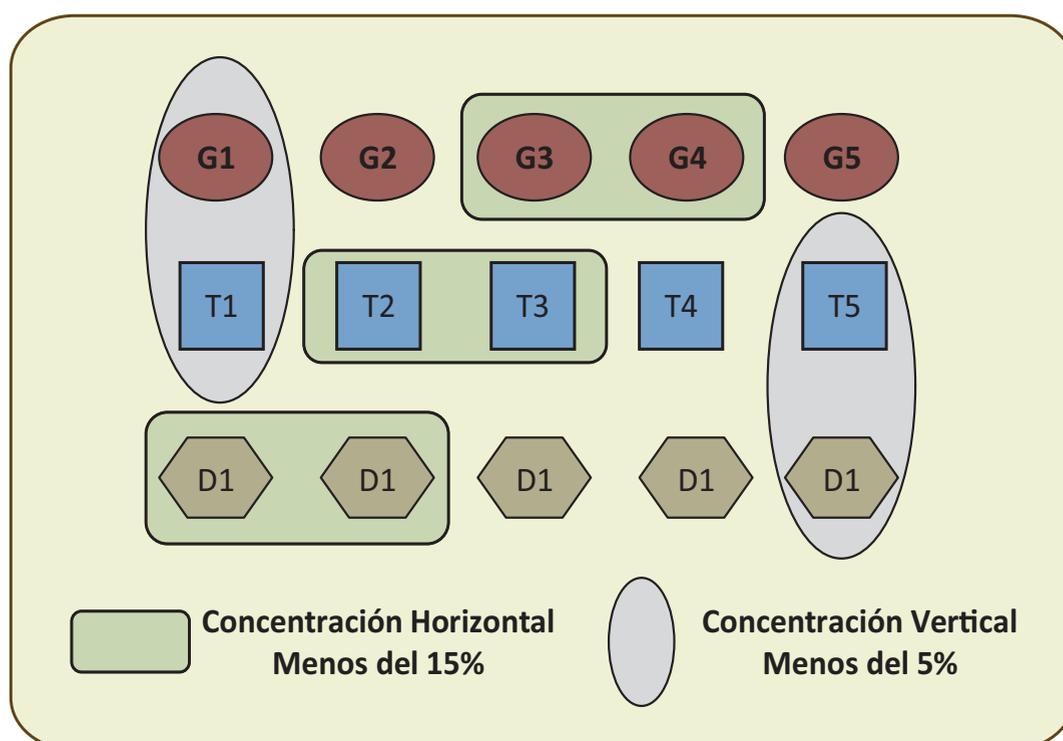
Se pueden presentar dos tipos de fusiones de empresas: Como primera posibilidad se puede presentar una concentración horizontal, que es la fusión de dos empresas que realizan una misma actividad. Como segunda posibilidad se puede presentar la concentración vertical, la misma que hace referencia a actos de concentración entre empresas de distintas actividades o eslabones dentro de una cadena productiva, por ejemplo, una concentración entre una empresa de generación y una empresa de transmisión. Según el artículo 3 de la Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, en las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico peruano, específicamente la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, no se permiten actos de concentración horizontal en un porcentaje mayor o igual al 15% del mercado, ni tampoco actos de concentración vertical en un porcentaje mayor o igual al 5% de cualquiera de los mercados involucrados, a no ser que se cuente con la autorización de la Comisión de Libre Competencia del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia

<sup>73</sup> El excedente del consumidor se puede medir como la diferencia entre lo máximo que los individuos en un mercado están dispuestos a pagar por un bien y lo que realmente pagan. Dicha medida habitualmente se utiliza junto con el concepto análogo de excedente del productor como medida de bienestar.

y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI), organismo encargado de evaluar si los actos de concentración mencionados no afectan la competencia en el sector.

El **Gráfico N° 31** nos muestra esquemáticamente la representación de una concentración horizontal y vertical, así como los límites permitidos en nuestra legislación.

**Gráfico N° 31: Concentraciones en el sector eléctrico**



Elaboración: Propia

Cabe precisar que los porcentajes señalados son referenciales, ya que podrían ser sobrepasados si el INDECOPI estima que una concentración mayor no afecta a la competencia en el sector.

## 2.2 La generación eléctrica en el Perú

Antes de dar cuenta de los principales aspectos que importan en el desarrollo de la actividad de la generación eléctrica en el Perú, se ha considerado importante tratar sobre la energía primaria y secundaria, en la medida que nos permitirá conocer datos relevantes sobre los recursos con los que se cuentan justamente para realizar dicha actividad.

### 2.2.1 La energía primaria

La energía primaria es aquella que se consigue a partir de fuentes naturales y se caracteriza porque se usa de forma directa. Entre estas fuentes de energía tenemos: (i) **El carbón mineral**, los más conocidos son la antracita, la cual posee la mayor concentración de carbono, el lignito y el carbón bituminoso; este último, al combustionarse de forma incompleta produce un residuo denominado coque<sup>74</sup>; (ii) **La leña**, las maderas más

<sup>74</sup> En el Perú, las reservas de carbón mineral se encuentran, en su mayoría, en las regiones de La Libertad, Lima y Ancash.

utilizadas son el algarrobo y el pino<sup>75</sup>; (iii) **La bosta**, es el excremento del ganado vacuno expuesto al sol; (iv) **La llareta o yareta**, es una planta secada al sol que generalmente es utilizada en lugares de gran altitud; (v) **El bagazo**, fibra de la caña de azúcar que se acostumbra usar como combustible; (vi) **El petróleo crudo**, obtenido en su forma bruta, es una mezcla de hidrocarburos; (vii) **El gas natural**, combinación gaseosa de hidrocarburos, compuesta principalmente por metano, etano y condensables; (viii) **La hidroenergía**, originada por la fuerza del agua; (ix) **La energía solar**, originada en los rayos solares a través de ondas; (x) **La energía eólica**, producida por la fuerza de los movimientos de las masas del aire; (xi) **La energía nuclear**, corresponde a la fuente de energía que utiliza la radioactividad del uranio, plutonio u otro material radioactivo<sup>76</sup>.

## A. Reservas de energía primaria en el Perú

En esta subsección haremos una revisión de la evolución de las reservas de energía primaria en nuestro país, las cuales pueden dar importantes señales de la composición esperada de la matriz energética de nuestro país; pero antes de ello, se debe revisar algunos conceptos previos sobre las estimaciones de las reservas.

**a. Clasificación de las Reservas:** Se clasifican en:

- **Reservas probadas:** son aquellas cuya probabilidad de existencia es muy alta, es decir tienen un elevado nivel de certidumbre (cercano al 100%) que existan en la cantidad definida.
- **Reservas no probadas:** son aquellas que se clasifican en reservas probables y reservas posibles. Las primeras, presentan un nivel de certidumbre menor al de las reservas probadas, mientras que las segundas, presentan un nivel de certidumbre aún menor al de las reservas probables.

**b. Clasificación de la energía primaria:** De acuerdo con la posibilidad de comercialización de la energía primaria, podemos clasificarla en dos:

- **Energía primaria comercial:** es la energía que se oferta y demanda en el mercado energético para la producción de otras fuentes de energía; así, por ejemplo para la producción de energía eléctrica se puede utilizar la hidroenergía, el carbón mineral, el gas natural, el petróleo crudo, entre otros.
- **Energía primaria no comercial:** es la energía que no se oferta ni se demanda en el mercado. Es utilizada para el uso propio o autoconsumo; por ejemplo tenemos a la leña, el bagazo, la energía solar, entre otros.

## B. Reservas probadas de energía primaria comercial en el Perú

El **Cuadro N° 7** muestra la evolución de las reservas probadas de energía primaria comercial para el período 2002 – 2009 expresada en miles de terajoules (miles de TJ). Estas reservas, tal y como lo definimos, son las que tienen una certeza de existencia cercana al 100%. Estos montos se incrementarían considerablemente si además de presentar solo las reservas probadas también se añadieran las reservas probables, las mismas que presentan un porcentaje menor de probabilidad de existencia que las reservas probadas.

<sup>75</sup> Balance Nacional de Energía 2007 del Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

<sup>76</sup> En el Perú existen reservas de uranio en la región Puno, concretamente en la formación volcánica de Quenamari, provincia de Carabaya.

El **Cuadro N° 7** muestra que las reservas energéticas primarias comerciales han aumentado en 17,7%, a lo largo del período analizado. Este crecimiento es impulsado principalmente por el incremento de las reservas de gas natural en 39,8%, además del incremento de las reservas del petróleo crudo en 33,3% y de líquidos del gas natural en 13,5%, aunque estos últimos con menor peso por el porcentaje que representan del total de las reservas. Por otro lado, podemos apreciar que las reservas energéticas primarias de hidroenergía y uranio se mantuvieron constantes, y que las de carbón mineral disminuyeron en 35,1%.

**Cuadro N° 7: Reservas probadas de energía primaria comercial en el Perú (miles de TJ)**

Energía Comercial	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Part. % 2009	Var. % 2002-2009
Gas Natural	8,542	8,542	11,248	11,677	11,594	11,573	11,573	11,944	45.1%	39.8%
Hidroenergía	5,966	5,966	5,966	5,966	5,966	5,966	5,966	5,966	22.5%	0.0%
Líquidos del Gas Natural	3,069	3,069	3,800	3,681	3,607	3,568	3,568	3,484	13.2%	13.5%
Petróleo Crudo	2,314	2,314	2,196	2,217	2,408	2,591	2,591	3,084	11.7%	33.3%
Carbón Mineral	1,719	1,719	1,701	1,462	1,347	1,455	1,279	1,115	4.2%	-35.1%
Uranio	879	879	879	879	879	879	879	879	3.3%	0.0%
<b>Total</b>	<b>22,487</b>	<b>22,487</b>	<b>25,790</b>	<b>25,881</b>	<b>25,800</b>	<b>26,032</b>	<b>25,855</b>	<b>26,471</b>	<b>100.0%</b>	<b>17.7%</b>
<b>Total sin Gas Natural</b>	<b>13,946</b>	<b>13,946</b>	<b>14,542</b>	<b>14,204</b>	<b>14,206</b>	<b>14,458</b>	<b>14,282</b>	<b>14,527</b>	<b>54.9%</b>	<b>4.2%</b>
<b>Total sin Gas Natural ni Líquidos de Gas Natural</b>	<b>10,877</b>	<b>10,877</b>	<b>10,742</b>	<b>10,523</b>	<b>10,599</b>	<b>10,890</b>	<b>10,714</b>	<b>11,044</b>	<b>41.7%</b>	<b>1.5%</b>

*Notas: Las reservas de Gas Natural son OGIP (Original Gas in Place). Asimismo, no se tiene un cálculo de las reservas del año 2003 por lo que las mostradas corresponden al año 2002.*

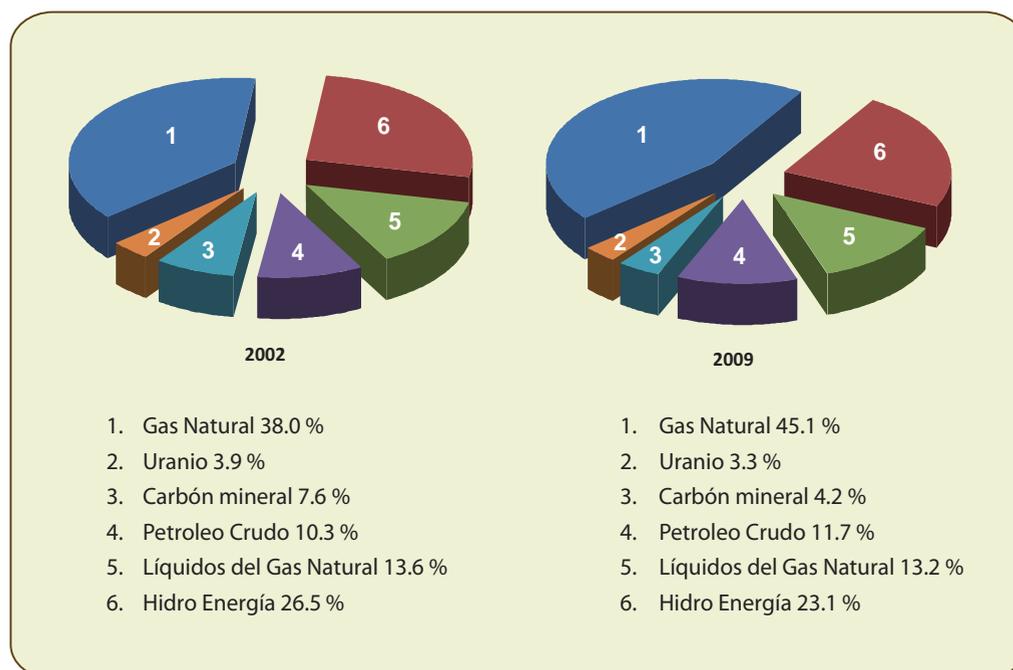
Fuente: Balance Nacional de Energía 2002-2009 (MINEM)

Elaboración: Propia

Se debe mencionar que la variación porcentual de las reservas energéticas primarias comerciales hubiera sido solo del orden de 4,2%, si no se tomara en cuenta al gas natural, y de 1,5%, si tampoco se tomara en cuenta a los líquidos de gas natural, lo que evidencia la importancia de estas dos fuentes de energía primaria con respecto a las reservas totales.

El **Gráfico N° 32** presenta la comparación porcentual de las reservas probadas de energía primaria comercial para diciembre de los años 2002 y 2009, respectivamente. En dicho gráfico se puede apreciar que las reservas de gas natural representan la mayor proporción de energía primaria en el Perú, siendo que para el año 2002 el gas natural representaba un 38% del total y para el 2009 dicho porcentaje aumentó a 45,1%, esto es así por el gas natural de los yacimientos de Camisea.

### Gráfico N° 32: Reservas probadas de energía primaria comercial en el Perú 2002 y 2009 (en porcentaje)



*Nota: Las reservas de Gas Natural son OGIP (Original Gas in Place).*

Fuente: Balance Nacional de Energía 2002-2007 (MINEM)

Elaboración: Propia

Luego del gas natural, la hidroenergía es la mayor fuente de energía primaria que tiene reserva probada en nuestro país. Para su medición se considera la energía media anual de las centrales hidroeléctricas, que se encuentren en operación, construcción, proyecto o tengan estudios de factibilidad y/o definitivos por un período de 50 años. Cabe anotar que, solo para plantas hidroeléctricas menores a 100 MW de capacidad, el potencial de explotación hidroeléctrica para el Perú según el MINEM<sup>77</sup> es de aproximadamente 70 000 MW, no obstante, actualmente se utiliza menos del 6% del referido potencial en nuestro país. En el caso del petróleo crudo se puede apreciar que las reservas probadas han variado muy poco en la composición de la matriz energética; esto se debe a que varios proyectos de exploración se realizaron recién en los últimos años, incentivados principalmente por el incremento del precio de dicho combustible, estas reservas podrían satisfacer la demanda de las refinerías hasta el año 2020<sup>78</sup>.

Las reservas de carbón mineral en el año 2009 representan el 4,2% de las reservas totales, un porcentaje menor respecto del año 2002, cuando representaban el 7,6%. En el año 2009, la composición de las reservas de carbón mineral se distribuyó de la siguiente manera: 82,24% de las reservas del tipo de carbón antracita y 7,76% de carbón bituminoso.

Por último, el uranio es la energía primaria que se encuentra en menor proporción con respecto a las otras fuentes, debido principalmente a la falta de estudios de exploración y de explotación. El principal yacimiento de este elemento se encuentra en la región Puno. Las reservas de esta energía se han mantenido constantes en el período, disminuyendo su cuota en la composición porcentual, ya que las reservas en conjunto aumentaron.

<sup>77</sup> Dirección de Fondos Concursables de la Dirección General de Electrificación Rural – DGER (2007).

<sup>78</sup> Balance Nacional de Energía 2009 (MINEM).

### C. Producción de energía primaria comercial y no comercial

El **Cuadro N° 8**, muestra la producción de energía primaria (miles de TJ). La primera parte, muestra el comportamiento de la energía primaria comercial y la segunda, nos muestra la energía primaria no comercial, las cuales del año 2001 al año 2009 variaron porcentualmente en 52,3% y 8,6%, respectivamente.

**Cuadro N° 8: Producción de energía primaria en el Perú (miles de TJ)**

Tipo de Energía	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Part. % 2009	Var. % 2002-2009
<b>Energía Comercial</b>											
Petróleo Crudo	196.8	196.1	193.1	169.3	159.5	164.0	163.0	162.3	150.1	23.7%	-23.7%
Hidroenergía	79.2	81.1	104.2	98.5	80.9	88.1	87.9	85.8	89.5	14.1%	13.0%
Gas Natural	67.5	69.5	33.7	63.4	130.7	145.5	175.2	213.2	274.9	43.4%	307.2%
Carbón Mineral	0.6	0.6	0.5	0.7	1.2	3.1	3.3	4.1	9.4	1.5%	1610.1%
<b>Subtotal</b>	<b>344.1</b>	<b>347.3</b>	<b>331.4</b>	<b>331.9</b>	<b>372.2</b>	<b>400.7</b>	<b>429.3</b>	<b>465.5</b>	<b>524.0</b>	<b>82.7%</b>	<b>52.3%</b>
<b>Energía No Comercial</b>											
Leña	73.6	74.1	72.8	78.7	77.2	80.1	86.5	62.0	80.1	12.6%	8.9%
Bagazo	14.3	15.9	17.1	13.3	11.9	14.0	15.6	18.9	18.8	3.0%	32.1%
Bosta & Yareta	10.8	10.8	10.7	10.7	10.4	10.2	11.0	5.5	10.3	1.6%	-4.5%
Energía Solar	2.2	2.3	2.3	2.4	2.3	2.3	0.3	0.3	0.3	0.0%	-86.6%
<b>Subtotal</b>	<b>100.9</b>	<b>103.1</b>	<b>102.9</b>	<b>105.0</b>	<b>101.8</b>	<b>106.7</b>	<b>113.4</b>	<b>86.7</b>	<b>109.6</b>	<b>17.3%</b>	<b>8.6%</b>
<b>Total</b>	<b>445.0</b>	<b>450.4</b>	<b>434.3</b>	<b>436.9</b>	<b>474.1</b>	<b>507.4</b>	<b>542.8</b>	<b>552.2</b>	<b>633.6</b>	<b>100.0%</b>	<b>42.4%</b>

Notas: La producción de gas natural se refiere a la producción fiscalizada. Asimismo, los datos de producción de energía solar son estimaciones presentadas en los Balance Nacionales de Energía.

Fuente: Balance Nacional de Energía 2002-2009 (MINEM)

Elaboración: Propia

En la primera parte del **Cuadro N° 8**, se muestra la evolución de la producción de la energía primaria comercial correspondiente al período 2001-2009, donde se tiene que la producción de petróleo crudo ha disminuido en 23,7%; la producción de hidroenergía ha aumentado en 13% (en este caso, se observa un comportamiento errático, ya que depende de la hidrología de cada año); la producción de gas natural ha aumentado en 307,2%, debido al impacto que ha representado la producción del yacimiento de Camisea y la alta demanda por el bajo costo relativo a otros combustibles (consumo residencial, industrial y, en especial, para la generación eléctrica); por último, podemos apreciar que la producción de carbón mineral ha aumentado en 1610,1%.

En la segunda parte del **Cuadro N° 8**, se muestra la evolución de la producción de la energía primaria no comercial para el período 2001-2009, donde se tiene que la producción de leña creció en 8.9%; la producción de bagazo aumentó en 32.1%; la producción de bosta y yareta se redujo en -4.5% y la producción de energía solar<sup>79</sup> siguió con una tendencia a la baja en 86.6%.

### D. Balanza comercial de energía primaria

La balanza comercial es la diferencia entre todas las exportaciones e importaciones de un país y en el caso de la energía primaria, ésta se encuentra expresada en miles de Terajoules (miles de TJ). En nuestro país, para el período 2002-2009, se muestra únicamente al petróleo crudo y al carbón mineral como sus componentes; en ambos casos se muestra un saldo negativo, es decir que se importa más energía primaria de

<sup>79</sup> En esta evolución, se debe precisar que la producción de energía solar se calcula mediante una estimación econométrica.

la que se exporta, lo que indica que nuestra producción interna no es suficiente para abastecer nuestra propia demanda de energía. En el **Cuadro N° 9** se advierte que el déficit de la balanza comercial de energía primaria ha venido aumentando (41,9% del 2002 al 2009).

**Cuadro N° 9: Balanza comercial de energía primaria en el Perú (miles de TJ)**

Años	Petróleo Crudo				Carbón Mineral				Balanza Comercial Total
	Expo.	Impo.	Balanza Comercial	Porcentaje del Total	Expo.	Impo.	Balanza Comercial	Porcentaje del Total	
2002	45.3	156.0	-110.7	81.7%	0.0	24.8	-24.8	18.3%	-135.5
2003	45.3	156.0	-110.7	81.7%	0.0	24.8	-24.8	18.3%	-135.5
2004	35.2	175.5	-140.3	84.0%	0.0	26.7	-26.7	16.0%	-166.9
2005	27.3	202.6	-175.3	86.4%	0.0	27.5	-27.5	13.6%	-202.9
2006	50.4	213.9	-163.5	88.5%	0.0	21.2	-21.2	11.5%	-184.8
2007	57.9	233.0	-175.1	86.1%	0.0	28.2	-28.2	13.9%	-203.3
2008	38.2	205.4	-167.3	89.4%	0.0	19.9	-19.9	10.6%	-187.2
2009	40.3	210.4	-170.0	88.4%	0.0	22.2	-22.2	11.6%	-192.3
Var. % 2002-2009	-10.9%	34.9%	53.6%	-	-	-10.3%	-10.3%	-	41.9%

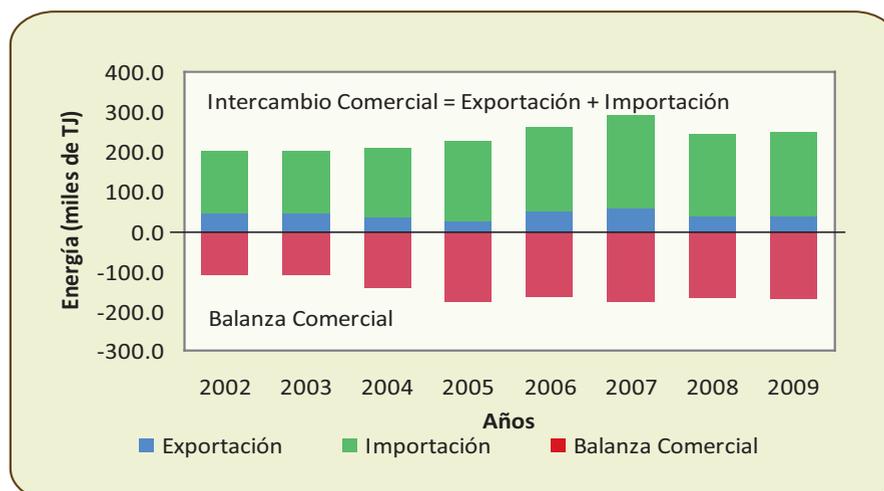
Fuente: Balance Nacional de Energía 2002-2009 (MINEM)

Elaboración: Propia

Además, se puede notar que, en el período analizado, las exportaciones de petróleo crudo disminuyeron en 10,9%, mientras que las importaciones aumentaron en 34,9% dando como resultado un aumento del déficit de balanza comercial de crudo en 53,6%.

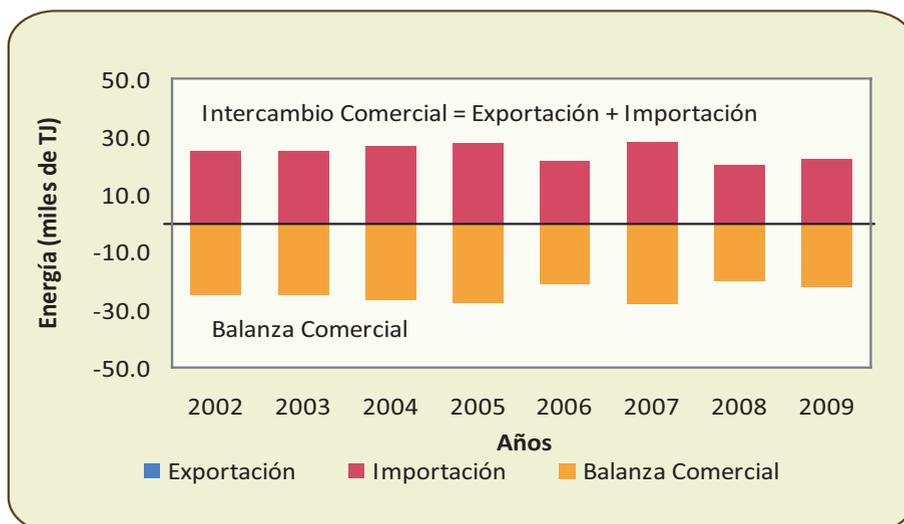
Por su parte, en el caso de la Balanza Comercial del Carbón Mineral para el mismo período (2002-2009), se evidencia que nuestro país no ha realizado exportaciones de este producto, convirtiéndonos en un importador neto de carbón. El saldo negativo de la balanza comercial de carbón disminuyó en 10,3% en el período de análisis. En los **Gráficos N° 33** y **N° 34** se muestra la balanza comercial de petróleo crudo y del carbón mineral, respectivamente.

**Gráfico N° 33: Balanza comercial del petróleo crudo en el Perú (miles de TJ)**



Fuente: Balance Nacional de Energía 2002-2009 (MINEM)

Elaboración: Propia

**Gráfico N° 34: Balanza comercial del carbón mineral en el Perú (miles de TJ)**

Fuente: Balance Nacional de Energía 2002-2009 (MINEM)

Elaboración: Propia

Finalmente, podemos apreciar en la comparación de los niveles de intercambio de petróleo crudo y carbón mineral que el saldo negativo de la balanza comercial de carbón mineral representa una porción relativamente pequeña del saldo negativo de la balanza comercial de energía primaria (entre un 10,6% y un 18,3% para el período analizado); siendo representativo el déficit de balanza comercial del petróleo crudo (entre un 81,7% y un 89,4%).

### E. Distribución de energía primaria a los centros de transformación

A continuación, analizaremos cuál es la distribución de la energía primaria a los centros de transformación; es decir, hacia dónde va dirigida la energía primaria para ser utilizada o transformada en otro tipo de combustible o energía.

**Cuadro N° 10: Distribución de la energía primaria para transformación en el Perú (miles de TJ)**

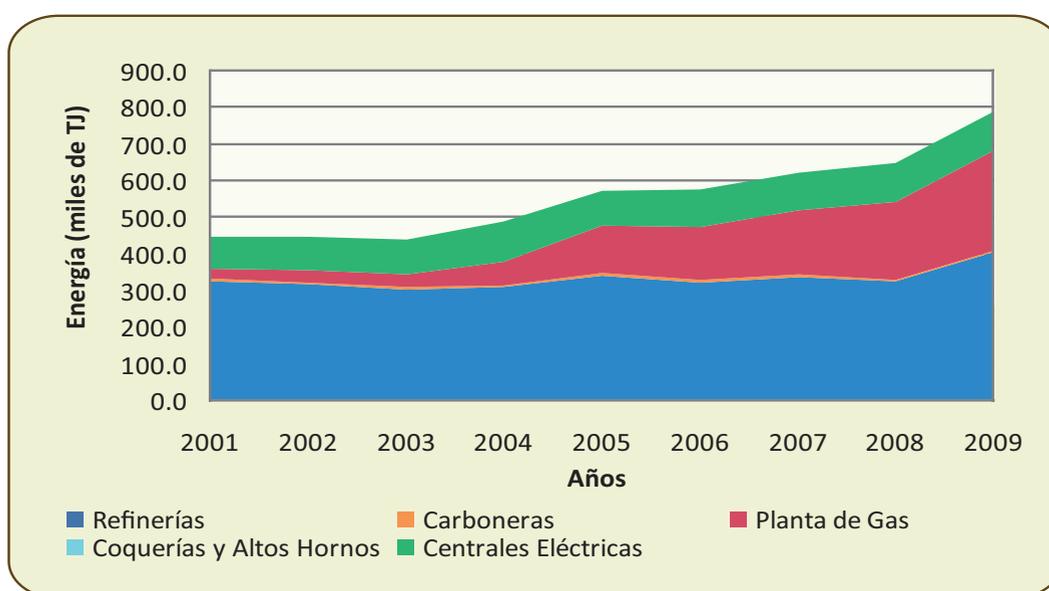
Destino	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Part. % 2009	Var. % 2001-2009
<b>Refinerías</b>	<b>322.7</b>	<b>314.3</b>	<b>301.7</b>	<b>306.3</b>	<b>338.4</b>	<b>319.9</b>	<b>335.9</b>	<b>324.0</b>	<b>400.7</b>	<b>50.9%</b>	<b>24.2%</b>
<b>Planta de Gas</b>	<b>29.3</b>	<b>31.4</b>	<b>33.7</b>	<b>63.4</b>	<b>130.7</b>	<b>145.5</b>	<b>175.2</b>	<b>213.2</b>	<b>274.9</b>	<b>34.9%</b>	<b>838.5%</b>
<b>Centrales Eléctricas</b>	<b>85.3</b>	<b>93.2</b>	<b>95.4</b>	<b>111.7</b>	<b>95.3</b>	<b>102.7</b>	<b>103.9</b>	<b>102.8</b>	<b>106.6</b>	<b>13.5%</b>	<b>25.0%</b>
Hidroenergía	79.2	81.1	83.4	98.5	80.9	88.1	87.9	85.8	89.5	11.4%	13.0%
Bagazo	2.4	2.7	2.8	2.2	5.0	5.0	6.0	6.6	6.6	0.8%	181.8%
Carbón Mineral	3.7	9.4	9.2	11.0	9.4	9.6	9.9	10.4	10.5	1.3%	181.6%
<b>Coquerías y Altos Hornos</b>	<b>0.7</b>	<b>0.6</b>	<b>0.8</b>	<b>0.3</b>	-	-	-	-	<b>0.0</b>	<b>0.0%</b>	<b>-100.0%</b>
Carbón Mineral	0.7	0.6	0.8	0.3	-	-	-	-	0.0	0.0%	-100.0%
<b>Carboneras</b>	<b>5.9</b>	<b>5.9</b>	<b>5.8</b>	<b>5.7</b>	<b>5.7</b>	<b>5.6</b>	<b>5.9</b>	<b>3.7</b>	<b>5.0</b>	<b>0.6%</b>	<b>-15.2%</b>
Leña	5.9	5.9	5.8	5.7	5.7	5.6	5.9	3.7	5.0	0.6%	-15.2%
<b>Total</b>	<b>443.9</b>	<b>445.4</b>	<b>437.5</b>	<b>487.4</b>	<b>570.0</b>	<b>573.7</b>	<b>620.8</b>	<b>643.7</b>	<b>787.3</b>	<b>100.0%</b>	<b>77.4%</b>

Fuente: Balance Nacional de Energía 2002-2009 (MINEM)

Elaboración: Propia

En el **Cuadro Nº 10** y **Gráfico Nº 35**, se muestra la evolución de la distribución de energía primaria a los centros de transformación; es decir, aquella que se ha distribuido entre las refinerías, las plantas de gas, las centrales eléctricas, las coquerías, los altos hornos y las carboneras. Se puede observar que para el período analizado (2001-2009), la distribución de energía primaria a las plantas de gas se ha incrementado en 838,5% explicado por el uso de gas natural<sup>80</sup> para generación eléctrica<sup>81</sup>. En el caso de la energía primaria distribuida directamente a las centrales eléctricas, el incremento ha sido de 25% para el mismo período, siendo la de mayor importancia la energía hidráulica la cual para el año 2009 representa el 11,4% de la energía primaria total distribuida y el 83,9% de la energía distribuida a las centrales eléctricas<sup>82</sup>. En el caso de las carboneras y los altos hornos, a partir del año 2005, se dejó de distribuirles energía primaria para transformación.

**Gráfico Nº 35: Distribución de la energía primaria para transformación en el Perú (miles de TJ)**



Fuente: Balance Nacional de Energía 2002-2009 (MINEM)  
Elaboración: Propia

## F. Oferta interna bruta de energía

El concepto de oferta interna bruta de energía hace referencia a la producción de energía total o en forma agregada, donde se considera la energía importada e inventarios que puedan existir menos la energía exportada y la energía no aprovechada; es decir, es la energía disponible para el consumo interno del país luego de haber exportado. A modo de resumen se puede señalar que incluye lo producido y utilizable, sumando a ello, lo importado y, restando a su vez, lo exportado.

<sup>80</sup> Lo procesado en las plantas de gas se incrementó en el 2007 debido al ingreso de nuevas plantas de generación eléctrica a base de gas natural. Asimismo, el 2008 se dio inicio a la explotación de las reservas del lote 56, (Ver Balances Nacionales de Energía 2007, 2008, 2009).

<sup>81</sup> Cabe precisar que la elevada demanda de gas natural para generación eléctrica se explica por el aporte del Gas de Camisea, el cual presenta un precio relativamente bajo para este fin.

<sup>82</sup> Las centrales eléctricas transformaron 106.6 miles de TJ (83.9% energía hidráulica; 9.8% carbón y 6.2% de bagazo).

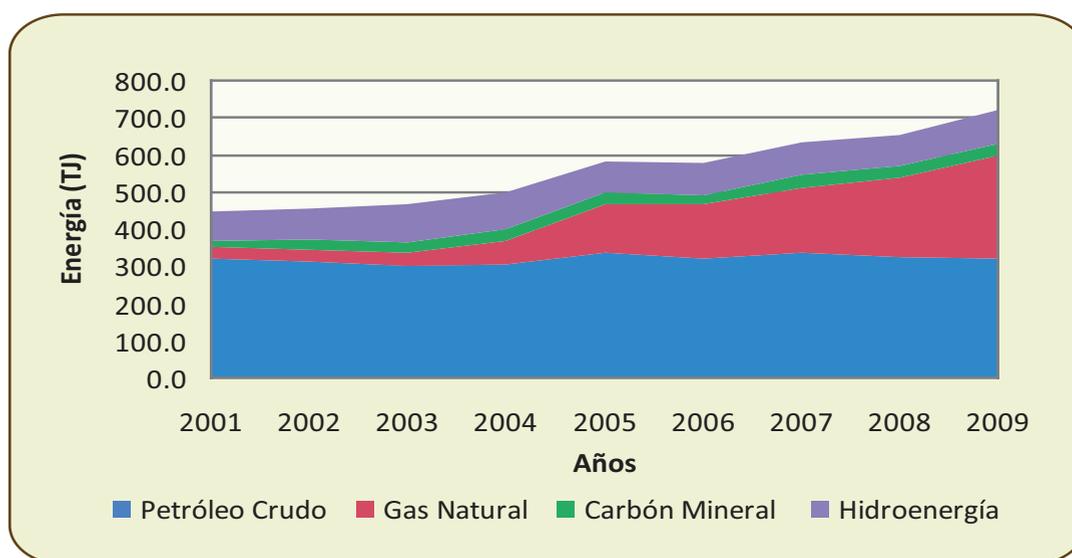
**Cuadro N° 11: Oferta interna bruta de la energía primaria comercial en el Perú (TJ)**

Energía Comercial	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Part. % 2009	Var. % 2001-2009
Petróleo Crudo	322.7	314.3	301.7	306.3	338.4	319.9	335.9	324.0	322.1	44.7%	-0.2%
Gas Natural	29.3	31.4	33.7	63.4	130.7	145.5	175.2	213.2	274.9	38.2%	838.5%
Carbón Mineral	18.2	27.8	27.1	31.2	31.5	24.9	34.6	31.4	33.5	4.6%	83.9%
Hidroenergía	79.2	81.1	104.2	98.5	80.9	88.1	87.9	85.8	89.5	12.4%	13.0%
<b>Total</b>	<b>449.4</b>	<b>454.6</b>	<b>466.8</b>	<b>499.4</b>	<b>581.4</b>	<b>578.4</b>	<b>633.5</b>	<b>654.5</b>	<b>719.9</b>	<b>100.0%</b>	<b>60.2%</b>

Nota: Los datos de gas natural incluyen los Líquidos de Gas Natural (LGN)

Fuente: Balance Nacional de Energía 2002-2009 (MINEM)

Elaboración: Propia

**Gráfico N° 36: Oferta interna bruta de energía primaria comercial en el Perú (TJ)**

Fuente: Balance Nacional de Energía 2002-2009 (MINEM)

Elaboración: Propia

En el **Cuadro N° 11** y **Gráfico N° 36** se muestra la oferta interna bruta de energía primaria comercial<sup>83</sup>, la cual aumentó en 60,2% durante el período analizado. El ítem que más resalta es el de gas natural, el cual se ha incrementado en forma abrupta en un 838,5% debido principalmente a la producción de Camisea; en el caso del carbón mineral, se incrementó en un 83,9%; también se observa, que la cantidad de oferta bruta interna de hidroenergía se incrementó en 13% y en el caso del petróleo crudo disminuyó en 0,2%.

### G. Producción y reserva de energía primaria comercial

El **Cuadro N° 12** nos muestra las reservas existentes y la producción de cada tipo de energía primaria comercial para el año 2009. En promedio, podemos decir que la producción de dicho año representó el 2% de las reservas, en dicha línea, el petróleo es el que presenta un mayor porcentaje con 4,9%, seguido de la hidroenergía y el gas natural con 1,8% y 1,5%, respectivamente; con un valor menor, del 0,8%, tenemos al carbón y, finalmente, el uranio, el cual no se produce en nuestro país. De estas cifras se puede inferir que para el nivel de reservas que se tiene de cada tipo de energía y para el

<sup>83</sup> En el caso de que se tenga interés en la oferta interna bruta de energía primaria no comercial, ésta es igual a la producción por definición.

nivel de producción que se tuvo en el año 2009, estamos produciendo una cantidad muy alta de petróleo crudo y una cantidad relativamente baja de hidroenergía, gas natural y carbón.

**Cuadro N° 12: Reservas versus producción de energía primaria comercial en el Perú – 2009**  
(miles de TJ)

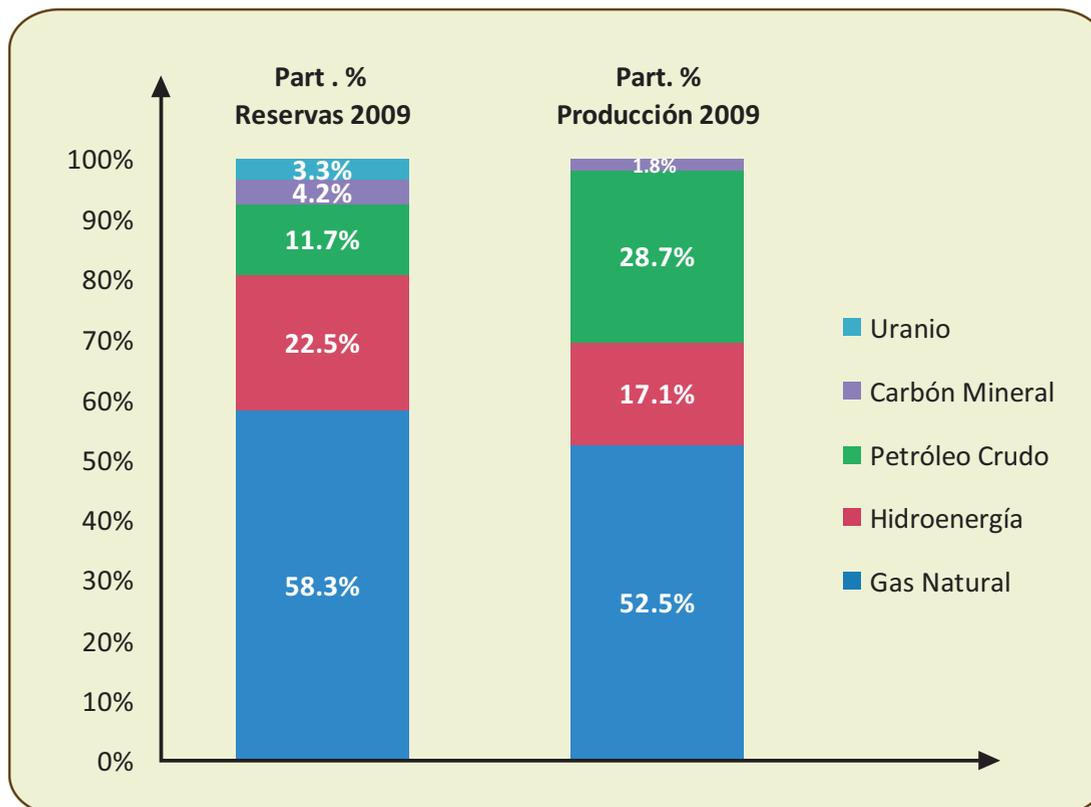
Energía Primaria Comercial	Reservas 2009 en miles de TJ ( R )	Producción 2009 en miles de TJ ( Q )	Part. % en las Reservas ( Q/R )	Part . % Reservas 2009	Part. % Producción 2009
Gas Natural	15,427.7	274.9	1.8%	58.3%	52.5%
Hidroenergía	5,965.7	89.5	1.5%	22.5%	17.1%
Petróleo Crudo	3,084.5	150.1	4.9%	11.7%	28.7%
Carbón Mineral	1,115.0	9.4	0.8%	4.2%	1.8%
Uranio	878.6	-	-	3.3%	-
<b>Total</b>	<b>26,471.4</b>	<b>524.0</b>	<b>2.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>

Nota: Para el caso del gas natural se incluye los Líquidos de Gas Natural (LGN).

Fuente: Balance Nacional de Energía 2009 (MINEM)

Elaboración: Propia

**Gráfico N° 37: Reservas versus producción de energía primaria comercial en el Perú (2009)**



Nota: Para el caso del gas natural se incluye los Líquidos de Gas Natural (LGN).

Fuente: Balance Nacional de Energía 2009 (MINEM)

Elaboración: Propia

En el **Gráfico N° 37** se muestra una comparación de la composición porcentual de las reservas de energía primaria comercial y de la producción de la misma. Sobre esta base, podemos señalar que en la matriz energética de nuestro país deberían tener un mayor peso el gas natural y la hidroenergía, así como una menor participación el petróleo debido al gran potencial que tienen el gas natural y la hidroenergía dado su nivel de reservas probadas. Cabe indicar que gran parte de este potencial no está siendo aprovechado y en el caso de la hidroenergía, la explotación debería de ser más intensiva que otros tipos de energía, ya que se trata de un tipo de energía renovable; es decir, que es capaz de renovarse naturalmente.

En síntesis, lo mostrado en el cuadro y gráfico anteriores sugiere la necesidad de un cambio en la matriz energética, pasándose a una producción mucho mayor de hidroenergía, una mayor producción de gas natural y una menor producción de petróleo crudo, de tal modo que la producción de energía esté equilibrada con el nivel de reservas.

### 2.2.2 La energía secundaria

La energía secundaria es la energía que resulta del proceso de transformación de la energía primaria, los centros de transformación donde se lleva a cabo estos procesos son: los centros de coquerías, los hornos industriales, las carboneras, las refinerías, las plantas de gas y las centrales eléctricas (hidroeléctricas y térmicas).

#### A. Producción de energía secundaria

En el **Cuadro N° 13** y **Gráfico N° 38**, se muestra la producción de energía secundaria para el período 2001-2009; podemos apreciar que la producción de energía secundaria creció en 77% , siendo sus componentes más importantes los hidrocarburos y la electricidad.

**Cuadro N° 13: Producción de energía secundaria en el Perú (miles de TJ)**

Energía Secundaria	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Part. % 2009	Var. % 2001-2009
<b>Electricidad</b>	74.8	79.1	82.5	82.5	91.8	98.5	107.7	116.7	118.5	15.1%	58.5%
<b>Hidrocarburos</b>	362.9	362.4	365.0	365.0	468.9	489.8	532.2	572.2	665.8	84.7%	83.5%
<b>Derivados del Carbón</b>	2.5	2.3	2.6	2.6	1.9	2.1	3.2	2.4	0.0	0.0%	-100.0%
<b>Carbón vegetal</b>	2.4	2.4	2.3	2.3	2.3	2.3	2.4	2.1	2.0	0.3%	-15.1%
<b>Total</b>	<b>442.6</b>	<b>446.1</b>	<b>452.4</b>	<b>452.4</b>	<b>564.8</b>	<b>592.6</b>	<b>645.5</b>	<b>693.5</b>	<b>786.4</b>	<b>100.0%</b>	<b>77.7%</b>

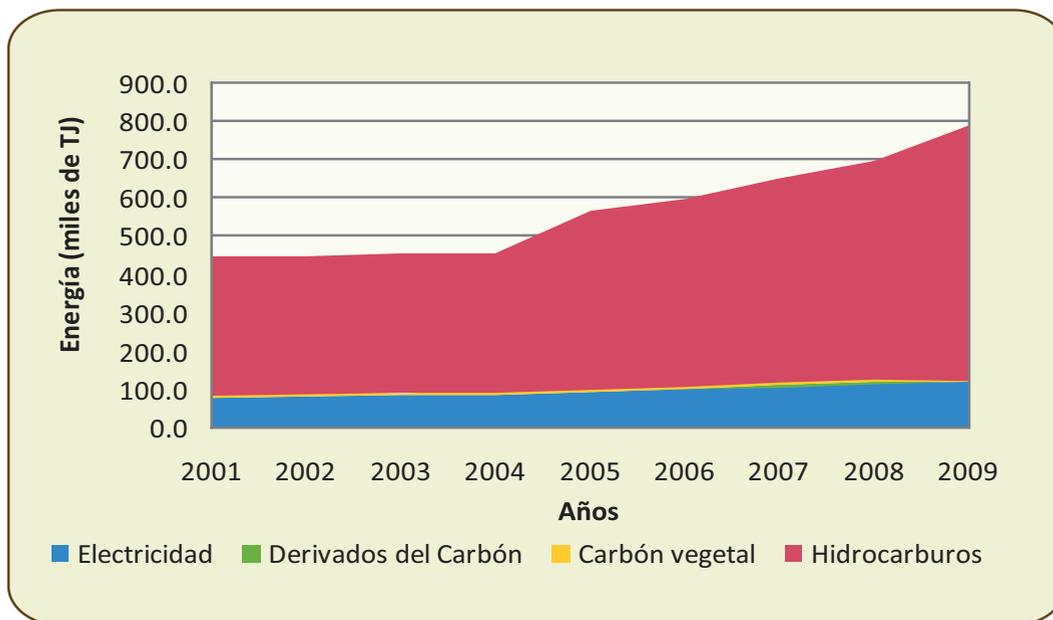
Fuente: Balance Nacional de Energía 2002-2009 (MINEM)

Elaboración: Propia

En el período analizado, la producción de electricidad fue el rubro que más creció, lo hizo en 58,5%, principalmente impulsada por la elevada demanda y las condiciones favorables de la hidrología; por su parte, la producción de hidrocarburos creció en un 83,5%, principalmente impulsada por las importaciones de petróleo crudo para las refinerías del país, así como por la producción de algunos derivados del gas natural; mientras que la producción de los derivados del carbón disminuyó en 100%; y, finalmente, el carbón vegetal disminuyó en un 15,1%.

En el **Cuadro N° 14** se detallan las empresas de generación eléctrica que existen en el Perú.

**Gráfico N° 38: Producción de energía secundaria en el Perú (TJ)**



Fuente: Balance Nacional de Energía 2002-2009 (MINEM)

Elaboración: Propia

### 2.2.3 Empresas de generación eléctrica

Habiendo abordado el tema de las energías primarias y secundarias, en este punto corresponde hacer referencia a las empresas que se dedican a la generación en el mercado eléctrico peruano.

En ese sentido, se puede señalar que treinta empresas generadoras produjeron energía eléctrica en el período 2002-2009. De ellas, las que dejaron de funcionar por diversos motivos tales como fusiones, ventas u otras razones, fueron: Arcata, CNP Energía, Etevensa, Energía Pacasmayo y Globeleq.

**Cuadro N° 14: Empresas de generación eléctrica****Empresas  
de  
Generación  
Eléctrica**

- Arcata Energía S.A.A. – **ARCATA**
- Cementos Norte Pacasmayo Energía S.A.C. – **CNP ENERGÍA**
- Consorcio Energético Huancavelica S.A. – **CONENHUA**
- Eléctrica Santa Rosa S.A.C. – **ELÉCTRICA SANTA ROSA**
- Empresa de Generación Eléctrica Atocongo S.A. – **ATOCONGO**
- Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A. – **CAHUA**
- Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. – **EGASA**
- Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A. – **EDEGEL**
- Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. – **EGESUR**
- Empresa de Generación Eléctrica Machupichu S.A. – **EGEMSA**
- Empresa de Generación Eléctrica Nor Perú S.A. – **EGENOR**
- Empresa de Generación San Gabán S.A. – **SAN GABÁN**
- Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. – **ETEVENSA**
- Empresa Eléctrica de Piura S.A. – **EEPSA**
- Empresa de Electricidad de los Andes S.A. – **ELECTROANDES**
- Empresa de Electricidad del Perú S.A. – **ELECTROPERÚ**
- Empresa Generación y Comercialización del Servicio Público de Electricidad Pangoa S.A. – **EGEPSA**
- Energía del Sur S.A. – **ENERSUR**
- Energía Pacasmayo S.R.L. – **ENERGÍA PACASMAYO**
- Globeleq Perú S.A. – **GLOBELEQ**
- Kallpa Generación S.A. – **KALLPA**
- Shougang Generación Eléctrica S.A.A. – **SHOUGESA**
- Sindicato Energético S.A. – **SINERSA**
- **Sociedad Minera Corona S.A.** (Div. Energía)
- Termoselva S.R.L. – **TERMOSELVA**
- Hidroeléctrica Santa Cruz S.A.C. – **ELÉCTRICA SANTA CRUZ**
- Chinango S.A.C. – **CHINANGO**
- SDF Energía S.A.C. – **SDF ENERGÍA**
- Compañía Eléctrica El Platanal S.A. – **CELEPSA**
- Agro Industrial Paramonga S.A.A. – **AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA**

Fuente: Empresas generadoras  
Elaboración: Propia

A continuación, se presentan dos cuadros resumen importantes. En el **Cuadro N° 15** se muestra la clasificación de las principales empresas que conforman el parque de generación según el tipo de empresa generadora (hidráulicas o térmicas), detallando en cada una de ellas el número de centrales, la potencia instalada y efectiva; y, la producción de energía para el año 2009.

En el **Cuadro N° 16**, se presentan estadísticas descriptivas de la producción de energía y la capacidad de generación (potencia) para el período comprendido desde octubre del 2000 a diciembre del 2009. Dichas estadísticas incluyen datos como el número de centrales, la variación porcentual, la media, la desviación estándar, el coeficiente de variación; y, finalmente, los valores mínimo y máximo según empresa de generación eléctrica.

Cuadro Nº 15: Parámetros técnicos del parque de las principales empresas generadoras (2009)

Nº	Principales empresas	Número de centrales y grupos eléctricos por empresas generadoras						Potencia instalada para el mercado eléctrico (MW)						Potencia efectiva para el mercado eléctrico (MW)						Producción de energía eléctrica (GWh)					
		Número de Centrales		Hidráulicas		Térmicas		SEIN		Total por origen		Total empresa		SEIN		Total por origen		Total empresa		SEIN		Total por origen		Total empresa	
		Nº de Centrales	Nº de Grupos	Nº de Centrales	Nº de Grupos	EL	TG	TV	CC	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica	Hidráulica	Térmica
1	Chinango S.A.C.	2	3	2	3					196	196	196	196	194	194	194	194	194	194	501	501	501	501	501	
2	Duke Energy Egenor S en C por A.	9	30	3	11	6	15	4		376	376	376	376	376	376	376	376	376	376	2.132	2.132	2.132	2.132	2.209	
3	EDEGEL S.A.A.	7	25	5	15	2	7	3		572	998	572	998	551	923	551	923	551	923	4.120	4.120	4.120	4.120	7.802	
4	Electroperú S.A.	4	13	2	10	2	3		1.013	88	1.013	88	1.013	915	79	915	79	915	79	7.049	7.049	7.049	7.049	7.157	
5	Empresa de Electricidad de los Andes S.A.	4	15	4	15					184	184	184	184	177	177	177	177	177	177	1.134	1.134	1.134	1.134	1.134	
6	Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A.	7	15	7	15					92	92	92	92	0	0	92	0	92	0	537	537	537	537	537	
7	Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A.	9	25	6	14	3	5	2	3	1	178	162	178	162	176	79	176	79	176	674	674	674	674	743	
8	Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A.	4	9	2	3	2	6			36	36	36	36	0	0	36	0	36	0	102	102	102	102	102	
9	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.	2	10	1	3	1	7			90	90	90	90	0	0	90	0	90	0	758	758	758	758	758	
10	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A.	3	11	1	2	2	9			113	113	113	113	8	8	113	8	113	8	734	734	734	734	736	
11	Empresa Eléctrica de Piura S.A.	2	4			2	4			159	159	159	159	148	148	159	148	159	148	580	580	580	580	580	
12	Energía del Sur S.A.	4	14	1	3	3	1	5	5	137	970	137	970	137	969	137	969	137	969	822	822	822	822	4.750	
13	Kallpa Generación S.A.	1	2			1	2			383	383	383	383	369	369	383	369	383	369	1.238	1.238	1.238	1.238	1.238	
14	SDF ENERGÍA S.A.C.	1	3			1	1	2		39,94	39,94	39,94	39,94	37	37	39,94	37	39,94	37	212	212	212	212	212	
15	Shougang Generación Eléctrica S.A.A.	1	4			1	1	3		67	67	67	67	64	64	67	64	67	64	133	133	133	133	133	
16	Sindicato Energético S.A.	3	6	3	6					39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	209	209	209	209	209	
17	Sociedad Minera Corona S.A.	3	4	3	4					21	21	21	21	20.091	20.091	21	20.091	21	20.091	149	149	149	149	149	
18	TERMOSELVA S.R.L.	1	2			1	2			203	203	203	203	177	177	203	177	203	177	1.037	1.037	1.037	1.037	1.037	
Total por sistema y origen		67	195	40	104	27	47	27	13	4	3.048	3.268	3.048	3.268	22.985	2.990	22.985	2.990	2.914	12.003	18.920	12.003	18.920	29.986	

Fuente: Empresas generadoras

Elaboración: Propia

Cuadro N° 16: Producción y potencia por generadora. Oct. 2000 – Dic. 2009

Empresa generadora	Producción Mensual (GW.h)										Potencia Firme Mensual (MW)																		
	Hidráulicas					Térmicas					Hidráulicas					Térmicas													
	Centrales	Var. %	Media	Desv Est.	C.var (%)	Mínimo	Máximo	Centrales	Var. %	Media	Desv Est.	C.var (%)	Mínimo	Máximo	Centrales	Var. %	Media	Desv Est.	C.var (%)	Mínimo	Máximo	Hidro	Térmica	Total (%)					
1. Cahua	8	47	4.1	1.0	25	1.7	6.2	2	-	8.0	-	-	-	-	8	43	7.1	0.6	8	5.6	8.0	2	98	2	98	2	18	18	
2. Chavimochic	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3. Chinango	2	20	7.6	3.1	41	4.3	13	-	-	-	-	-	-	-	2	-0.4	17	0.0	0.2	17	17	-	100	-	100	-	100	-	
4. Celepsa	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5. Edegel	8	10	36	6.4	18	25	49	4	89152	12	15	125	-	-	8	-19	71	4.8	7	55	73	3	74	26	74	26	37	37	
6. Eepsa	-	-	-	-	-	-	-	1	25	4	2.5	63	0.0	8.0	-	-	-	-	-	-	-	2	100	-	100	-	100	-	100
7. Egasa	6	-21	7.2	1.6	2.2	4.4	12	2	-85	0.6	0.7	125	-	-	6	138	17	1.6	9	7.1	18	2	92	8	92	8	47	47	
8. Del Egenor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9. Egemsa	2	12149	5.5	1.6	29	-	-	1	-	-	-	-	0.2	-	2	13395	8.0	0.2	3	0.1	9.0	1	99	1	99	1	11	11	
10. Egepsa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11. Egenor	3	99	17	5.0	29	7.8	25	12	-	-	-	-	-	-	2	65	33	3.8	12	21	36	12	96	4	96	4	33	33	
12. Egesur	1	12	0.8	0.2	25	0.1	1.3	2	-	-	-	-	-	-	1	102	29	-	0.4	0.9	0.9	2	100	-	100	-	47	47	
13. Gepsa	1	-	0.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	0.3	-	-	-	-	-	100	-	100	-	-	-	
14. Globelec-Kallpa	1	159	8.8	4.6	52	20	22	-	-	-	-	-	-	-	1	118	22	-	-	-	-	-	100	-	100	-	-	-	
15. Santa Cruz	1	245	0.2	0.1	50	0.1	0.4	-	-	-	-	-	-	-	1	6.3	0.2	0.0	3	0.2	0.2	-	100	-	100	-	-	-	
16. Santa Rosa	1	-	0.1	0.0	10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	0.1	0.0	14	0.0	0.1	-	100	-	100	-	-	-	
17. Enersur	1	-	6.6	1.9	29	1.7	9.5	3	146	17	11	65	-	-	1	-	14	0.1	1	1.7	9.5	3	15	85	15	85	88	88	
18. Electroandes	4	1.2	9.1	1.1	12	2.9	11	-	-	-	-	-	-	-	4	1.9	17	1.4	8	6.7	18	-	100	-	100	-	-	-	
19. Electoperú	2	7	58	4.1	7	47	64	4	4794	0.7	0.7	100	-	-	2	5.3	85	1.5	2	84	89	3	99	1	99	1	4	4	
20. Etevensa	-	-	-	-	-	-	-	1	-	4.8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	100	-	100	-	-	-	100
21. Mira. Corona	1	23	1.1	0.2	18	0.2	1.4	-	-	-	-	-	-	-	1	0	1.8	0.4	22	0	2.0	-	-	-	-	-	-	-	100
22. Paramonga	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23. San Gabán	1	59	6.3	1.4	22	3.5	8.3	4	-99	0.0	0.0	150	-	-	1	73	11	0.6	5	6.5	11	4	99	1	99	1	61	14	
24. SDF Energía	-	-	-	-	-	-	-	1	-76	1.9	0.5	26	0.5	2.1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	100	-	100	-	-	100
25. Shougasa	-	-	-	-	-	-	-	1	-	0.7	0.8	114	0	3.5	-	-	-	-	-	-	-	-	1	100	-	100	-	-	100
26. Sinersa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27. Termoselva	-	-	-	-	-	-	-	1	25	8.1	3.6	44	0.0	13	-	-	-	-	-	-	-	1	100	-	100	-	-	-	100

Fuente: Empresas generadoras

Elaboración: Propia

## 2.2.4 Empresas distribuidoras que además generan electricidad

Para el caso de la generación, se debe tener en cuenta que la producción de energía no solo proviene de parte de las empresas de generación eléctrica, sino que también puede provenir de algunas empresas distribuidoras que tienen autorización para generar en zonas aisladas. En el año 2009, estas empresas fueron las siguientes:

### Cuadro Nº 17: Empresas distribuidoras que además generan electricidad

#### Empresas de Distribución Eléctrica

- INADE – Proyecto Especial Chavimochic – **CHAVIMOCHIC**
- Edelnor S.A.A. – **EDELNOR**
- Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A. – **ELECTRO ORIENTE**
- Electro Puno S.A. – **ELECTRO PUNO**
- Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Este S.A. – **ELECTRO SUR ESTE**
- Electro Sur Medio S.A.A. – **ELECTRO SUR MEDIO**
- Empresa de Distribución Eléctrica de Ucayali S.A. – **ELECTRO UCAYALI**
- Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – **ELECTRO CENTRO**
- Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A. – **ELECTRONOROESTE**
- Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. – **ELECTRONORTE**
- Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A. – **HIDRANDINA**
- Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. – **SEAL**

Fuente: MINEM  
Elaboración: Propia

## 2.3 La transmisión eléctrica en el Perú

Como ya se ha hecho referencia, las líneas de transmisión sirven para conectar a las centrales de generación eléctrica y las líneas de distribución, ello en la medida que habitualmente se encuentran alejadas unas de las otras.

En ese sentido, cabe la posibilidad que dos poblaciones cercanas puedan tener cada una de ellas un sistema eléctrico propio, de hecho, en el caso de nuestro país, hasta el año 2000 existían dos grandes sistemas, los cuales no estaban interconectados entre sí: el Sistema Interconectado Centro–Norte (SICN) y el Sistema Interconectado del Sur (SISUR). No fue hasta noviembre del referido año, en que ambos sistemas se interconectan a través de la línea de transmisión Mantaro–Socabaya, dando origen al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional–SEIN.

Ahora bien, cabe anotar que la interconexión de los sistemas de transmisión presenta una serie de beneficios, los cuales se desarrollan en la siguiente subsección.

### 2.3.1 Los beneficios de la interconexión

La interconexión tiene efectos beneficiosos, de los cuales caben resaltar:

- **Mayor confiabilidad de suministro:** gracias a la interconexión eléctrica, la energía que consumimos puede proceder de distintos puntos del sistema interconectado y no solo de las centrales cercanas, lo que disminuye la dependencia en determinadas fuentes o centrales eléctricas<sup>84</sup>.
- **Mayor eficiencia:** como consecuencia de la interconexión se presenta una mejor asignación de los recursos, pues se consume, en orden de prioridad, de la energía más económica a la más costosa, accediéndose a una mayor diversificación tanto de ubicaciones como de tecnologías.
- **Mayor electrificación:** la interconexión permite la ampliación del suministro y, en consecuencia, la electrificación de una mayor cantidad de usuarios, así como la mayor facilidad para otros usuarios cercanos para conectarse al sistema.
- **Precios menores y menos volátiles:** finalmente, la mayor disponibilidad de centrales y generación económica derivará en precios menores y menos volátiles.

### 2.3.2 Los sistemas de transmisión eléctrica en el Perú

La actividad de transmisión en el Perú se realiza a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los Sistemas Aislados (SS.AA.) existentes a lo largo del territorio nacional. A continuación, se detallan los aspectos principales de cada uno de ellos.

#### A. El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) comprende todas las instalaciones y actividades del sector eléctrico que se encuentran conectadas a través de las líneas de transmisión.

En el **Cuadro Nº 18** se señalan las principales empresas de transmisión eléctrica que operan en el país, indicando las principales características de cada línea de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN):

<sup>84</sup> Esto implica que ante la falta de suministro de una central y/o empresa, un centro de consumo recibirá el suministro de distintos generadores en distintas centrales, las cuales pueden estar cerca o lejos.

Cuadro N° 18: Empresas de transmisión eléctrica

Zona	Línea	Titular	Tensión nominal (kV)	Número de ternas	Longitud (km)
Norte	S.E. Malácas (Talara) - S.E. Piura Oeste	REP	220	1	103,8
	S.E. Chiclayo Oeste - S.E. Guadalupe 1	REP	220	1	83,7
	S.E. Guadalupe 1 - S.E. Trujillo Norte	REP	220	1	103,4
	S.E. Chimbote 1 - S.E. Paramonga Norte	REP	220	2	220,3
	S.E. Paramonga - S.E. Vizcarra	ETESSELVA	220	1	145,3
	S.E. Paramonga - S.E. Huacho	REP	220	2	55,6
	S.E. Huacho - S.E. Zapallal	REP	220	2	103,9
	S.E. Chavarría - S.E. Santa Rosa	REP	220	2	8,8
	S.E. Paragsha II - S.E. Huánuco	REP	138	1	86,2
	S.E. Huánuco - S.E. Tingo María	REP	138	1	88,2
	S.E. Pachachaca - La Oroya Nueva	ISA PERU	220	1	21,2
	S.E. Oroya - Carhuamayo	ISA PERU	220	1	76,1
	S.E. Carhuamayo - Paragsha	ISA PERU	220	1	43,3
	S.E. Paragsha - Vizcarra	ISA PERU	220	1	121,1
Interconexión	S.E. Campo Armiño (Mantaro) - S.E. Cotaruse	TRANSMANTARO	220	2	292,1
	S.E. Cotaruse - S.E. Socabaya	TRANSMANTARO	220	2	310,9
Sur	S.E. Cerro Verde - S.E. Repartición	REP	138	1	30
	S.E. Repartición - S.E. Mollendo	REP	138	1	55
	S.E. Quencoro - S.E. Dolorespata	REP	138	1	8,4
	S.E. Tintaya - S.E. Ayaviri	REP	138	1	82,5
	S.E. Ayaviri - S.E. Azángaro	REP	138	1	42,4
	S.E. Socabaya - S.E. Moquegua (Montalvo)	REDESUR	220	2	106,7
	S.E. Moquegua (Montalvo) - S.E. Tacna	REDESUR	220	1	124,4
S.E. Moquegua (Montalvo) - S.E. Puno	REDESUR	220	1	196,6	
<b>Total</b>					<b>2509,9</b>

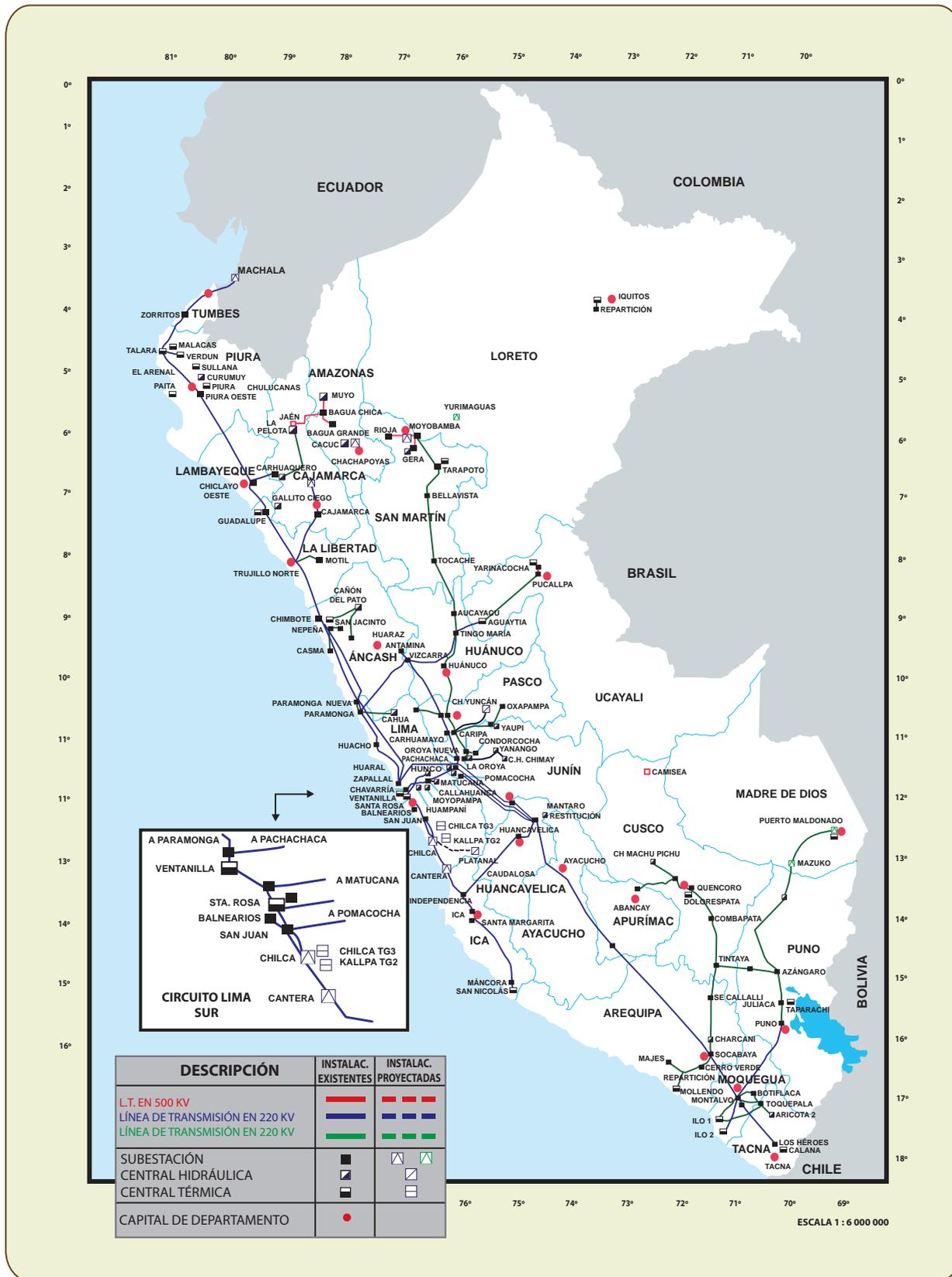
Nota: orden de norte a sur

Fuente: Anuario Estadístico 2008 - MINEM

Cabe precisar que entre las principales empresas de transmisión en el país se encuentran:

- **Consortio Transmantaro:** empresa concesionaria de la línea de transmisión eléctrica Mantaro–Socabaya para la unión de los sistemas interconectados Centro-Norte y Sur, también realiza actividades de construcción, operación y mantenimiento de redes de transmisión de energía como desarrollo de sistemas, actividades y servicios de telecomunicaciones.
- **Red de Energía del Perú (REP):** esta empresa cuenta con diversas subestaciones y kilómetros de circuitos de transmisión que unen alrededor de 19 departamentos del país incluida la interconexión entre Perú y Ecuador. Los departamentos de transmisión para las operaciones de REP son 4: departamento de transmisión norte, centro, este y sur.
- **ISA Perú:** esta empresa cuenta con dos líneas de transmisión. La primera línea está constituida por la interconexión Pachachaca – Oroya – Carhuamayo – Paragsha – derivación Antamina (Vizcarra), la cual cruza las regiones de Junín, Pasco y Huánuco. La segunda línea es la interconexión Aguaytia–Pucallpa.
- **REDESUR:** empresa concesionaria para la actividad de transmisión en el sur del país. Esta empresa presta el servicio de transmisión eléctrica a las ciudades de Arequipa, Moquegua, Tacna y Puno.
- **Eteselva:** Empresa concesionaria que opera una línea de transmisión compuesta por 3 segmentos:
  - Línea de transmisión 220 kV Aguaytía - Tingo María (Línea L-2251)
  - Línea de transmisión 220 kV Tingo María - Vizcarra (Línea L-2252)
  - Línea de transmisión 220 kV Vizcarra - Paramonga Nueva (Línea L-2253).

Imagen Nº 16: El Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)



Fuente: Plan Referencial de Electricidad 2008 – 2017

## B. Los sistemas aislados

Como se pudo apreciar en el mapa del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), el Perú tiene una gran parte de su territorio interconectado con líneas de alta tensión; sin embargo, aún quedan poblaciones sin interconectar, debido a diferentes factores, tales como la distancia, lo accidentado del territorio, los bajos consumos, los elevados costos de la interconexión, entre otros. A dichos sistemas que no se encuentran interconectados se les llama **sistemas aislados**.

La clasificación de los sistemas aislados más generalizada está en función de su tamaño o de su fuente primaria de energía. Según el tamaño, éstos pueden ser sistemas aislados mayores o sistemas aislados menores, mientras que en función de su fuente primaria de energía, un sistema puede ser hidroeléctrico, térmico o mixto (hidrotérmico).

Según el Procedimiento de Aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados<sup>85</sup>, un sistema aislado mayor se define como aquél con potencia máxima anual demandada superior a 3000 kW (3 MW) y un sistema aislado menor como aquél con potencia máxima anual demandada de 3000 kW o menor.

### 2.4 La distribución eléctrica en el Perú

Antes de dar cuenta de los principales aspectos que importan en el desarrollo de la actividad de distribución eléctrica en el Perú, resulta relevante tratar un concepto clave para el desarrollo de esta actividad, el de economías de densidad.

#### 2.4.1 Economías de densidad

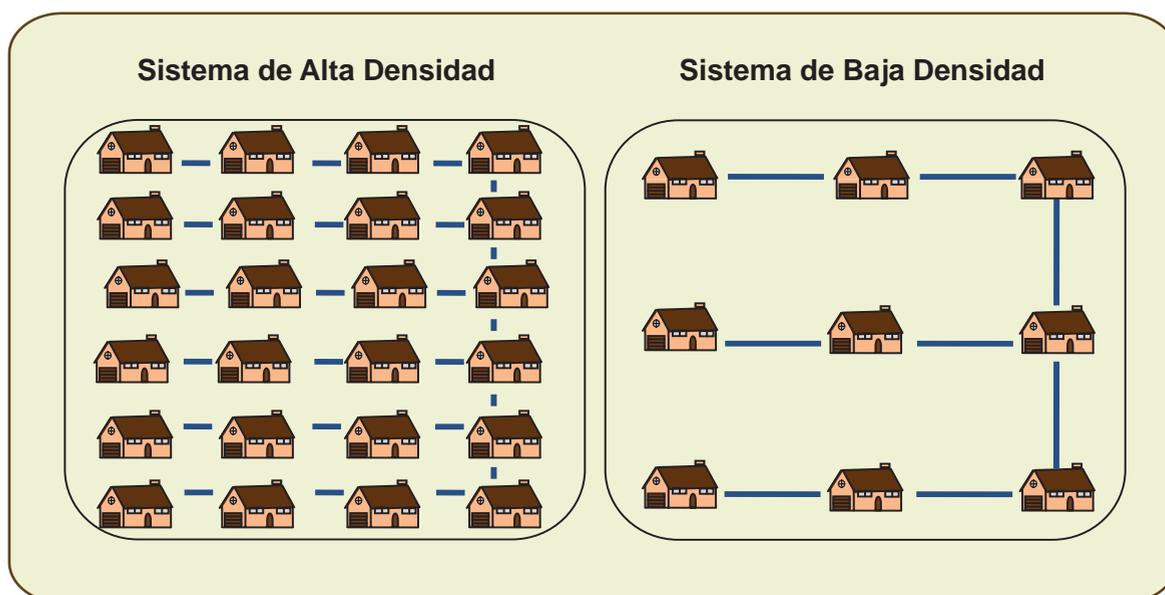
El concepto de economías de escala es bastante conocido en la ciencia económica y hace referencia a la reducción de costos medios conforme se incrementa la producción<sup>86</sup>. Por su parte, las **economías de densidad** hacen referencia a la reducción de costos medios conforme se incrementa la densidad, es decir, conforme se incrementa el aprovechamiento de la red o de la capacidad instalada.

Para el caso de la distribución eléctrica, en el dibujo de la izquierda del **Gráfico N° 39** se aprecia que ante un nivel elevado de densidad de usuarios finales, el costo medio o unitario de proveer el servicio es relativamente bajo, ya que el costo total de la red se reparte entre un mayor número de usuarios. Mientras que, en el dibujo del lado derecho del mismo gráfico, podemos apreciar que ante un escenario de baja densidad de usuarios finales, el costo medio de proveer el servicio se incrementa, ya que el costo total de la red se reparte entre pocos usuarios.

<sup>85</sup> Procedimiento propuesto en cumplimiento del artículo 30 de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

<sup>86</sup> Este concepto será desarrollado ampliamente en la Parte III de este trabajo.

Gráfico N° 39: Densidad del sistema de distribución



Elaboración: Propia

La densidad de una red de distribución eléctrica no se encuentra solamente asociada a la proximidad de los usuarios como se ha mostrado en el caso anterior, sino que la densidad podría estar asociada a parámetros como por ejemplo los niveles de consumo eléctrico unitario<sup>87</sup>.

#### 2.4.2 Ubicación de los sistemas de distribución eléctrica

En la **Imagen N° 17** se muestran todas las empresas de distribución eléctrica que operaron en el año 2009 en el Perú, mostrándonos la ubicación de sus sistemas de distribución, pertenecientes al SEIN o a los SS.AA. y, además, la barra<sup>88</sup> de referencia de cada sistema de distribución y su respectivo nivel de tensión.

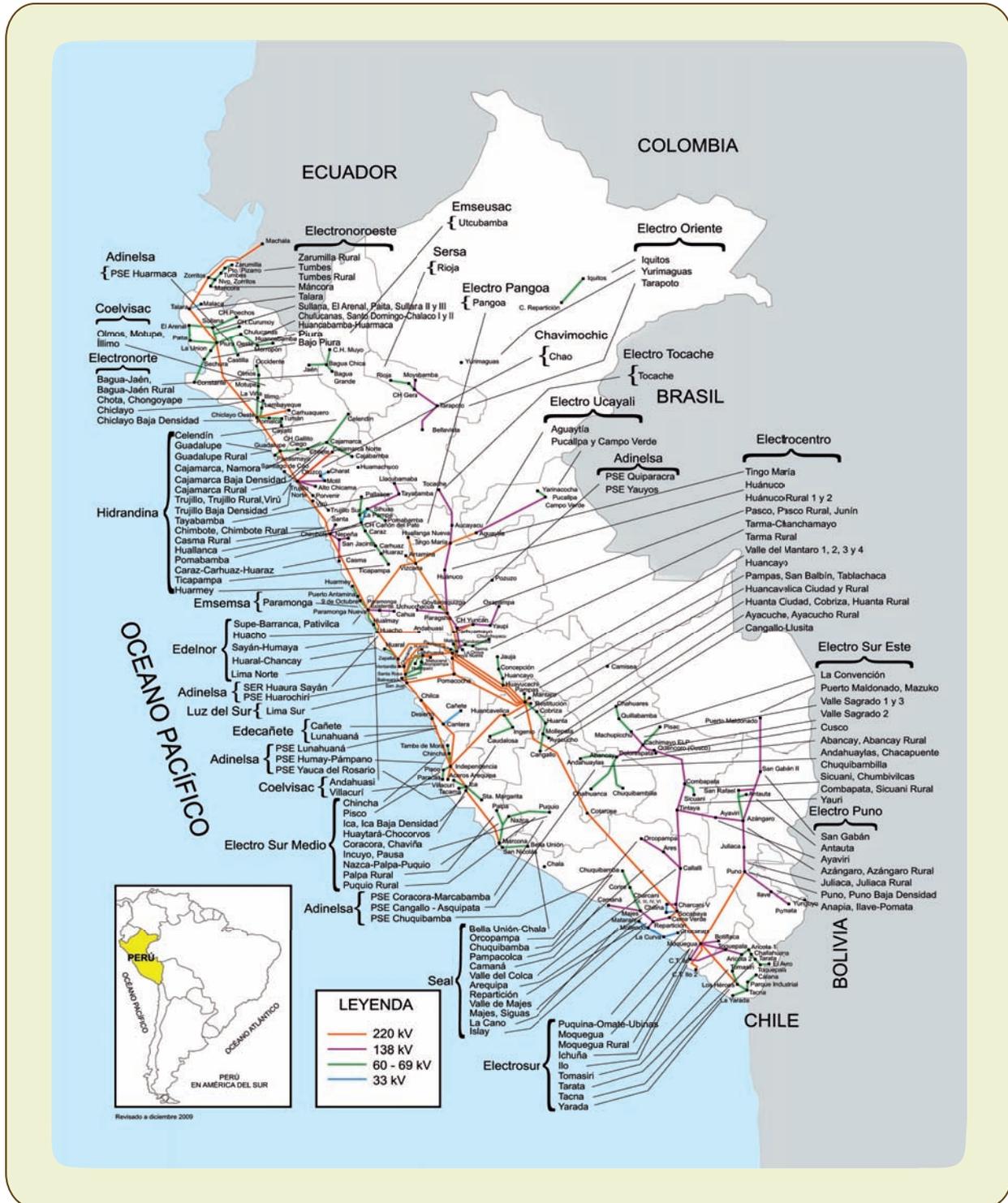
Cabe precisar que los diversos sistemas de distribución eléctrica concesionados por el Estado, de acuerdo con sus características particulares, pueden ser clasificados por sectores típicos<sup>89</sup> y las empresas de distribución pueden estar a cargo de varios de estos sectores, por ejemplo, Hidrandina posee a su cargo cuatro tipos de sistemas de distribución típicos, mientras Chavimochic, sólo un sector típico.

<sup>87</sup> En el caso de la distribución eléctrica, las economías de escala no son el sustento correcto para considerarlo un monopolio natural, ya que al incrementar la provisión del servicio, probablemente se tengan que enfrentar mayores costos, como sucede en el sector rural. En este caso, se debe tomar como sustento las economías de densidad.

<sup>88</sup> Se entiende por Barra al punto del sistema de transmisión en el que se puede entregar o retirar potencia y energía.

<sup>89</sup> Este concepto se ampliará en la sección de regulación de la distribución eléctrica.

Imagen Nº 17: Ubicación de los sistemas de distribución eléctrica (2009)



Fuente: Distancias Equivalentes y Diagramas Unifilares de Transmisión Secundaria de los Sistemas de Distribución Eléctrica al 31/12/2009 – OSINERGMIN

### 2.4.3 Empresas de distribución eléctrica

En el **Cuadro N° 19** se muestran todas las empresas de distribución eléctrica existentes en el país.

**Cuadro N° 19: Empresas de distribución eléctrica**

Empresas de Distribución Eléctrica	Listado de Empresas
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Luz del Sur S.A.A. – <b>LUZ DEL SUR</b></li> <li>• Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. A.–<b>EDELNOR</b></li> <li>• Empresa de Distribución Eléctrica Cañete S.A. – <b>EDECAÑETE</b></li> <li>• Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – <b>ELECTROCENTRO</b></li> <li>• Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Medio S.A.A. – <b>ELECTRO SUR MEDIO (ESMSAA)</b></li> <li>• Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Oriente S.A. – <b>ELECTRO ORIENTE</b></li> <li>• Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A. – <b>ELECTRONORTE (ENSA)</b></li> <li>• Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Este S.A.A. – <b>ELECTRO SUR ESTE</b></li> <li>• Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A. – <b>ELECTRONOROESTE (ENOSA)</b></li> <li>• Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad de Puno S.A.A. – <b>ELECTRO PUNO</b></li> <li>• Empresa Concesionaria de Electricidad de Ucayali S.A. – <b>ELECTRO UCAYALI</b></li> <li>• Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. – <b>SEAL</b></li> <li>• Empresa de Servicio Público de electricidad Electro Norte Medio S.A. – <b>HIDRANDINA</b></li> <li>• Consorcio Eléctrico Villacurí S.A.C. – <b>COELVISAC</b></li> <li>• Proyecto Especial Chavimochic – <b>CHAVIMOCHIC</b></li> <li>• Electro Tocache S.A. – <b>ELECTRO TOCACHE</b></li> <li>• Servicios Eléctricos Rioja S.A.– <b>SERSA</b></li> <li>• Electro Pangoa S.A.– <b>EPASA</b></li> <li>• Empresa de Servicios Eléctricos Municipales de Paramonga S.A. – <b>EMSEMSA</b></li> <li>• Empresa Municipal de Servicios Eléctricos Utcubamba S.A. – <b>EMSEUSA</b></li> </ul>

Fuente: MINEM  
Elaboración: Propia

### 2.4.4 Descripción de las principales distribuidoras en el Perú

A continuación se presenta la descripción de algunas de las principales empresas de distribución en el país:

- **Luz del Sur:** brinda el servicio de electricidad a la zona sur – este de Lima, su concesión abarca un área aproximada de 3000 km<sup>2</sup> incluyendo 30 distritos de manera parcial o total.
- **Edelnor:** empresa concesionaria de la zona norte de Lima Metropolitana, la provincia constitucional del Callao y las provincias de Huaraura, Huaral, Barranca y Oyón. Su concesión abarca un área aproximada de 2440 km<sup>2</sup>.
- **Edecañete:** esta empresa se encuentra ubicada al sur de Lima, con un área aproximada de concesión de 900 km<sup>2</sup>.

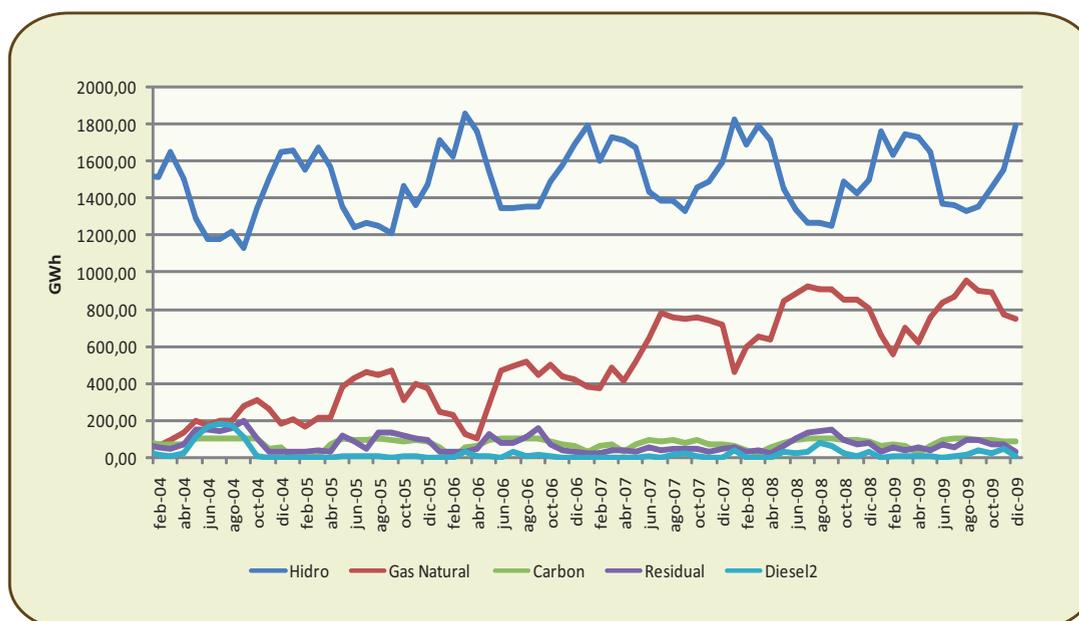
- **Electro Ucayali:** tiene una concesión con un área aproximada de 102 400 km<sup>2</sup> en la región de Ucayali, abarcando tres sistemas eléctricos ubicados en las provincias de Coronel Portillo, Padre Abad (interconectados al Sistema Nacional de Electricidad) y Atalaya (abastecido de electricidad mediante su propio sistema de generación).

## 2.5 Estadísticas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

### 2.5.1 Producción de Energía

Entre el 2004 y 2009 hubo un incremento del 47,78% en la producción de energía en el Perú, donde cabe notar que la mayor parte de dicho incremento es explicado por la mayor producción con gas natural, debido al comienzo de operaciones de Camisea.

**Gráfico N° 40: Producción eléctrica según tipo de fuente de energía**



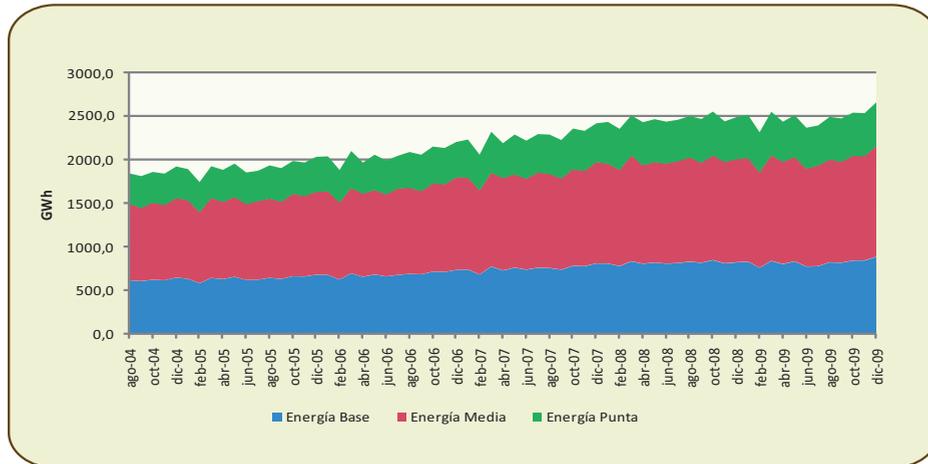
Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Además, se puede observar que conforme pasan los años, la participación de las fuentes térmicas se ha ido incrementando en desmedro de las fuentes hidroeléctricas para la producción de energía eléctrica. De esta manera, la participación de la producción de las centrales hidroeléctricas que en abril del 2006 alcanzó una participación máxima del 89,37 %, llegó a alcanzar el 50,65% en septiembre del 2008, logrando una participación promedio de 75,40% para el período 2004-2007, disminuyendo a 64,07% para los años siguientes. Por su parte, la energía térmica que inició con niveles de participación del 15,58% en la serie mostrada, terminó en diciembre del 2009 con una participación del 32,60%.

### 2.5.2 Demanda de Energía

La demanda de energía presenta una tendencia creciente en el período comprendido de julio de 2004 a diciembre de 2009, incrementándose en 43,96%, con un nivel mínimo de demanda de 1748.5 GWh en febrero de 2005 y un nivel máximo de 2659.2 GWh en diciembre del último año.

**Gráfico N° 41: Demanda eléctrica según tipo de producción: base, media y punta**

Fuente: OSINERGMIN

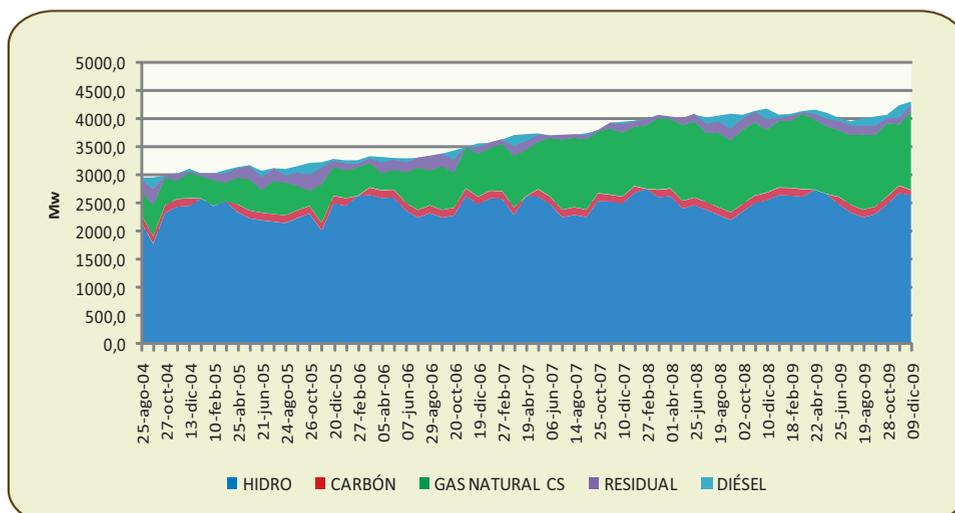
Elaboración: Propia

La energía para cubrir la demanda se puede clasificar como energía base, media y punta. Con estos tres tipos de energía se cubre la totalidad de demanda requerida mes a mes, participando la energía base, media y punta alrededor de 30%, 50% y 20%, respectivamente, sin variaciones significativas en sus márgenes de participación.

### 2.5.3 Máxima demanda y potencia firme

Los niveles de máxima demanda registraron un comportamiento creciente, de tal forma que el promedio para el año 2004-2006 fue de 3175.63 MW, incrementándose a 3983.36 MW los siguientes años, pasando de 2959.28 MW en agosto del 2004 a 4322.4 MW en diciembre del último año, lo cual implica un incremento de 46,06%.

La demanda pico de cada mes es cubierta por energía eléctrica proveniente de diversas tecnologías, siendo la primera en cubrir los requerimientos la fuente hidro, seguida del carbón, gas natural a ciclo simple, residual y, por último, el diésel, el cual incluso en algunas oportunidades no es utilizado.

**Gráfico N° 42: Despacho de generación para el día de máxima demanda de cada mes**

Fuente: OSINERGMIN

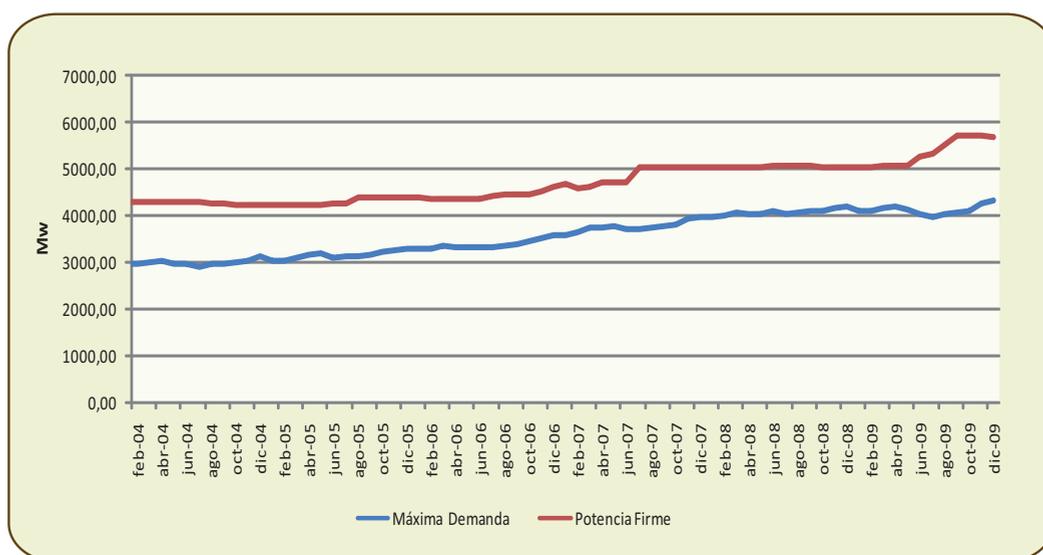
Elaboración: Propia

Con el transcurso de los años no solo la máxima demanda ha ido incrementándose sino también la potencia firme, teniendo ambas una tendencia positiva, siendo el margen de diferencia promedio para el período 2004-2009 de 1141.89 MW y alcanzando su diferencial máximo en septiembre de 2009 con 1665.84 MW.

La potencia firme tuvo un incremento de 32,84% en el período de análisis, registrando un nivel promedio de 4765.98 MW, este nivel fue superado a partir de julio de 2007, mes a partir del cual se mantiene alrededor de 5056.70 MW hasta mayo de 2009; a partir de los meses siguientes, su nivel es creciente hasta octubre del mismo año (este mes creció sólo 0.01%), para luego disminuir en 0,15% y 0,33% en noviembre y diciembre, respectivamente.

La participación porcentual de la potencia firme a base de fuente hidroeléctrica ha ido disminuyendo, pasando de una participación promedio de 61,05%, de agosto de 2004 a noviembre de 2006, a un promedio de 54,90% en el período de diciembre de 2006 a agosto de 2009, estando su participación en el último cuatrimestre alrededor de 48,54%.

**Gráfico Nº 43: Evolución de la máxima demanda y potencia firme**



Fuente: OSINERGMIN  
Elaboración: Propia

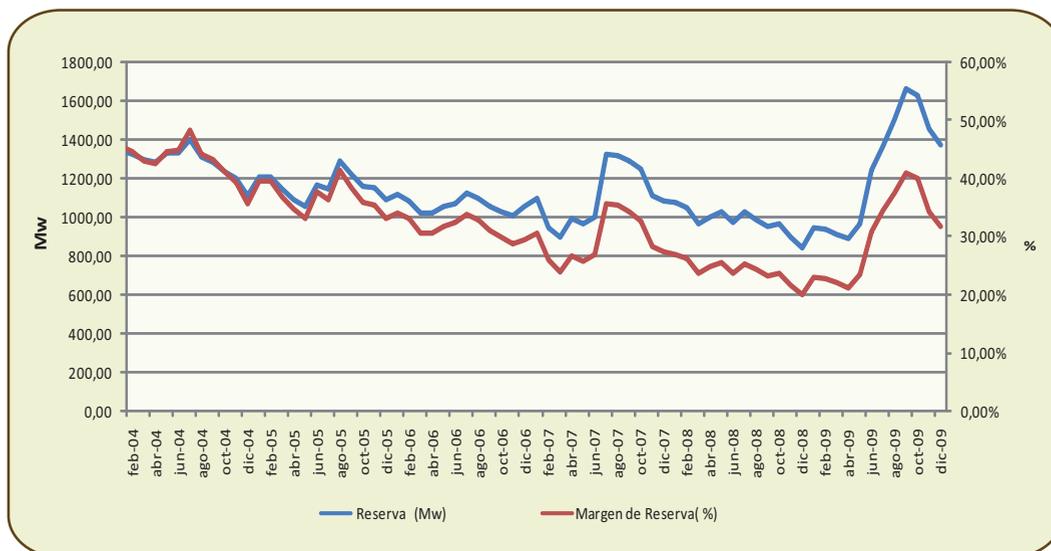
### 2.5.4 Reserva y margen de reserva

Las variaciones en los niveles de reservas<sup>90</sup> y margen de reserva<sup>91</sup> han tenido la misma tendencia conforme pasan los meses, con resultados diferentes si se compara los niveles de inicio a fin. De esta manera, las reservas se incrementaron en tan solo 27.65 MW. Por su parte, el margen de reserva tuvo una disminución de 45,46% a 31,76% en el período de análisis.

<sup>90</sup> La reserva de potencia es la diferencia entre la potencia instalada y la máxima demanda del sistema para un período determinado.

<sup>91</sup> El margen de reserva se encuentra dividiendo la reserva de potencia entre la máxima demanda del sistema para un período determinado.

**Gráfico N° 44: Reserva y margen de reserva**

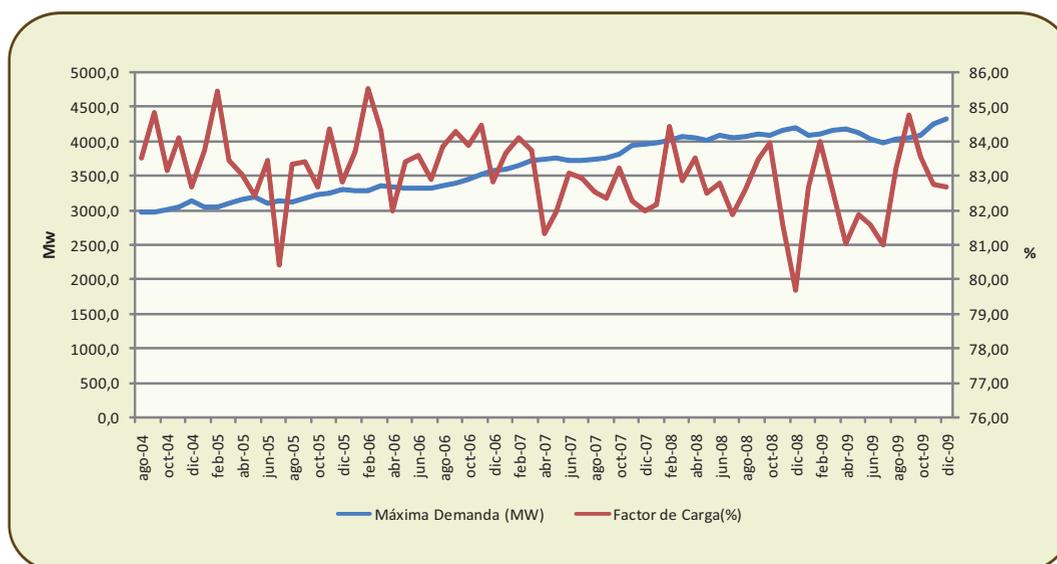


Fuente: OSINERGMIN  
Elaboración: Propia

### 2.5.5 Factor de carga

El factor de carga ha registrado un comportamiento fluctuante en el período de estudio, mientras que el crecimiento de la demanda registró variaciones alcanzando niveles desde 79,69% hasta 85,54%, registrando un promedio de 83,06% en el período de análisis.

**Gráfico N° 45: Máxima demanda y factor de carga**

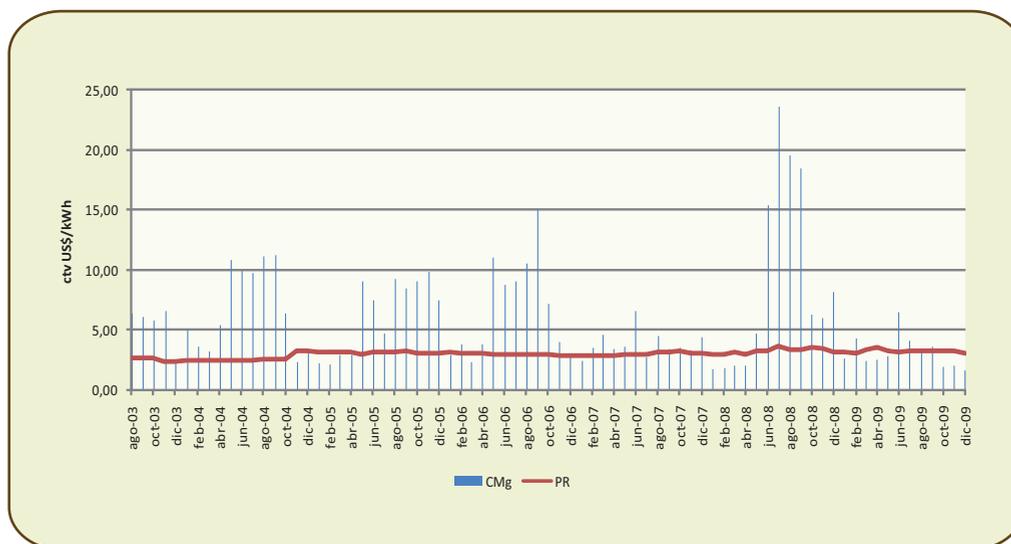


Fuente: OSINERGMIN  
Elaboración: Propia

## 2.5.6 Costo marginal y precio regulado ponderados

El precio regulado y costo marginal ponderados registraron comportamientos distintos en el tiempo, siendo la diferencia máxima entre ellos de 19.96 ctv US\$/kWh, diferencia medida en el mes de julio de 2008, cuando se produjo la diferencia máxima para ambos bloques horarios (hora punta y fuera de punta). Por otro lado, la diferencia mínima se presentó en diciembre de 2003 con tan solo 0.03 ctv US\$/kWh.

**Gráfico N° 46: Costo marginal y precio regulado ponderados**



Fuente: OSINERGMIN  
Elaboración: Propia

Por otro lado, al igual que el costo marginal, el precio regulado para los 2 bloques horarios (punta y fuera de punta) siguió las mismas variaciones cada mes, siendo la diferencia promedio entre ambas de 1.01 ctv US\$/kWh, fluctuando entre los 0.59 ctv US\$/kWh y 1.38 ctv US\$/kWh, diferencias registradas en diciembre de 2009 y diciembre de 2004, respectivamente.

## 2.6 El mercado libre de electricidad

Habiendo detallado los principales aspectos de las actividades de generación, transmisión y distribución, resulta pertinente abordar otros temas claves que resultan de interés para conocer el mercado eléctrico peruano. Uno de estos temas está relacionado con el mercado libre de electricidad; en este sentido, en los siguientes puntos detallaremos cuáles son sus principales características, la clasificación de usuarios, los agentes que participan en este mercado, estadísticas por empresas participantes y por actividades; además de algunos otros datos relevantes.

### 2.6.1 Clasificación de los usuarios: libres y regulados

A continuación, mostramos un cuadro con la clasificación de los usuarios y sus principales características:

**Cuadro N° 20: Clasificación del usuario libre y regulado del sector eléctrico**

	Usuario regulado	Usuario que puede elegir entre el régimen libre o régimen regulado <sup>92</sup>	Usuario libre
<b>Máxima demanda anual</b>	< 200 kW	200 kW <> 2500 kW	> 2500 kW
<b>Poder de negociación</b>	Bajo	Los usuarios pueden elegir el régimen	Alto
<b>Condición para acceder al régimen</b>	Nivel de demanda máxima anual	Avisar al proveedor actual y futuro con mínimo de un año de anticipación y permanecer en dicho régimen por un plazo no menor a tres años. En el caso de no realizar acción alguna, los usuarios ubicados en este rango se mantienen en el régimen en el cual se encontraban.	Nivel de demanda máxima anual

Fuente: Decreto Supremo N° 022-2009-EM

Elaboración: Propia

Según el Decreto Supremo N° 022-2009-EM<sup>93</sup>, los **usuarios libres** son aquellos usuarios que no se encuentran sujetos a regulación de precios. Como se señala en el **Cuadro N° 20**, se utiliza la demanda de potencia<sup>94</sup> para diferenciar a un usuario libre de un usuario regulado.

Por su parte, los **usuarios regulados** están sujetos a tarifas que son reguladas y/o supervisadas por el OSINERGMIN, mientras que los usuarios libres negocian sus propios precios con los generadores y/o distribuidores.

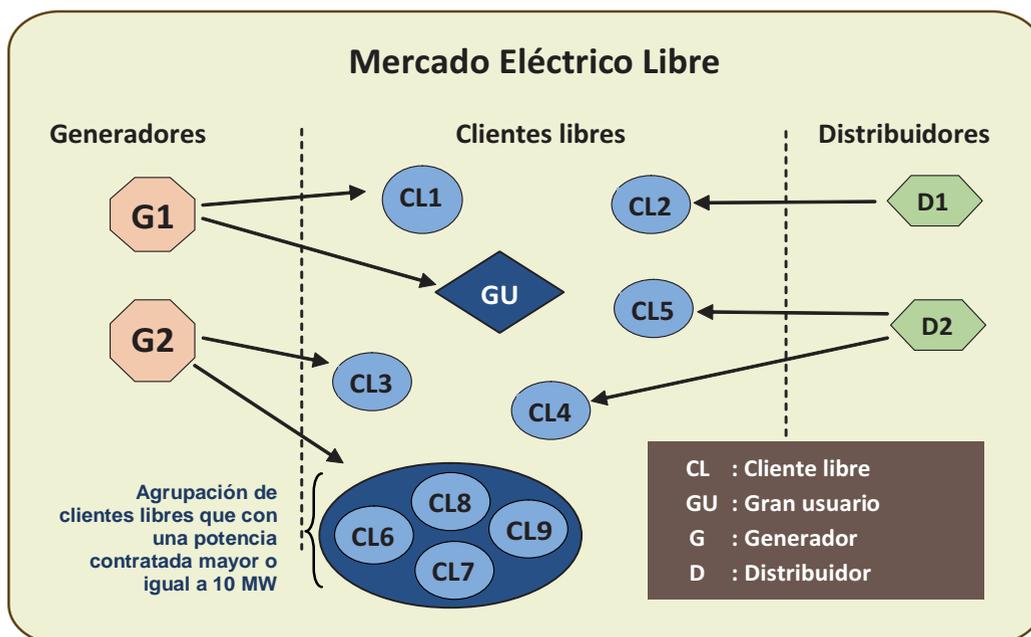
### 2.6.2 Agentes que participan en el mercado libre de electricidad

En el mercado libre de electricidad participan tres tipos de agentes: los generadores, los distribuidores y los clientes libres. Estos últimos tienen la libertad de contratar con el tipo de proveedor (generador o distribuidor) que les brinde mejores condiciones (léase precios, nivel de tensión, entre otras características), por lo cual, en este mercado compiten los generadores entre sí y, asimismo, con las distribuidoras por brindar el servicio a los clientes libres.

<sup>92</sup> Esta clasificación es resultado de un estudio realizado por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.

<sup>93</sup> Reglamento de Usuarios Libres.

<sup>94</sup> La demanda de potencia es igual a la demanda máxima de electricidad que tienen los usuarios.

**Gráfico N° 47: Agentes que participan en el mercado libre de electricidad**

Elaboración: Propia

El **Gráfico N° 47** muestra los agentes y las transacciones que se realizan en el mercado libre de electricidad. En éste aparece un cuarto participante que también es un cliente libre, pero con la característica de ser "más grande" por su mayor consumo, al que se le denomina "gran usuario", de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica.

El artículo 1 de la referida Ley N° 28832, define a los grandes usuarios como usuarios libres con una potencia contratada mayor o igual a 10 MW. De acuerdo con esta norma, algunos usuarios libres pueden agruparse y en conjunto sumar una potencia contratada mayor o igual a 10 MW y calificar "como grupo" o como un "gran usuario" accediendo al beneficio que les otorga la regulación a los grandes usuarios (i.e. participar en el mercado de corto plazo también llamado mercado spot y realizar sus compras de energía y potencia sobre la base de los costos marginales), además de poder negociar mejores precios por el servicio.

### 2.6.3 Empresas participantes en el mercado libre

A diciembre del año 2009 existían 257 usuarios libres, con 272 puntos de suministro, así como 18 empresas de generación eléctrica y 12 empresas de distribución eléctrica<sup>95</sup>.

En el **Cuadro N° 21** se muestra la relación de empresas de generación eléctrica que operaron en el mercado libre durante el año 2009. Cabe anotar que Chinango comenzó sus operaciones en el mercado libre de electricidad en junio del año 2009; SDF Energía, en abril del año 2009; el Consorcio Energético Huancavelica S.A., en junio del año 2007; la empresa Kallpa Generación S.A., en julio del mismo año; y la Sociedad Minera Corona S.A., en junio del año 2004.

<sup>95</sup> En la lista de empresas de distribución eléctrica que se presentará se observan 13 empresas considerándose a Electro Puno dado que dicha empresa operó en el período de análisis que comprende 2003-2009. Sin embargo, cabe precisar que la empresa de distribución eléctrica Electro Puno S.A. perdió su único cliente libre (Cementos Sur S.A.) en el mes de noviembre del 2008, por ello en el año 2009 se registran 12 empresas de distribución operando en el mercado libre.

**Cuadro N° 21: Empresas generadoras que participan en el mercado libre****Empresas de Generación Eléctrica**

- Empresa de Generación Eléctrica Atocongo S.A. – **ATOCONGO**
- Empresa de Generación Eléctrica Cahua S.A. – **CAHUA**
- Chinango S.A.C. - **CHINANGO**
- Consorcio Energético Huancavelica S.A. - **CONENHUA**
- Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A. – **EDEGEL**
- Empresa Eléctrica de Piura S.A. – **EEPSA**
- Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. – **EGASA**
- Empresa de Generación Eléctrica Machupichu S.A. – **EGEMSA**
- Empresa de Generación Eléctrica Nor Perú S.A. – **EGENOR**
- Empresa Electricidad de los Andes S.A. – **ELECTROANDES**
- Empresa Electricidad del Perú S.A. – **ELECTROPERÚ**
- Energía del Sur S.A. – **ENERSUR**
- Kallpa Generación S.A. – **KALLPA**
- Empresa de Generación San Gabán S.A. – **SAN GABÁN**
- Shougang Generación Eléctrica S.A.A. – **SHOUGESA**
- Sociedad Minera Corona S.A. (Div. Energía)
- Sudamericana de Fibras S.A. – **SDF ENERGÍA**
- Termoselva S.R.L. – **TERMOSELVA**

Elaboración: Propia

En el **Cuadro N° 22** se muestra la relación de empresas de distribución eléctrica que operaron en el mercado libre durante el año 2009. Cabe precisar que Electro Puno S.A. perdió su único cliente libre (Cementos Sur S.A.) en el mes de noviembre del año 2008 mientras que el Consorcio Eléctrico de Villacuri S.A.C. comenzó sus operaciones en agosto del año 2007.

**Cuadro N° 22: Empresas de distribución que participan en el mercado libre****Empresas de Distribución Eléctrica**

- Consorcio Eléctrico de Villacuri S.A.C. – **COELVISAC**
- Eléctrica Ede Cañete S.A. – **EDECAÑETE**
- Edelnor S.A.A. – **EDELNOR**
- Electro Puno S.A.A – **ELECTRO PUNO**
- Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Sur Este S.A.A – **ELECTRO SUR ESTE**
- Electro Sur Medio S.A.A. – **ELECTRO SUR MEDIO**
- Empresa de Distribución Eléctrica de Ucayali S.A.A. – **ELECTRO UCAYALI**
- Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Centro S.A. – **ELECTRO CENTRO S.A.**
- Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electronoroeste S.A. – **ELECTRONOROESTE**
- Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad del Norte S.A.A – **ELECTRONORTE**
- Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A. – **HIDRANDINA**
- Luz del Sur S.A.A. – **LUZ DEL SUR**
- Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. – **SEAL**

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

## 2.6.4 Comportamiento del mercado libre de electricidad

El número de usuarios libres atendidos por las empresas de generación eléctrica ha venido aumentando en los últimos años; lo contrario ha ocurrido con el número de clientes libres atendidos por las empresas de distribución eléctrica. La cantidad total de usuarios libres se ha mantenido relativamente estable. Esto refleja que los usuarios libres se han trasladado de las empresas de distribución hacia las empresas de generación eléctrica debido a las mejores condiciones que estas últimas han venido ofreciendo.

## 2.6.5 Estadísticas del mercado libre por tipo de empresa

Esta sección muestra las principales estadísticas del mercado libre de electricidad (número de clientes, número de puntos de suministros, ventas, precio medio y facturación), por empresa concesionaria y tipo de empresa (generadora o distribuidora), entre los años 2003 y 2009.

### A. Número de clientes libres

El número de clientes libres ha aumentado ligeramente en el período analizado (5,33%), de acuerdo con las estadísticas presentadas en el **Cuadro N° 23**.

**Cuadro N° 23: Número de clientes libres**

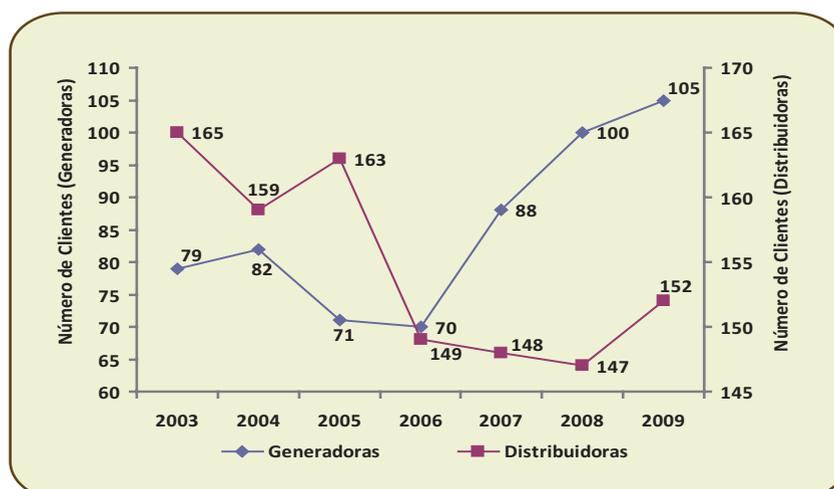
Tipo de Empresa	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Var. % 2003-2009
Generadoras	79	82	71	70	88	100	105	32.91%
Distribuidoras	165	159	163	149	148	147	152	-7.88%
<b>Total</b>	<b>244</b>	<b>241</b>	<b>234</b>	<b>219</b>	<b>236</b>	<b>247</b>	<b>257</b>	<b>5.33%</b>

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

De la información proporcionada, se puede observar que las empresas distribuidoras presentan el mayor número de clientes libres aunque dicho número viene disminuyendo, de 165 en el año 2003 a 152 para el año 2009 (-7,88%). Por otro lado, el número de clientes libres que atienden las generadoras viene aumentando, de 79 a 105 para el mismo período (32,91%).

**Gráfico N° 48: Número de clientes libres por tipo de empresa**



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

## B. Número de puntos de suministro de energía

En el **Cuadro N° 24** se puede apreciar la evolución del número de puntos de suministro de los clientes libres de las empresas generadoras y distribuidoras, así como del número total. Los clientes libres pueden recibir el suministro en un punto, con lo cual el número de clientes y puntos de suministro serían equivalentes; sin embargo, los clientes tienen la posibilidad de negociar el número de puntos de suministro teniendo en consideración sus necesidades y por otra parte, las posibilidades técnicas. De este modo, el número de puntos de suministro es mayor al número de clientes libres.

**Cuadro N° 24: Número de puntos de suministro**

Tipo de Empresa	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Var. % 2003-2009
Generadoras	86	93	83	84	103	114	118	37.21%
Distribuidoras	165	159	163	152	151	149	154	-6.67%
<b>Total</b>	<b>251</b>	<b>252</b>	<b>246</b>	<b>236</b>	<b>254</b>	<b>263</b>	<b>272</b>	<b>8.37%</b>

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

## C. Ventas de energía

Durante el período analizado –año a año– las ventas totales de energía aumentaron. Se puede apreciar en el **Cuadro N° 25** y **Gráfico N° 49** que entre los años 2003 y 2009 el crecimiento acumulado de las ventas de energía en el mercado libre fue de 37,01%.

Se advierte que en todos los años existe un aumento de las ventas en el mercado libre, en especial en el año 2007, año en el cual el crecimiento fue de 13,81%. Asimismo, se observa que la venta de energía en el mercado libre por parte de las empresas generadoras aumentó durante los años del período de análisis excepto en el 2009. El crecimiento acumulado del período fue de 44,43%, sobresaliendo nuevamente el crecimiento del año 2007 que fue de 19,27%.

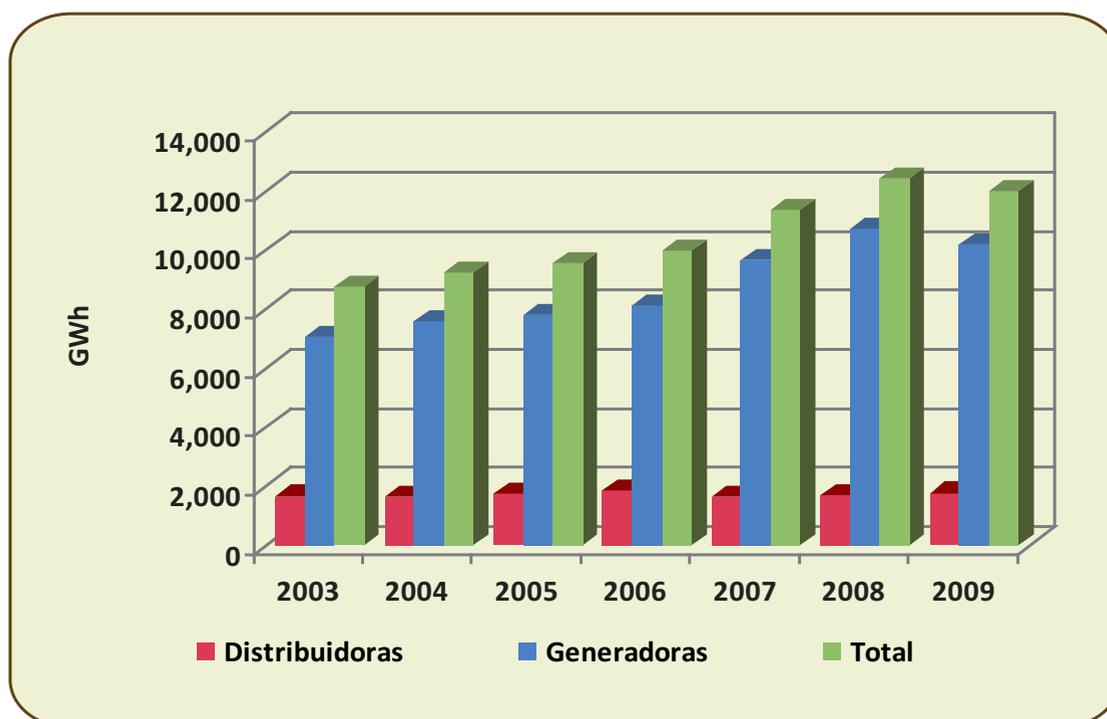
**Cuadro N° 25: Ventas de energía (GWh)**

Tipo de Empresa	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Var. % 2003-2009
Generadoras	7,079	7,594	7,804	8,123	9,688	10,737	10,224	44.43%
Distribuidoras	1,693	1,643	1,762	1,869	1,684	1,727	1,794	5.98%
<b>Total</b>	<b>8,772</b>	<b>9,236</b>	<b>9,567</b>	<b>9,992</b>	<b>11,372</b>	<b>12,464</b>	<b>12,018</b>	<b>37.01%</b>

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Por otro lado, la venta de energía en el mercado libre por parte de las empresas distribuidoras apenas ha aumentado para el período analizado. El aumento acumulado fue de 5,98%, distinguiéndose el año 2007 por ser el de mayor decrecimiento (-9,91%) y el año 2005 por ser el de mayor crecimiento (7,3%).

**Gráfico N° 49: Ventas de energía en el mercado libre por tipo de empresa (GWh)**

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Se debe anotar que el aumento de las ventas totales, las ventas de los generadores y las ventas de las distribuidoras se encuentra relacionado con el aumento de los clientes libres y al aumento de la demanda de los existentes, principalmente de los clientes relacionados a las actividades de la minería y la industria<sup>96</sup>.

El bajo crecimiento de las ventas de energía de las distribuidoras, se debe en alguna medida a que muchos de sus clientes libres han migrado hacia los generadores, en parte, por las condiciones económicas más beneficiosas que éstos ofrecen, pero por otro lado, debido a la falta de capacidad de las distribuidoras propiedad del Estado para realizar las inversiones necesarias (solo Luz del Sur, Edelnor, Edecañete y Electro Sur Medio son privadas).

<sup>96</sup> Dicho argumento se mostrará en la sección "El mercado libre por actividad económica".

**Cuadro N° 26: Ventas de energía en el mercado libre por empresa (GWh)**

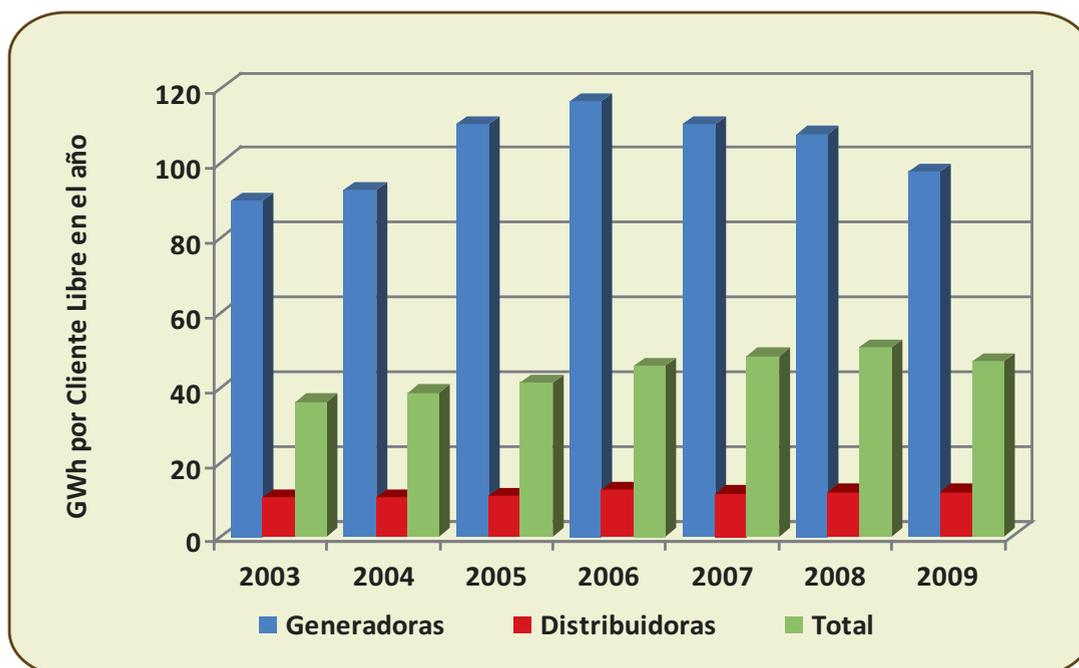
Tipo de Empresa	Empresa	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Generadoras	Atocongo	6.5	6.6	9.1	11.6	1.6	3.8	15.9	55.1
	Cahua	211.6	39.7	6.8	9.6	6.1	90.2	80.4	444.4
	Chinango	-	-	-	-	-	-	27.6	27.6
	Conenhua	-	-	-	-	20.5	25.2	21.8	67.5
	Edegel	1,672.7	1,698.5	1,701.0	1,805.8	1,761.6	1,870.1	1,656.2	12,165.9
	Eepsa	47.6	52.9	53.4	61.6	64.5	61.4	67.6	409.0
	Egasa	69.4	66.5	75.3	88.8	452.4	424.5	393.7	1,570.6
	Egamsa	281.8	290.7	326.6	323.1	331.6	335.1	285.4	2,174.3
	Egenor	264.9	373.7	382.7	425.6	512.0	581.2	541.2	3,081.3
	Electro Andes	1,039.6	1,001.6	928.9	802.9	660.1	570.5	231.3	5,234.9
	Electroperú	858.3	706.3	798.3	872.8	1,566.0	1,911.6	1,989.0	8,702.3
	Enersur	1,503.0	1,671.3	1,841.9	1,956.9	2,349.5	2,635.0	2,449.7	14,407.3
	Kallpa	-	-	-	-	140.8	500.3	842.4	1,483.5
	San Gabán	485.1	568.7	403.8	431.6	443.7	210.5	113.2	2,656.6
	SDF Energía	-	-	-	-	-	-	79.4	79.4
	Shougesa	343.8	374.2	417.2	422.6	430.4	428.2	309.7	2,726.1
	Soc. Minera Corona	-	25.4	42.6	49.0	52.3	78.2	101.2	348.7
Termoselva	294.2	717.4	816.9	860.8	894.7	1,010.7	1,018.0	5,612.7	
<b>Total Generadoras</b>		<b>7,078.5</b>	<b>7,593.5</b>	<b>7,804.4</b>	<b>8,122.7</b>	<b>9,687.8</b>	<b>10,736.5</b>	<b>10,233.6</b>	<b>61,257.0</b>
Distribuidoras	Coelvisac	-	-	-	-	14.9	74.0	140.6	229.5
	Edecañete	-	-	1.9	11.2	13.1	11.4	7.1	44.7
	Edelnor	732.4	908.6	1,003.5	1,026.1	895.3	928.9	914.5	6,409.3
	Electro Puno	16.3	16.2	14.5	18.9	14.3	18.2	-	98.4
	Electro Sur Este	14.0	20.5	31.2	40.8	55.9	61.5	72.7	296.6
	Electro Sur Medio	60.9	63.6	80.8	71.7	66.8	33.8	44.3	421.9
	Electro Ucayali	7.4	7.7	7.8	7.3	7.9	9.1	9.3	56.5
	Electrocentro	74.0	83.7	87.5	106.4	111.3	101.8	105.3	670.0
	Electronoroeste	25.0	27.7	4.9	4.7	5.1	5.7	21.5	94.6
	Electronorte	3.3	4.1	13.4	23.2	28.0	30.3	30.8	133.1
	Hidrandina	120.2	54.8	15.8	12.6	22.1	30.1	31.2	286.8
	Luz del Sur	605.5	428.8	468.3	501.6	397.8	380.6	380.4	3,163.0
	Seal	34.1	26.8	32.9	44.5	51.3	41.6	36.6	267.8
<b>Total Distribuidoras</b>		<b>1,693.1</b>	<b>1,642.5</b>	<b>1,762.4</b>	<b>1,869.0</b>	<b>1,683.8</b>	<b>1,727.0</b>	<b>1,794.3</b>	<b>12,172.1</b>
<b>Total</b>		<b>8,771.6</b>	<b>9,236.0</b>	<b>9,566.8</b>	<b>9,991.7</b>	<b>11,371.6</b>	<b>12,463.5</b>	<b>12,017.9</b>	<b>73,419.1</b>

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Las empresas de generación eléctrica que presentan un mayor nivel de ventas durante todo el período analizado son Enersur (14 407.3 GWh), Edegel (12 165.9 GWh) y Electroperú (8 702.3 GWh). Entre las empresas de distribución eléctrica que presentaron un mayor nivel de ventas para dicho período tenemos Edelnor (6 409.3 GWh) y Luz del Sur (3 163.0 GWh).

De los cuatro cuadros anteriores se puede concluir que las empresas generadoras tienen menos clientes libres, no obstante tienen un mayor nivel de ventas de energía. Esto implica que el consumo medio de los clientes libres de los generadores es mayor, lo que se puede apreciar en el **Gráfico N° 50**.

**Gráfico N° 50: Ventas por cliente según tipo de empresa en el mercado libre (GWh)**

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Algunos de los nuevos clientes de mayor demanda para el año 2008 fueron Kimberly - Clark 2 (Puente Piedra) (Coelvisac), Minera Antamina (SVC) (Edegel), Cementos Lima (Muelle Conchán) (Luz Del Sur), Embotelladora Latinoamericana 3, 4, 5 y 6 (Edelnor), entre otros. Para el año 2009 tenemos a Corporación J. R. Lindley (Seal), Castrovirreyña Compañía Minera (Conenhua), Sociedad Minera El Brocal (San Gabán), Corporación Aceros Arequipa 2 y 3 (Independencia) (Electroperú).

Algunos de los traslados más notorios de clientes libres en el año 2008 fueron Papelera del Sur (de Electro Sur Medio a Kallpa), Manufacturas del Sur (de Seal a San Gabán) y Doe Run Perú (de Electroandes a Cahua). En el año 2009, los traslados más notorios fueron Minera Buenaventura (de Edegel a Kallpa), Minsur (de Egenor a Electro Sur Medio), Doe Run (de Cahua a Electroandes) y Sudamericana de Fibras (de Edelnor a Soc. Minera Corona y de esta última a SDF Energía).

#### D. Precio medio

Los precios promedio en el mercado libre de electricidad presentan una clara tendencia decreciente. El **Cuadro N° 27** muestra que en promedio, tanto los precios de las empresas generadoras, como el precio de las distribuidoras ha venido disminuyendo durante el período mostrado (-30,7% en total). La disminución acumulada fue de 31,9% y 20,7% para los precios de las generadoras y distribuidoras, respectivamente, siendo el precio de las generadoras frecuentemente menor que el de las distribuidoras.

**Cuadro N° 27: Precio medio del mercado libre por tipo de empresa (Ctm S/. /kWh)**

Tipo de Empresa	Empresa	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Var. % 2003-2009
Generadoras	Atocongo	113.52	205.77	138.62	101.70	582.61	257.59	82.05	-27.7%
	Cahua	42.28	26.56	16.67	13.90	15.22	28.83	20.52	-51.5%
	Chinango	-	-	-	-	-	-	18.24	-
	Conenhua	-	-	-	-	17.17	20.15	19.67	-
	Edegel	56.84	18.29	15.15	14.80	14.51	13.14	13.63	-76.0%
	Eepsa	17.68	16.24	15.97	19.60	18.05	12.90	15.86	-10.3%
	Egasa	10.38	9.88	9.61	9.50	8.92	8.81	8.64	-16.8%
	Egamsa	9.76	9.61	7.70	8.20	8.13	8.26	8.00	-18.0%
	Egenor	16.52	14.04	13.30	15.70	14.87	11.88	12.63	-23.5%
	Electro Andes	16.75	19.01	11.41	12.90	11.96	21.74	20.10	20.0%
	Electroperú	14.31	12.30	11.91	10.90	11.15	12.23	12.49	-12.7%
	Enersur	15.23	17.26	28.56	26.60	24.79	31.18	23.32	53.1%
	Kallpa	-	-	-	-	11.65	11.98	12.36	-
	San Gabán	11.84	11.33	11.08	11.20	11.50	16.71	13.82	16.7%
	SDF Energía	-	-	-	-	-	-	18.36	-
	Shougesa	14.33	17.24	16.19	17.10	16.26	15.20	19.93	39.1%
Soc. Minera Corona	-	21.04	16.41	15.30	14.34	15.73	17.34	-	
Termoselva	14.67	17.01	13.29	13.70	12.92	12.64	13.80	-5.9%	
<b>Total Generadoras</b>		<b>23.13</b>	<b>17.81</b>	<b>16.89</b>	<b>16.80</b>	<b>15.70</b>	<b>17.78</b>	<b>15.76</b>	<b>-31.9%</b>
Distribuidoras	Coelvisac	-	-	-	-	13.90	13.85	14.11	-
	Edecañete	-	-	21.41	18.00	16.75	16.99	20.02	-
	Edelnor	22.02	22.42	17.60	16.50	16.25	16.25	18.17	-17.5%
	Electro Puno	9.68	10.08	9.68	10.20	15.30	29.05	-	-
	Electro Sur Este	15.69	16.57	17.07	17.70	19.33	19.60	21.43	36.6%
	Electro Sur Medio	25.90	26.60	15.29	17.10	16.54	22.43	22.73	-12.2%
	Electro Ucayali	24.01	21.42	24.04	22.10	20.95	20.15	20.08	-16.4%
	Electrocentro	27.13	19.53	13.62	13.50	13.26	13.15	13.70	-49.5%
	Electronoroeste	14.84	12.66	16.57	17.20	17.34	16.46	19.15	29.0%
	Electronorte	25.87	19.10	19.44	17.90	15.46	14.89	17.71	-31.5%
	Hidrandina	27.50	27.32	25.66	22.00	16.39	16.03	16.80	-38.9%
	Luz del Sur	25.99	22.56	19.01	18.40	17.91	18.62	21.51	-17.2%
Seal	12.12	15.91	16.44	16.10	15.68	20.23	21.80	79.9%	
<b>Total Distribuidoras</b>		<b>23.46</b>	<b>22.31</b>	<b>17.69</b>	<b>16.90</b>	<b>16.53</b>	<b>16.96</b>	<b>18.61</b>	<b>-20.7%</b>
<b>Total</b>		<b>23.35</b>	<b>20.73</b>	<b>17.04</b>	<b>16.80</b>	<b>15.82</b>	<b>17.66</b>	<b>16.19</b>	<b>-30.7%</b>

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

A diferencia de los otros años incluidos en el presente trabajo, en el año 2008 tuvo lugar un aumento de precios (11,63%). Dicho aumento se explica por el comportamiento de las generadoras debido a que hicieron frente a una mayor volatilidad de su demanda, mientras que las distribuidoras aumentaron sus precios en promedio solo en un 2,6%. La tendencia creciente se mantuvo en el 2009 para las distribuidoras debido al mayor crecimiento de su demanda.

La empresa de generación eléctrica Atocongo S.A. constituye un caso especial, pues presenta indicadores atípicos debido a que su demanda se da principalmente en horas punta, además de presentar una alta variabilidad.

## E. Relación entre precios medios y energía vendida

El **Gráfico N° 51** muestra la relación que existe entre el precio medio expresado en céntimos de nuevo sol por kWh y la cantidad vendida expresada en GWh por tipo de empresa. Los gráficos en barras representan las ventas y se miden en el eje izquierdo. Las gráficas en líneas representan los precios medios y se miden en el eje derecho del gráfico.

**Gráfico N° 51: Precio medio del mercado libre por tipo de empresa**



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Se puede apreciar que los precios de los generadores y distribuidores disminuyen durante el período analizado, a excepción del año 2008<sup>97</sup>. Dicha disminución fue menor para los precios medios de las distribuidoras.

Por otro lado, se puede observar que las ventas de las generadoras aumentaron a una tasa mayor a 10% en promedio cada año. En cambio, las ventas de las distribuidoras aumentaron en algunos años y en otros disminuyeron.

## F. Facturación

La facturación es el resultado de los precios y los volúmenes de venta. Por ello, se puede apreciar del **Cuadro N° 28** y **Gráfico N° 52** que la facturación luego de una caída entre los años 2003 y 2004, producto de la fuerte baja de los precios medios, se fue recuperando a pesar de que los precios continuaron disminuyendo en promedio.

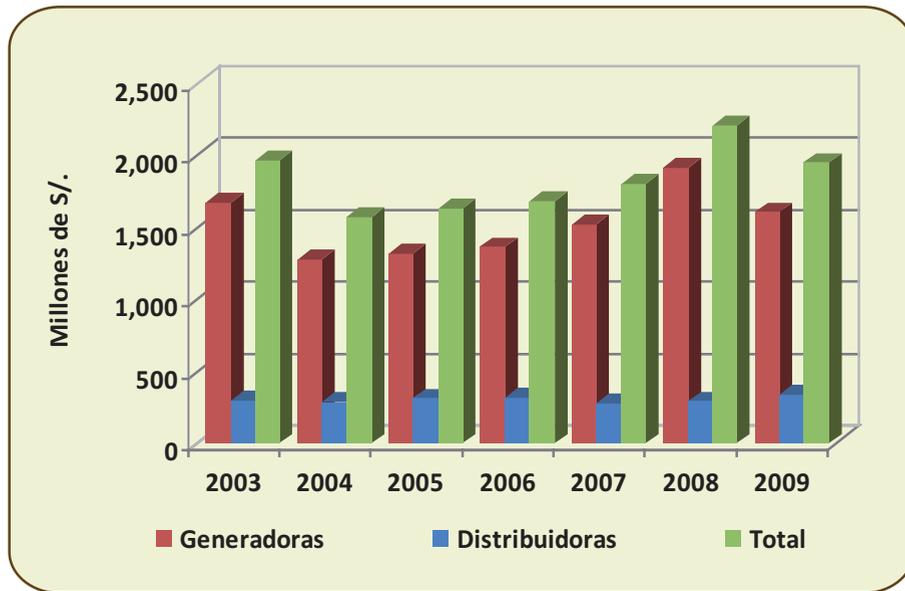
**Cuadro N° 28: Facturación en el mercado libre por tipo de empresa**

Tipo de Empresa	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Var. % 2003-2009
Generadoras	1,666	1,278	1,318	1,361	1,521	1,909	1,602	-3.83%
Distribuidoras	293	289	312	316	278	293	334	13.88%
<b>Total</b>	<b>1,959</b>	<b>1,567</b>	<b>1,630</b>	<b>1,676</b>	<b>1,799</b>	<b>2,201</b>	<b>1,946</b>	<b>-0.67%</b>

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

<sup>97</sup> El precio aumentó debido a algunas características particulares que presentó la demanda de las generadoras tales como una mayor variabilidad, una mayor cantidad demandada en horas punta, entre otras.

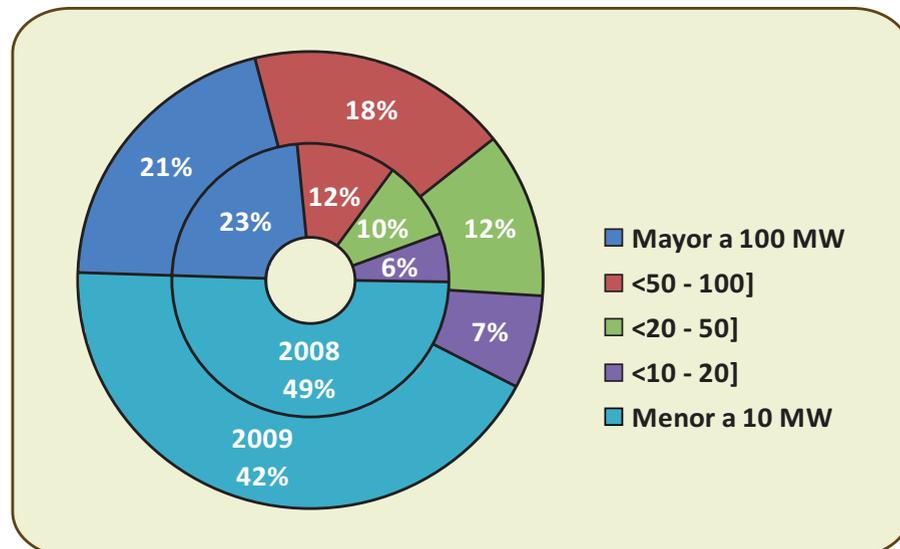
**Gráfico N° 52: Facturación en el mercado libre según empresa (Millones de S/.)**

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

### G. Grandes Usuarios

Tal como se había señalado anteriormente, la Ley N° 28832 define a los grandes usuarios como usuarios libres con una potencia contratada mayor o igual a 10 MW o grupo de usuarios libres con una potencia contratada total de, por lo menos, 10 MW. En el siguiente gráfico se puede apreciar las ventas de los años 2008 y 2009 según potencia contratada. En el año 2009, los grandes usuarios representaban aproximadamente el 50% del mercado libre resaltando aquellos que contratan una potencia mayor a 100 MW (23% del total).

**Gráfico N° 53: Participación en el mercado libre según potencia contratada**

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

El **Cuadro Nº 29** muestra la lista completa de los grandes usuarios en el SEIN, el suministrador, el nivel de ventas y la potencia contratada en los años 2008 y 2009.

Los grandes usuarios más importantes por su nivel de potencia contratada y consumo son la Minera Cerro Verde, Minera Antamina, Refinería de Cajamarquilla y Minera Yanacocha.

En el año 2009, se convirtieron en grandes usuarios: Aceros Arequipa, Shougang Hierro Perú y Sociedad Minera El Brocal.

Los grandes usuarios que cambiaron de suministrador fueron: Doe Run Perú (de Cahua a Electroandes), Minera Ares (de Edegel a SDF Energía), Minera Buenaventura (de Edegel a Kallpa). Otros concluyeron sus contratos con algunos de sus suministradores, tales como Yura (con Kallpa) y Minera Tintaya (con Egemsa).

A continuación, se presenta una lista con los nombres de las empresas considerados grandes usuarios del mercado libre:

Cuadro N° 29: Grandes usuarios del mercado libre

Cliente	Actividad	2008				2009			
		Suministrador	Venta de Energía (GWh)	Potencia Contratada (MW)	Potencia Contratada Total (MW)	Suministrador	Venta de Energía (GWh)	Potencia Contratada (MW)	Potencia Contratada Total (MW)
Aceros Arequipa	Industria Metalúrgica	-	-	-	-	Electroperú	378.02	120.00	120.00
Alicorp	Alimentos	Enersur	53.85	14.10	14.10	Enersur	75.63	14.10	14.10
Cemento Andino	Cementos	Electrocentro	101.84	21.00	21.00	Electrocentro	105.25	21.00	21.00
Cementos Lima	Cementos	Atocongo	3.80	41.75	91.75	Atocongo	15.93	41.80	91.80
		Termoselva	319.29	50.00		Termoselva	307.48	50.00	
Cementos Norte Pacasmayo	Cementos	Egenor	135.58	22.00	57.00	Egenor	132.48	22.00	60.00
		Kallpa	52.73	35.00		Kallpa	57.56	38.00	
Doe Run Perú	Minería	Cahua	102.28	58.00	58.00	Electroandes	89.93	83.00	83.00
Gold Fields La Cima	Minería	Kallpa	48.00	25.00	25.00	Kallpa	149.16	25.00	25.00
Kimberly-Clark Perú	Papel	Egenor	59.82	12.00	12.00	-	-	-	-
Lima Airport Partners	Transporte	Edelnor	27.84	12.00	12.00	Edelnor	32.81	12.00	12.00
Metalúrgica Peruana	Industria Metalúrgica	Kallpa	61.04	18.00	18.00	Kallpa	67.45	18.00	18.00
Minera Antamina	Minería	Edegel	627.12	114.00	114.00	Edegel	635.39	95.00	95.00
Minera Ares	Minería	Edegel	79.75	12.00	12.00	SDF Energía	71.41	15.00	15.00
Minera Barrick Misquichilca	Minería	Egenor	68.98	20.00	20.00	Egenor	66.24	20.00	20.00
Minera Buenaventura	Minería	Edegel	56.71	10.00	10.00	Kallpa	59.35	10.00	10.00
Minera Casapalca	Minería	Electroperú	30.32	14.00	14.00	Electroperú	61.50	14.00	14.00
Minera Cerro Verde	Minería	Egasa	361.98	60.00	170.00	Egasa	391.50	60.00	170.00
		Electroperú	895.66	110.00		Electroperú	842.39	110.00	
Minera los Quenuales	Minería	Enersur	150.46	23.00	23.00	Enersur	92.74	23.00	23.00
Minera Milpo	Minería	Egenor	62.84	15.00	15.00	Egenor y Termoselva	136.61	30.00	30.00
Minera Tintaya	Minería	Egamsa	81.97	22.00	44.00	Egamsa	-	-	18.00
		Enersur	88.92	22.00		Enersur	133.52	18.00	

\*Continúa en la página 114

## Cuadro N° 29: Grandes usuarios del mercado libre

\* Viene de la página 113

Cliente	Actividad	2008				2009			
		Suministrador	Venta de Energía (GWh)	Potencia Contratada (MW)	Potencia Contratada Total (MW)	Suministrador	Venta de Energía (GWh)	Potencia Contratada (MW)	Potencia Contratada Total (MW)
Minera Volcán	Minería	Electroperú	403.40	52.50	52.50	Electroperú	382.01	52.50	52.50
Minera Yanacocha	Minería	Termoselva	527.33	41.00	41.00	Termoselva	576.05	55.00	55.00
Minsur	Minería	San Gabán	108.18	13.00	13.00	San Gabán	104.98	14.00	14.00
Panasa	Químicos	Enersur	79.70	12.00	12.00	Enersur	49.20	12.00	12.00
Quimpac	Químicos	Enersur	421.99	62.00	62.00	Enersur	353.03	50.00	50.00
Refinería de Cajamarquilla	Fundición	Edegel	632.66	135.00	135.00	Edegel	613.75	135.00	135.00
Shougang Hierro Perú	Minería	-	-	-	-	Shougesa	282.43	46.10	46.10
Siderperu	Fundición	Edegel	331.90	120.00	120.00	Edegel	252.69	120.00	120.00
Sociedad Minera El Brocal	Minería	-	-	-	-	San Gabán	0.01	10.00	10.00
Trupal	Papel	Kallpa	35.00	10.00	10.00	Kallpa	96.35	10.00	10.00
Yura	Cementos	Kallpa	42.91	15.00	37.00	Kallpa	276.36	40.00	40.00
		Egamsa	153.17	22.00		Egamsa	-	-	-
<b>Total</b>		<b>Total</b>	<b>6,207.02</b>	<b>1,213.35</b>	<b>1,213.35</b>	<b>Total</b>	<b>6,889.21</b>	<b>1,384.50</b>	<b>1,384.50</b>

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

## 2.6.6 Estadísticas del mercado libre por actividad económica

### A. Ventas de energía

Los clientes del mercado libre de electricidad, tomando en cuenta la actividad económica que desarrollan, se encuentran concentrados principalmente en dos actividades: minería y manufactura. Dichas actividades, representaron el 56% y 40% en el año 2008 de las ventas de energía en el mercado libre, respectivamente, tal como lo muestran el **Cuadro N° 30** y **Gráfico N° 54**.

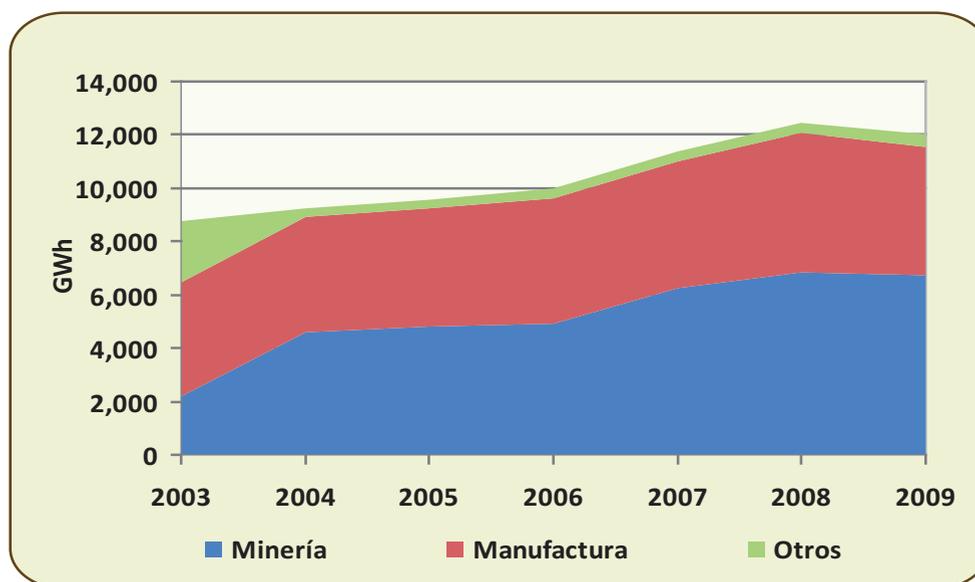
**Cuadro N° 30: Ventas de energía en el mercado libre por actividad económica**

Actividad	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Var. % 2003-2009
Minería	2,191.0	4,582.9	4,800.4	4,929.3	6,250.5	6,826.8	6,752.4	208.19%
Manufactura	4,285.5	4,319.7	4,434.8	4,705.7	4,773.3	5,249.7	4,771.3	11.34%
Otros	2,295.0	333.3	331.6	356.7	347.8	387.1	494.2	-78.47%
<b>Total</b>	<b>8,771.5</b>	<b>9,235.9</b>	<b>9,566.8</b>	<b>9,991.7</b>	<b>11,371.6</b>	<b>12,463.6</b>	<b>12,017.9</b>	<b>37.01%</b>

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

**Gráfico N° 54: Ventas de energía en el mercado libre por actividad económica**



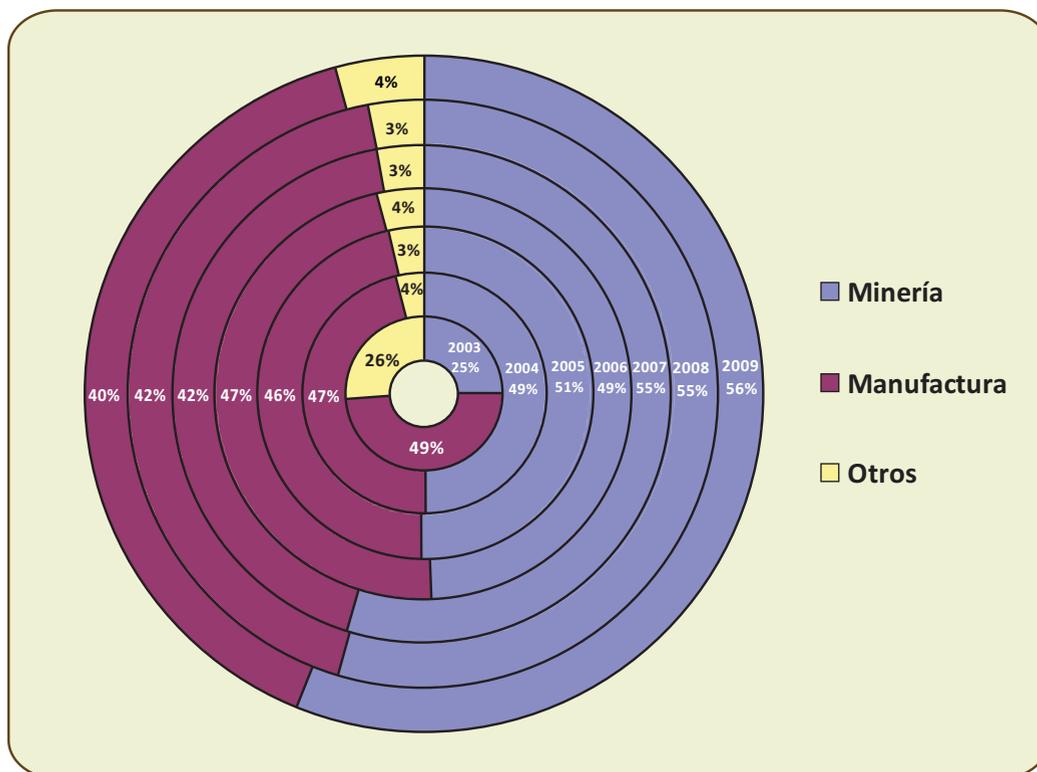
Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

El aumento en el número y volumen de producción de empresas mineras, debido al aumento del precio de los minerales, originó que la venta de energía tuviera un crecimiento acumulado de 208% durante el período 2003-2009. La industria manufacturera, segunda en importancia por consumo de electricidad, tuvo un crecimiento acumulado del consumo de energía de 11,34% durante el mismo período. El rubro “otros” del **Gráfico N° 54** cubre las demás actividades que consumen energía en el mercado libre: el comercio al por mayor y menor, el suministro de electricidad, gas y agua, el transporte, las comunicaciones, la pesca, la agroindustria, entre otras. Estos últimos en conjunto representaron sólo un 4% del consumo de energía en el mercado libre.

El **Gráfico N° 55** muestra las ventas de energía en porcentajes según actividad económica en el mercado libre de los últimos siete años.

**Gráfico N° 55: Ventas de energía en el mercado libre por actividad económica (en %)**<sup>98</sup>



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

En resumen, la minería representa el 56% del consumo de energía para el año 2009; la manufactura, un 40%; mientras que el resto de actividades, sólo un 4%. Se puede observar que existe un salto cuantitativo en el consumo eléctrico de la actividad minera entre el 2003 y 2004, explicado por el aumento del número de clientes libres de dicha actividad y por el aumento de la producción minera. Esta tendencia se mantuvo en los años subsiguientes reflejándose en una mayor participación de la actividad minera en el consumo eléctrico total del mercado libre.

<sup>98</sup> Los años se representan desde el centro, hacia afuera. Así, el anillo central representa al año 2003 mientras que el anillo exterior representa al año 2009. Los anillos intermedios representan los años que van del 2004 al 2008, respectivamente.

## 2.7 La concentración en el mercado eléctrico peruano

Finalmente, para tener un panorama completo del diseño y funcionamiento del sector eléctrico peruano, se ha considerado importante analizar la concentración que existe en las actividades donde se puede introducir competencia, tales como la generación eléctrica y el mercado libre de electricidad. Antes de ello, se presentan algunos conceptos generales sobre las formas de medir la concentración.

### 2.7.1 Formas de medir la concentración de los mercados

Se puede tener distintas estructuras de mercado cuyos límites son: por un lado, una situación de competencia perfecta (muchos operadores sin poder de mercado individual); por otro, un monopolio (un único operador con poder de mercado para elevar precios)<sup>99</sup>.

El objetivo de medir la concentración de los mercados es saber a cuál de ambas estructuras se acerca el mercado bajo análisis y, para esta finalidad, se utilizan los índices de concentración.

### 2.7.2 Índices de concentración: el $C_k$ y el HHI

Existen diversos índices que miden la concentración de los mercados, siendo los más utilizados el “índice de la razón de concentración ( $C_k$ )” y el “índice de Herfindahl y Hirschman (HHI)”<sup>100</sup>. A continuación, se hace una breve descripción de los referidos índices.

**A. Índice de la razón de concentración ( $C_k$ ):** es uno de los índices de concentración más utilizados por su simplicidad de construcción e interpretación. Se define como la sumatoria de los porcentajes de mercado de las 4, 8, 20 o 50 empresas con mayor participación en la industria (“k” empresas de un total de “n” empresas), en ese sentido hallaríamos los índices  $C_4$ ,  $C_8$ ,  $C_{20}$  o  $C_{50}$  respectivamente. Este indicador se puede expresar matemáticamente como:

$$C_k = \sum_{i=1}^k s_i = s_1 + s_2 + s_3 + \dots + s_k$$

Donde  $s_i$  es la porción<sup>101</sup> o cuota de mercado de la i-ésima empresa dentro de las k empresas más grandes.

El valor de este índice varía en el intervalo  $[k/n, 1]$ , lo que se interpreta como una situación muy competitiva cuando el índice tiende<sup>102</sup> a cero, y como monopolio si el valor es de 1 ó 100%. Por ejemplo, si las cuatro empresas con mayor participación en el mercado tienen cuotas como  $s_1 = 67\%$ ,  $s_2 = 8\%$ ,  $s_3 = 3\%$  y  $s_4 = 2\%$ , respectivamente, el índice de la razón será igual a:

$$C_4 = s_1 + s_2 + s_3 + s_4 = 67\% + 8\% + 3\% + 2\% = 80\% = 0.8$$

<sup>99</sup> Entre estas dos estructuras de mercado extremas se puede presentar una amplia gama de posibilidades de estructuras oligopólicas. Denominamos oligopolio a la configuración de mercado donde están presentes un pequeño número de empresas.

<sup>100</sup> Otro índice bastante popular es el “índice de entropía”, del cual no se trata en el presente trabajo.

<sup>101</sup> Normalmente el porcentaje, porción o cuota de mercado ( $s_i$ ) se obtiene en base a las ventas,  $s_i = \frac{\text{Ventas de la empresa } i}{\text{Ventas Totales en el mercado}}$ , con  $\sum_{i=1}^n s_i = 1$ , donde n es el número total de empresas en el mercado.

<sup>102</sup> Lo que tendría lugar si existe un número de empresas muy grande en el mercado y cada una tiene una porción del mismo muy pequeña.

De los datos obtenidos, se puede notar que se trata de un mercado bastante concentrado, en la medida que se ubica cerca del límite superior (100% ó 1).

El problema con este indicador de concentración es que no distingue entre una estructura como la mostrada, donde existe una empresa dominante con 67% del mercado, y una estructura oligopólica donde las cuatro mayores empresas tienen participaciones iguales a 20% del mercado cada una (Martin: 1994).

## B. Índice de Herfindahl – Hirschman (HHI)

Este índice de concentración se define como la suma de la participación de mercado al cuadrado de todas las empresas en la industria. Este índice se puede expresar matemáticamente como:

$$HHI = \sum_{i=1}^n s_i^2 = s_1^2 + s_2^2 + s_3^2 + \dots + s_n^2$$

Donde  $n$  es el total de empresas en dicho mercado. Este índice de concentración tiene la ventaja de incorporar la participación de mercado de cada una de las empresas y no solo de las más grandes (Martin: 1994).

El valor de este indicador varía en el intervalo  $[1/n, 1]$ , que de resultar un HHI cercano a 0, refleja una situación muy competitiva, hasta un HHI igual a 1 que refleja una situación de monopolio. Este indicador se puede presentar también en una escala de 0 a 10 000, forma que se usará en el presente trabajo.

Considerando la escala de 0 a 10 000, y según la *Horizontal Merger Guidelines*<sup>103</sup> del U.S. Department of Justice and the Federal Trade Comisión, el HHI se interpreta de la siguiente manera<sup>104</sup>:

**Cuadro N° 31: Interpretación del HHI**

HHI	Interpretación
0 – 1,000	Mercado Desconcentrado
1,000 – 1,800	Mercado Medianamente Concentrado
1,800 – 10,000	Mercado Altamente Concentrado

Elaboración: Propia

### 2.7.3 Índices de inestabilidad

El índice de inestabilidad se encuentra dentro de la clasificación de los **índices de volatilidad**, los cuales intentan capturar la manera cómo varía la participación de las empresas en el mercado y buscan medir el cambio en la intensidad de competencia a lo largo del tiempo. El índice de inestabilidad se define como la sumatoria de la diferencia, en valor absoluto, entre las participaciones de mercado de cada empresa en el período anterior ( $t_0$ ) y el actual ( $t_1$ ), todo dividido entre 2.

$$I_{Inestabilidad} = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n |s_{it_1} - s_{it_0}|$$

<sup>103</sup> Al respecto, véase su página Web: [http://www.justice.gov/atr/public/guidelines/horiz\\_book/15.html](http://www.justice.gov/atr/public/guidelines/horiz_book/15.html) (Visita 15.10.10).

<sup>104</sup> En estricto, la *Horizontal Merger Guidelines* utiliza estos valores del HHI, luego de una fusión, para analizar la conveniencia o no de las concentraciones de mercado.

Este índice varía en el intervalo de  $[0, 1]$ , donde 0 significa que ninguna empresa ha variado su participación de mercado y 1 significa que todas las empresas que operaban inicialmente pasaron a tener una participación igual a cero, mientras nuevas empresas ingresaron al mercado. Por lo tanto, mientras más elevado sea este índice, se interpreta como una mejora en las condiciones de la competencia en el mercado.

Entre los índices de concentración y volatilidad, específicamente entre HHI e  $I_{\text{Inestabilidad}}$ , existe una relación negativa, de tal modo que cuando el índice de Herfindahl-Hirschman es muy elevado, el índice de inestabilidad es muy bajo, mostrando que para niveles altos de concentración, el cambio en el nivel de competencia es reducido y viceversa. Por este motivo se dice que el índice de concentración es un estadístico suficiente para analizar la concentración del mercado y su variación en el tiempo (Cabral: 1997).

#### 2.7.4 Concentración en el mercado de generación eléctrica

Para el análisis de la concentración del mercado de generación eléctrica peruano, se ha considerado solo a las empresas que operan en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)<sup>105</sup>. El período de análisis comprende el rango de años 2002–2009, tomando en consideración que recién en noviembre del año 2000 se dio origen al SEIN, producto de la interconexión del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado del Sur (SISUR) .

Entre los años 2002 y 2004 operaron 14 empresas de generación en el SEIN, incrementándose este número a 16 para el año 2006, con el ingreso de la Sociedad Minera Corona (noviembre de 2005) y la generadora Eléctrica Santa Rosa (enero de 2006). En el año 2007, se produce la absorción de Etevensa por Edegel y el ingreso al sistema de Kallpa Energy. Finalmente, en el año 2009 ingresaron al mercado Chinango, Celepsa, Agro Industrial Paramonga, SDF Energía y Gepsa.

De lo señalado se puede observar que en el período analizado han participado básicamente ocho grupos económicos, de los cuales subsisten solo seis. Cabe resaltar que para la identificación de los grupos económicos se ha tomado en cuenta la composición accionaria de cada empresa, así como la composición accionaria de las empresas poseedoras de dichas acciones, esto con el objetivo de detectar relaciones indirectas que determinarían que dos empresas pertenezcan a un mismo grupo económico.

Respecto a la propiedad de las empresas generadoras, se debe advertir que luego del proceso de privatización producto de las reformas de primera generación en el sector eléctrico (1992), el mercado de generación eléctrica se encuentra conformado por empresas estatales y privadas. Dentro del primer grupo tenemos las siguientes empresas estatales: Electroperú, Egasa, Egemsa, Egesur y San Gabán; y, en el segundo, las siguientes empresas privadas: grupo Endesa, que actualmente está compuesto por Edegel, Eepsa y Chinango<sup>106</sup>; el grupo económico GDF Suez – Tractebel que cuenta con Enersur; el grupo Duke Energy, conformado por Egenor y Termoselva (ésta última fue adquirida al grupo Aguaytia Energy en marzo del 2006); el grupo SN Power (Statkraft Norfund Power Invest S.A.), que adquirió al Grupo NRG Energy, quien era propietario de Cahua S.A., además en septiembre del año 2007 también adquiere Electroandes que era propiedad del grupo PSEG; y, finalmente, en el mismo año, ingresa el grupo Israel Corp. a través de Kallpa Generación S.A.

<sup>105</sup> Las empresas que participan en el mercado de electricidad se les puede clasificar según la interconexión a un sistema u otro, es decir, si pertenecen al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) o a los sistemas aislados.

<sup>106</sup> Etevensa que también pertenecía a este grupo económico se fusionó con Edegel como ya se había mencionado anteriormente.

El Cuadro Nº 32 muestra la producción de energía de cada una de las empresas generadoras, públicas y privadas, clasificadas por grupo económico.

**Cuadro Nº 32: Generación eléctrica del SEIN (GWh) por grupo económico**

Grupo	Empresa	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Estado	Electroperú	6,860.4	7,174.8	6,714.4	6,883.9	7,404.8	7,171.6	6,740.1	7,167.9
	Egasa	848.9	910.1	1,035.9	772.8	1,082.3	986.7	915.2	742.9
	Egamsa	698.0	719.0	720.5	748.2	740.7	750.5	751.4	757.7
	Egesur	135.3	178.0	203.2	195.4	46.8	92.2	108.4	102.3
	San Gabán	776.1	737.3	791.6	757.1	772.0	767.4	741.5	736.1
Total Estado		9,318.8	9,719.2	9,465.6	9,357.5	10,046.5	9,768.4	9,256.6	9,506.8
Endesa	Edegel	4,313.5	4,602.6	4,415.3	4,672.2	6,303.9	7,787.9	8,235.5	7,694.3
	Etevensa	9.4	5.9	965.4	1,866.9	435.9	-	-	579.8
	Eepsa	261.5	395.1	553.5	515.8	591.9	601.0	685.1	-
	Chinango	-	-	-	-	-	-	-	608.6
Total Endesa		4,584.4	5,003.6	5,934.2	7,054.9	7,331.8	8,388.9	8,920.6	8,882.7
GDF Suez	Enersur	1,269.5	1,398.5	1,651.9	1,550.4	2,249.3	3,823.3	4,823.1	4,749.7
Total GDF Suez		1,269.5	1,398.5	1,651.9	1,550.4	2,249.3	3,823.3	4,823.1	4,749.7
Duke Energy	Egenor	2,054.0	2,030.2	2,179.8	2,086.5	2,126.7	2,185.6	2,386.0	2,208.7
	Termoselva	-	-	-	-	1,148.0	1,141.5	1,223.7	1,038.1
Total Duke Energy		2,054.0	2,030.2	2,179.8	2,086.5	3,274.7	3,327.2	3,609.7	3,246.9
Stakraft Norfund Power Invest AS	Cahua	481.6	495.7	432.1	483.7	502.9	527.4	544.6	537.4
	Electro Andes	-	-	-	-	-	976.0	1,053.5	1,134.1
Total SN Power		481.6	495.7	432.1	483.7	502.9	1,503.4	1,598.1	1,671.6
Israel Corp.	Kallpa	-	-	-	-	-	279.9	987.6	1,237.9
Total Israel Corp.		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	279.9	987.6	1,237.9
Aguaytia Energy	Termoselva	745.0	834.8	1,130.3	1,291.1	-	-	-	-
Total Aguaytia Energy		745.0	834.8	1,130.3	1,291.1	0.0	0.0	0.0	0.0
Grupo PSEG	Electro Andes	1,169.8	1,154.3	1,042.9	1,047.3	1,109.2	-	-	-
Total Grupo PSEG		1,169.8	1,154.3	1,042.9	1,047.3	1,109.2	0.0	0.0	0.0
Otros	Soc. Mra. Corona	-	-	-	22.5	132.9	118.1	136.8	147.8
	Celepsa	-	-	-	-	-	-	-	0.2
	Agroind. Paramonga	-	-	-	-	-	-	-	1.8
	Shougesa	28.1	52.3	65.9	107.9	105.9	38.5	225.3	132.9
	Eléct. Santa Rosa	-	-	-	-	6.4	7.3	0.9	-
	SDF Energía	-	-	-	-	-	-	-	187.4
	Eléct. Santa Cruz	-	-	-	-	-	-	-	22.5
	Gepsa	-	-	-	-	-	-	-	19.1
Total Otros		28.1	52.3	65.9	130.4	245.3	163.9	363.0	511.7
<b>Total</b>		<b>19,651.1</b>	<b>20,688.6</b>	<b>21,902.7</b>	<b>23,001.7</b>	<b>24,759.6</b>	<b>27,254.9</b>	<b>29,558.7</b>	<b>29,807.3</b>

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Se puede observar que a pesar del proceso de privatización producto de las reformas de la primera generación, el grupo empresarial de mayor producción es el Estado Peruano, el cual ha mantenido una producción esencialmente hidroeléctrica bastante estable en el período analizado. El segundo grupo económico es Endesa, el cual ha venido aumentando su producción sostenidamente en el período, incrementando básicamente su producción térmica, principalmente a base de gas natural (estuvo cerca a duplicar la producción del 2002). Por su parte, GDF Suez también incrementó su producción la cual es predominantemente térmica; mientras que Duke a partir de la adquisición de termoselva equilibró su producción que era básicamente hidroeléctrica.

En el **Cuadro N° 33** se muestra la evolución de la participación de mercado de cada uno de los grupos económicos. Se puede observar que la participación de mercado en la producción eléctrica del Estado peruano ha seguido una tendencia decreciente; mientras que los grupos Endesa y GDF Suez han seguido una tendencia creciente. SN Power duplicó su participación, aunque aún representa una pequeña porción del mercado.

**Cuadro N° 33: Participación porcentual en la producción anual por grupo económico**

Grupo	Empresa	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Estado	Electroperú								
	Egasa								
	Egema	47.4%	47.0%	43.2%	40.7%	40.6%	35.8%	31.3%	31.9%
	Egesur								
	San Gabán								
	Edegel								
Endesa	Etevensa	23.3%	24.2%	27.1%	30.7%	29.6%	30.8%	30.2%	29.8%
	Eepa								
	Chinango								
GDF Suez	Enersur	6.5%	6.8%	7.5%	6.7%	9.1%	14.0%	16.3%	15.9%
Duke Energy	Egenor	10.5%	9.8%	10.0%	9.1%	13.2%	12.2%	12.2%	10.9%
	Termoselva								
Stakraft Norfund	Cahua	2.5%	2.4%	2.0%	2.1%	2.0%	5.5%	5.4%	5.6%
Power Invest AS	Electro Andes								
Israel Corp.	Kallpa	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.0%	3.3%	4.2%
Aguaytia Energy	Termoselva	3.8%	4.0%	5.2%	5.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Grupo PSEG	Electro Andes	6.0%	5.6%	4.8%	4.6%	4.5%	0.0%	0.0%	0.0%
Otros	Sociedad Minera Corona	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.5%	0.4%	0.5%	0.5%
	Celepsa	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Agroindustrial Paramonga	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	Shougesa	0.1%	0.3%	0.3%	0.5%	0.4%	0.1%	0.8%	0.4%
	Eléctrica Santa Rosa	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
	SDF Energía	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.6%
	Eléctrica Santa Cruz	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%
	Gepa	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%
Total		100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
HHI		3,000	2,987	2,811	2,780	2,805	2,609	2,348	2,327

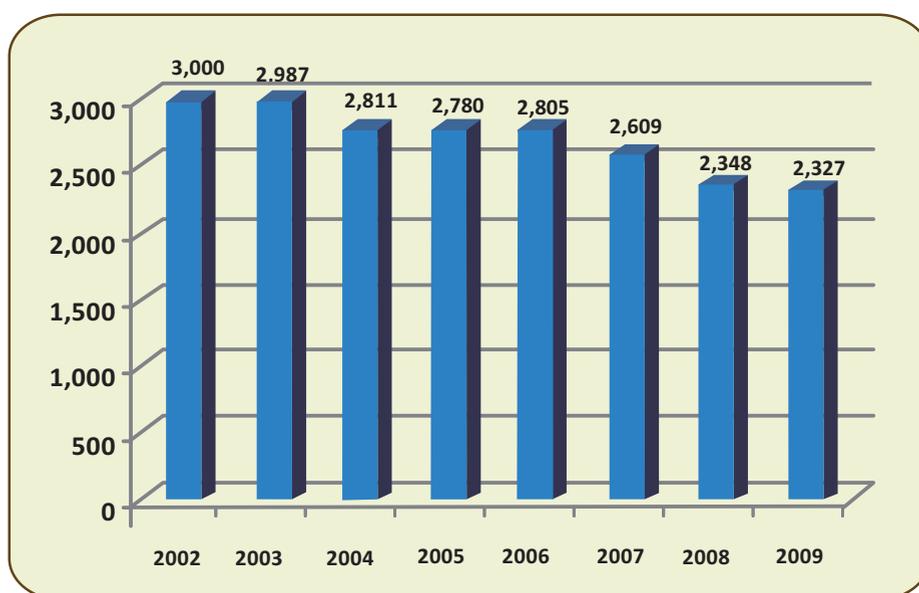
Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

En ese sentido, utilizando las participaciones de la producción de cada grupo económico mostradas en el cuadro anterior, se calculó el HHI para cada año a partir de la suma de dichas participaciones al cuadrado<sup>107</sup>.

En el **Gráfico N° 56** se muestra la evolución del HHI para el mercado de generación eléctrica donde se observa que el HHI presenta una tendencia decreciente, producto del ingreso de nuevos competidores, así como la reducción de la ventaja que presentaba el grupo de empresas estatales, debido a la mayor inversión y el consecuente crecimiento en la participación de grupos como Endesa, GDF Suez o Duke. De lo señalado se puede concluir que este mercado ha incrementado su grado de competencia, no obstante, no por ello, ha dejado de ser un mercado altamente concentrado, pues de acuerdo con los umbrales de la *Horizontal Merger Guidelines del U.S. Department of Justice and the Federal Trade Comisión* el HHI es mayor a 1800.

**Gráfico N° 56: Índice HHI del mercado de generación eléctrica (2002–2009)**



Fuente: OSINERGMIN  
Elaboración: Propia

Resulta interesante notar que esta tendencia coincide con la implantación del nuevo esquema de formación de precios instaurado mediante la Ley de Generación Eficiente (Ley N° 28832), brindando indicios de efectos positivos en la competencia en el mercado eléctrico. No obstante ello, se debe tener en cuenta que resulta importante fortalecer el mecanismo de licitaciones a fin de atraer mayor inversión y, por tanto, más competencia.

### 2.7.5 Concentración en el mercado libre de electricidad

Para el caso del mercado libre se ha considerado como período de análisis el 2003-2009<sup>108</sup>. En el **Cuadro N° 34** se muestra las ventas totales de cada una de las empresas, de generación y distribución eléctrica, según el grupo económico al que pertenecen.

<sup>107</sup> También es posible realizar la medición de la concentración del mercado eléctrico con el HHI utilizando la potencia efectiva en lugar de la energía producida; otra alternativa es utilizar la facturación, o las ventas de energía, dicha variante es utilizada en la sección siguiente donde se analiza la concentración en el mercado libre de electricidad. Cabe anotar que las posibilidades mencionadas son complementarias en lugar de sustitutas.

<sup>108</sup> Para analizar la concentración de este mercado, se utilizarán las ventas de energía.

Cuadro N° 34: Ventas en el mercado libre (GWh) según grupo económico

Grupo	Empresa	Tipo	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Var. % 2003- 2009
Estado	Electroperú	G	858.3	706.3	798.3	872.8	1,566.0	1,911.6	1,418.6	65.3%
	Egasa	G	69.4	66.5	75.3	88.8	452.4	424.5	291.8	320.5%
	Egamsa	G	281.8	290.7	326.6	323.1	331.6	335.1	143.0	-49.3%
	San Gabán	G	485.1	568.7	403.8	431.6	443.7	210.5	84.4	-82.6%
	Electro Puno	D	16.3	16.2	14.5	18.9	14.3	18.2	-	-
	Electro Sur Este	D	14.0	20.5	31.2	40.8	55.9	61.5	52.8	277.1%
	Electro Ucayali	D	7.4	7.7	7.8	7.3	7.9	9.1	6.5	-12.2%
	Electrocentro	D	74.0	83.7	87.5	106.4	111.3	101.8	75.4	1.9%
	Electronoroeste	D	25.0	27.7	4.9	4.7	5.1	5.7	15.1	-39.6%
	Electronorte	D	3.3	4.1	13.4	23.2	28.0	30.3	22.8	590.9%
	Hidrandina	D	120.2	54.8	15.8	12.6	22.1	30.1	21.8	-81.9%
	Seal	D	34.1	26.8	32.9	44.5	51.3	41.6	26.8	-21.4%
<b>Total Estado</b>			<b>1,988.9</b>	<b>1,873.7</b>	<b>1,812.0</b>	<b>1,974.7</b>	<b>3,089.6</b>	<b>3,180.0</b>	<b>2,159.0</b>	<b>8.6%</b>
Endesa	Edegel	G	1,672.7	1,698.5	1,701.0	1,805.8	1,761.6	1,870.1	1,244.2	-25.6%
	Eepsa	G	47.6	52.9	53.4	61.6	64.5	61.4	49.6	4.2%
	Chinango	G	-	-	-	-	-	-	15.5	-
	Edelnor	D	732.4	908.6	1,003.5	1,026.1	895.3	928.9	674.1	-8.0%
<b>Total Endesa</b>			<b>2,452.7</b>	<b>2,660.0</b>	<b>2,757.8</b>	<b>2,893.5</b>	<b>2,721.4</b>	<b>2,860.4</b>	<b>1,983.4</b>	<b>-19.1%</b>
GDF Suez	Enersur	G	1,503.0	1,671.3	1,841.9	1,956.9	2,349.5	2,635.0	1,836.1	22.2%
<b>Total GDF Suez</b>			<b>1,503.0</b>	<b>1,671.3</b>	<b>1,841.9</b>	<b>1,956.9</b>	<b>2,349.5</b>	<b>2,635.0</b>	<b>1,836.1</b>	<b>22.2%</b>
Duke Energy	Egenor	G	264.9	373.7	382.7	425.6	512.0	581.2	412.4	55.7%
	Termoselva	G	-	-	-	860.8	894.7	1,010.7	769.5	-
<b>Total Duke Energy</b>			<b>264.9</b>	<b>373.7</b>	<b>382.7</b>	<b>1,286.4</b>	<b>1,406.7</b>	<b>1,591.9</b>	<b>1,181.9</b>	<b>346.2%</b>
Stakraft Norfund	Cahua	G	211.6	39.7	6.8	9.6	6.1	90.2	66.6	-68.5%
Power Invest AS	Electro Andes	G	-	-	-	-	660.1	570.5	192.4	-
<b>Total SN Power</b>			<b>211.6</b>	<b>39.7</b>	<b>6.8</b>	<b>9.6</b>	<b>666.2</b>	<b>660.7</b>	<b>259.0</b>	<b>22.4%</b>
Israel Corp.	Kallpa	G	-	-	-	-	140.8	500.3	628.9	-
<b>Total Israel Corp.</b>			<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>140.8</b>	<b>500.3</b>	<b>628.9</b>	<b>-</b>
Aguaytia Energy	Termoselva	G	294.2	717.4	816.9	-	-	-	-	-
<b>Total Aguaytia Energy</b>			<b>294.2</b>	<b>717.4</b>	<b>816.9</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>-100.0%</b>
Grupo PSEG	Luz del Sur	G	1,039.6	1,001.6	928.9	802.9	-	-	-	-
	Luz del Sur	D	605.5	428.8	468.3	501.6	-	-	-	-
	Edecañete	D	-	-	1.9	11.2	-	-	-	-
<b>Total Grupo PSEG</b>			<b>1,645.1</b>	<b>1,430.4</b>	<b>1,399.1</b>	<b>1,315.7</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>-100.0%</b>
AEI / Sempra Energy	Luz del Sur	D	-	-	-	-	397.8	380.6	282.0	-
	Edecañete	D	-	-	-	-	13.1	11.4	4.8	-
<b>Total Grupo AEI / Sempra Energy</b>			<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>410.9</b>	<b>392.0</b>	<b>286.8</b>	<b>-</b>
Otros	Shougesa	G	343.8	374.2	417.2	422.6	430.4	428.2	236.8	-31.1%
	Atocongo	G	6.5	6.6	9.1	11.6	1.6	3.8	8.9	36.9%
	Soc. Mra. Corona	G	-	25.4	42.6	49.0	52.3	78.2	73.5	-
	SDF Energía	G	-	-	-	-	-	-	58.1	-
	Conenhua	G	-	-	-	-	20.5	25.2	16.6	-
	Sin contrato	G	-	-	-	-	-	-	43.9	-
	Coelvisac	D	-	-	-	-	14.9	74.0	90.8	-
	Electro Sur Medio	D	60.9	63.6	80.8	71.7	66.8	33.8	30.6	-49.8%
<b>Total Otros</b>			<b>411.2</b>	<b>469.8</b>	<b>549.6</b>	<b>554.9</b>	<b>586.5</b>	<b>643.2</b>	<b>559.2</b>	<b>36.0%</b>
<b>Total</b>			<b>8,771.6</b>	<b>9,236.0</b>	<b>9,566.7</b>	<b>9,991.7</b>	<b>11,371.6</b>	<b>12,463.5</b>	<b>8,894.3</b>	<b>1.4%</b>

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Durante los siete años analizados han participado en el mercado libre básicamente nueve grupos económicos, estos son: Estado Peruano, Endesa, GDF Suez, Duke Energy, SN Power, Israel Corp., Aguaytia Energy, Grupo PSEG y AEI/Sempra Energy. Dentro de cada grupo económico pueden existir tanto empresas generadoras como distribuidoras, las cuales están diferenciadas con la letra G o D (Tipo), respectivamente.

De la información presentada, se puede apreciar que los grupos económicos con mayor participación son: Endesa, PSEG, Enersur y el Estado Peruano. En el caso del Estado

**Cuadro Nº 35: Participaciones en el mercado libre (GWh)**

Grupo	Empresa		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Estado	Electroperú	G	22.7%	20.3%	18.9%	19.8%	27.2%	25.5%	24.3%
	Egasa	G							
	Egamsa	G							
	San Gabán	G							
	Electro Puno	D							
	Electro Sur Este	D							
	Electro Ucayali	D							
	Electrocentro	D							
	Electronoroeste	D							
	Electronorte	D							
	Hidrandina	D							
	Seal	D							
Endesa	Edegel	G	28.0%	28.8%	28.8%	29.0%	23.9%	23.0%	22.3%
	Eepsa	G							
	Chinango	G							
	Edelnor	D							
GDF Suez	Enersur	G	17.1%	18.1%	19.3%	19.6%	20.7%	21.1%	20.6%
Duke Energy	Egenor	G	3.0%	4.0%	4.0%	12.9%	12.4%	12.8%	13.3%
	Termoselva	G							
Stakraft Norfund Power Invest AS	Cahua	G	2.4%	0.4%	0.1%	0.1%	5.9%	5.3%	2.9%
	Electro Andes	G							
Israel Corp.	Kallpa	G	-	-	-	-	1.2%	4.0%	7.1%
Aguaytia Energy	Termoselva	G	3.4%	7.8%	8.5%	-	-	-	-
Grupo PSEG	Electro Andes	G	18.8%	15.5%	14.6%	13.2%	-	-	-
AEI / Sempra Energy	Luz del Sur	D	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	3.6%	3.1%	3.2%
	Edecañete	D							
Otros	Shougesa	G	3.9%	4.1%	4.4%	4.2%	3.8%	3.4%	2.7%
	Atocongo	G	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.1%
	Soc. Mra. Corona	G	-	0.3%	0.4%	0.5%	0.5%	0.6%	0.8%
	SDF Energía	G	-	-	-	-	-	-	0.7%
	Conenhua	G	-	-	-	-	0.2%	0.2%	0.2%
	Sin contrato	G	-	-	-	-	-	-	0.5%
	Coelvisac	D	-	-	-	-	0.1%	0.6%	1.0%
	Electro Sur Medio	D	0.7%	0.7%	0.8%	0.7%	0.6%	0.3%	0.3%
<b>Total</b>			<b>100.0%</b>						
<b>HHI Mercado Libre</b>			<b>1,983</b>	<b>1,902</b>	<b>1,883</b>	<b>1,971</b>	<b>1,955</b>	<b>1,855</b>	<b>1,768</b>

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

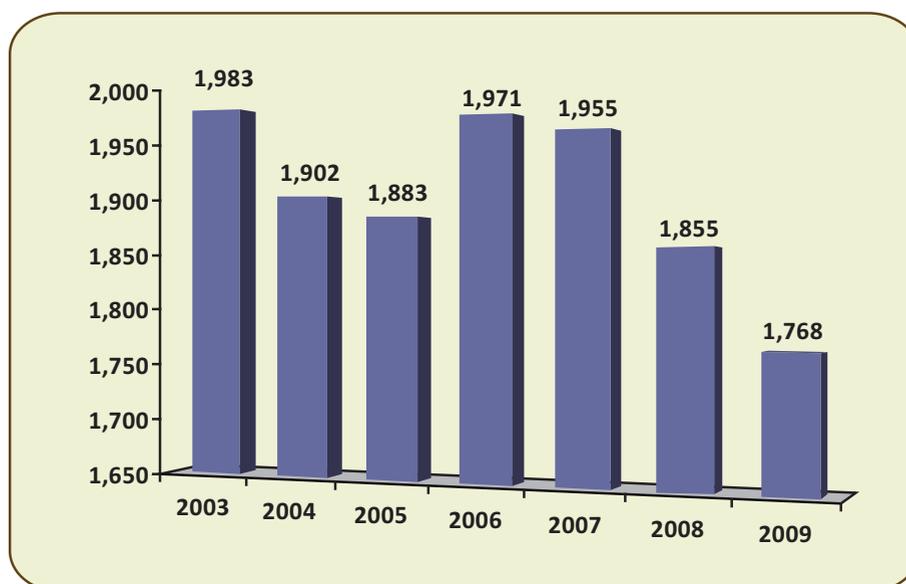
Peruano llama la atención la cantidad de empresas que lo conforman (12 en total); sin embargo, la única con participación de mercado significativa es Electroperú. Así mismo, se observa que existen movimientos entre e intra grupos durante el período analizado.

Así, se puede notar varios cambios en el mercado: ingreso de la Sociedad Minera Corona (2004), la absorción de Aguaytía Energy por Duke Energy (2006); ingreso de Conenhua, Coelvisac y Kallpa Energy (2007); SN Power incorpora a Electroandes; mientras que Luz del Sur y Edecañete pasan a formar parte de AIE (2007); Electropuno se queda sin Clientes Libres (finales de 2008); y, por último, ingresan Chinango y Sudamericana de Fibras (SDF) (2009).

En el **Cuadro N° 35** se muestra las participaciones de mercado de los grupos económicos que operan en el mercado libre. En el período de análisis, la participación porcentual de Endesa tiene una tendencia a disminuir; de modo contrario, Duke Energy tiende a incrementar su cuota de mercado; mientras que el Estado Peruano y GDF Suez mantienen su participación relativamente constante.

Sobre la base de las participaciones de cada grupo económico en el mercado libre, se calculó el índice de concentración de Herfindahl y Hirschman (HHI) para el período 2003 – 2009. La parte final del **Cuadro N° 35** y **Gráfico N° 57** muestran la evolución del HHI, el cual tiene una tendencia a disminuir en el período analizado.

**Gráfico N° 57: Índice HHI de ventas de las empresas del mercado libre (2003–2009)**



Fuente: OSINERGMIN  
Elaboración: Propia

Durante el período comprendido entre los años 2003-2005, el HHI se encuentra por encima de los 1800, por lo que se puede inferir que es un mercado altamente concentrado, aunque presenta una clara tendencia a la baja. Para el año 2006, el índice aumenta, influenciado principalmente por la incorporación de Termoselva en Duke Energy; sin embargo, luego de ese año, el HHI continúa su tendencia a la baja, llegando muy cerca al límite de un mercado moderadamente concentrado en el año 2008, pasando ligeramente dicha barrera en el año 2009 con un HHI de 1768.

Se puede concluir que tanto el mercado eléctrico del SEIN, como el mercado libre de electricidad son mercado concentrados; no obstante, en los periodos de análisis han presentado una tendencia a disminuir su concentración, lo que indica que se deben hacer mayores esfuerzos por incrementar la competencia en ambos casos, ya que eso redundaría en menores costos para el sistema y, por lo tanto, en menores tarifas.

Por otro lado, respecto del mercado libre se puede afirmar que presenta una mayor competencia, esto debido a que el número de empresas se incrementa debido a la participación no solo de generadores, sino también de empresas distribuidoras.

## PARTE III:

### Mecanismos de Formación de Precios en el Sector Eléctrico Peruano

Habiendo abordado en la primera y segunda parte los aspectos técnicos y económicos del mercado eléctrico, en esta tercera parte se presenta un estudio detallado de los mecanismos de formación de precios, lo que incluye la regulación tarifaria y los mecanismos de mercado.

En una primera sección, se analizan las transacciones físicas y financieras que se dan en el mercado eléctrico, a fin de comprender su funcionamiento a cabalidad, planteando una serie de ejemplos que grafican las transacciones que se realizan en el mercado. Seguidamente, se presenta el diseño del sector eléctrico peruano, atendiendo a la división de actividades que presenta la cadena productiva de dicho sector (generación, transmisión y distribución), incluyendo el análisis de la actividad de comercialización, tanto minorista como mayorista, y la operación económica del sistema.

Tomando en cuenta el diseño del mercado eléctrico, en la regulación tarifaria de la actividad de generación se presenta el modelo del peak load pricing, el cual sirve para explicar los fundamentos marginalistas aplicados para la regulación tarifaria de la referida actividad, así también se desarrollan los mecanismos de precios en barra y precios firmes, presentando en ambos casos los fundamentos teóricos y prácticos de los mismos.

En cuanto a la regulación tarifaria de la transmisión eléctrica, se estudian los sistemas principal y secundario (regulados en la Ley de Concesiones Eléctricas) y los sistemas garantizado y complementario (regulados en la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica).

Para el caso de la regulación tarifaria de la distribución eléctrica, se presenta el modelo de regulación por empresa eficiente de cada uno de los sectores típicos y el benchmark que se realiza para comprobar rentabilidades.

Finalmente, se presentan temas que resulta de especial interés como son: las energías renovables, el fondo de compensación social eléctrica y una pequeña sección de prospectiva en el sector eléctrico.

#### 3.1 El mercado eléctrico y las transacciones

El sector eléctrico peruano puede ser dividido en dos: el mercado eléctrico regulado y el mercado eléctrico libre<sup>109</sup>. En ambos mercados, los mecanismos de formación de precios de la electricidad son distintos; es así que dentro del primero de ellos la formación de precios responde a mecanismos de mercado (precios firmes) y complementariamente a precios regulados (precios en barra). En el segundo caso, la formación de precios responde básicamente a precios de mercado (precios libres y precios firmes). En ambos mercados los precios de transmisión y distribución eléctrica serán regulados. Finalmente cabe resaltar que dentro de ambos mercados tendremos transacciones físicas (energía y potencia) y transacciones financieras (dinero y contratos).

<sup>109</sup> La tarifa que se les cobra a los clientes regulados (clientes pequeños ubicados en las zonas de concesión de las distribuidoras) es un precio regulado por OSINERGMIN. La tarifa que se les cobra a los clientes libres (éstos pueden ubicarse dentro de la zona de concesión de una distribuidora o pueden ubicarse fuera de ella) es un precio libre, producto de un contrato bilateral o una subasta de suministro. Sobre la clasificación de clientes regulados según demanda de potencia, ver Parte II, sección 2.6 “el mercado libre de electricidad”.

### 3.1.1 El mercado regulado: subastas o licitaciones, precios firmes y precios en barra

Como se había señalado anteriormente, en el mercado regulado participan los siguientes agentes: los clientes (regulados), las empresas de distribución eléctrica (distribuidoras) e, indirectamente, las empresas de generación eléctrica (generadoras), siendo las distribuidoras las únicas autorizadas para suministrar energía y potencia (capacidad) a los clientes regulados dentro de sus respectivas zonas de concesión.

Dentro de este contexto, las empresas de distribución están obligadas, bajo la supervisión del OSINERGMIN<sup>110</sup>, a iniciar **una subasta o licitación** de compra de energía a las generadoras a fin de cubrir el total de sus necesidades. Los precios que se dan como resultado de la subasta se denominan **Precios Firmes**. Ahora bien, existe la posibilidad que alguna distribuidora no logre cubrir sus necesidades de energía mediante los procesos de subasta o licitación, o que su demanda en el futuro sea mayor a lo contratado en base a sus estimaciones, ya que el futuro no se puede predecir con exactitud, en dichos casos, la energía adicional requerida por los distribuidores será valorizada a los **Precios en Barra**<sup>111</sup>, los cuales son precios regulados por OSINERGMIN<sup>112</sup>.

### 3.1.2 El mercado libre: contratos libres, precios libres y precios firmes

Como se ha tenido oportunidad de estudiar, en el mercado libre participan los grandes usuarios, las empresas de distribución eléctrica, las empresas de generación eléctrica y los clientes libres. Estos últimos pueden obtener la energía que requieren del sistema, aunque se encuentren ubicados dentro de la zona de concesión de una empresa de distribución eléctrica, ello en la medida que no se encuentran obligados a contratar con dicha distribuidora, teniendo la libertad de elegir con quién contratar<sup>113</sup> (con generadores y/o distintos distribuidores), basando su decisión en criterios económicos y técnicos (precios, cantidades, calidad, nivel de tensión, número de puntos de suministro, etc.) y/o estratégicos (como pertenecer a un mismo grupo económico).

De lo mencionado, se puede advertir que dentro de este mercado existe competencia entre generadores y distribuidores por suministrar energía y potencia a los clientes libres mediante contratos bilaterales, en los que se establecen **precios libres**. Ello no impide, que los clientes libres opten por llevar a cabo una subasta o licitación, o sumarse a una emprendida por una empresa distribuidora, de donde se podrán obtener **precios firmes**.

### 3.1.3 Transacciones físicas y financieras en los mercados eléctricos

Debido a las características propias de la electricidad, de la organización y del diseño de mercado, las transacciones entre los agentes que operan en el mercado eléctrico pueden ser clasificadas, por motivos metodológicos, en transacciones físicas y transacciones financieras.

Las transacciones físicas consisten en el flujo de energía y potencia eléctrica en base a la demanda y la oferta, mientras que las transacciones financieras consisten en el flujo de dinero entre empresas, basado en los contratos y responsabilidades de pago.

#### A. Transacciones físicas: el COES, el mercado regulado y el mercado libre

Un agente muy importante en las transacciones físicas del mercado eléctrico peruano es

<sup>110</sup> Al respecto, véase la definición de licitación en el artículo 1 de la Ley N° 28832, concordado con el artículo 5 de la misma norma. Cabe añadir que las distribuidoras también pueden agregar la demanda de sus clientes libres a las subastas.

<sup>111</sup> Al respecto, véanse los artículos 1 de la Ley N° 29179 y 2 del Decreto de Urgencia N° 049-2008.

<sup>112</sup> Una barra del sistema eléctrico es un punto del sistema en el que se puede entregar o retirar potencia y energía.

<sup>113</sup> Los clientes libres deben contratar suministro, para poder "retirar" (consumir) energía.

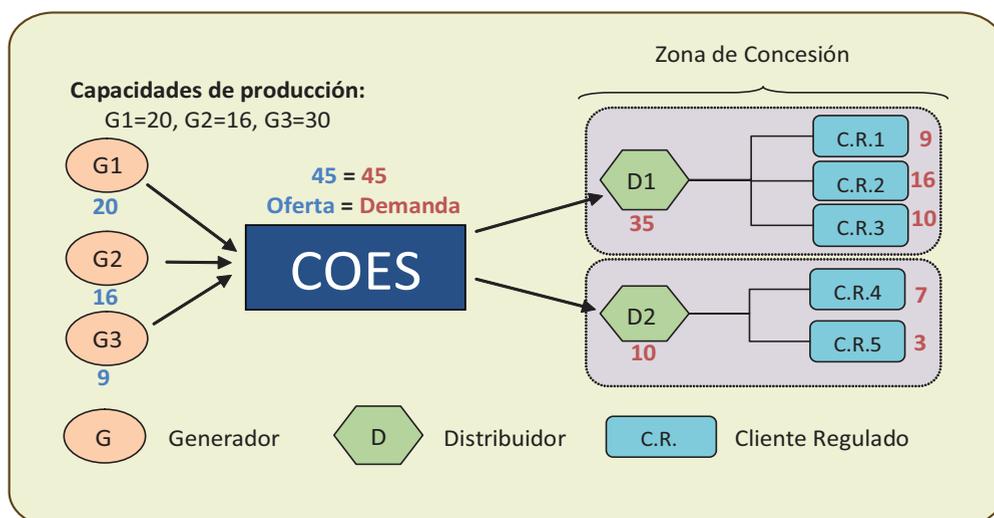
el operador del sistema, que como se ha mencionado, en nuestro país es el denominado Comité de Operación Económica del Sistema (COES). El COES tiene como objetivo minimizar costos y hacer frente a las restricciones existentes, para lo cual se encarga de coordinar la demanda y la oferta, llamando a producir a las generadoras en estricto orden de prioridad según sus costos, es decir comenzando por aquéllas con menores costos variables hasta lograr cubrir la demanda en cada momento del día<sup>114</sup>. De lo señalado, se puede observar que los generadores no deciden cuándo ni cuánta energía producir durante el día, puesto que deben recibir previamente las instrucciones de producción del COES. Una vez que el COES da las instrucciones a los generadores para el despacho de energía, la electricidad que éstos producen ingresa a un “pool de energía” para ser entregado a los distribuidores y clientes libres, de lo anotado se debe advertir que los generadores no tienen conocimiento a qué distribuidor o cliente va dirigida la energía que produjeron, mientras que éstos últimos no saben de quién proviene la energía y potencia que reciben. No obstante, los compromisos de pago pactados en los contratos firmados a través del mercado financiero se deben cumplir, independientemente de lo ocurrido en el mercado físico.

A fin de poder ejemplificar lo señalado, a continuación se proponen casos de transacciones físicas en el mercado regulado, en el mercado libre y en el mercado eléctrico.

#### a. Transacciones físicas en el mercado regulado

El **Gráfico N° 58** ilustra las transacciones físicas en el mercado regulado. Los clientes regulados 1, 2 y 3 (C.R.1, C.R.2 y C.R.3) tienen demandas por 9, 10 y 16 MWh, respectivamente. Estos clientes regulados, al encontrarse dentro de la zona de concesión de la distribuidora 1 (D1), son suministrados únicamente por ésta. Un caso similar tenemos para la zona de concesión de la distribuidora 2 (D2), que proporciona energía y potencia para los clientes regulados 4 y 5 (C.R.4 y C.R.5). Sumando la demanda de las distribuidoras D1 y D2 tenemos la demanda total del mercado regulado, para nuestro ejemplo, 45 MWh (35 + 10).

**Gráfico N° 58: Transacciones físicas en el mercado regulado**



Elaboración: Propia

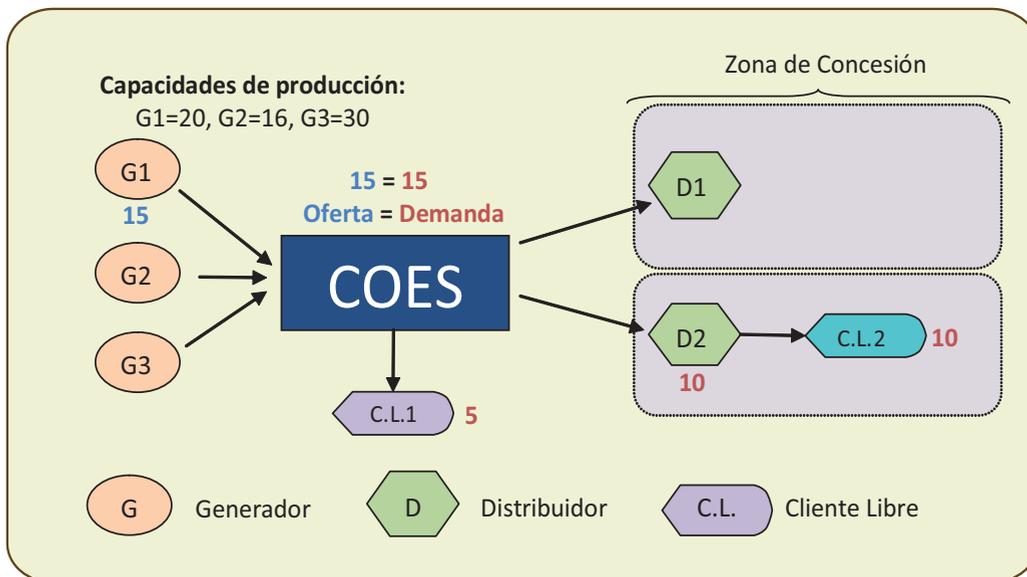
<sup>114</sup> Debemos recordar que para producir electricidad existen muchas tecnologías de diferentes costos de inversión y producción, que el almacenamiento de electricidad es muy costoso y por ello, al momento de demandarse ésta debe producirse.

Ahora bien, asúmase que la generadora 1 (G1) produce energía más barata que la generadora 2 (G2), que ésta a su vez produce energía más barata que la generadora 3 (G3); y que las capacidades de generación de las generadoras 1, 2 y 3 son respectivamente 20, 16 y 30 MWh. De acuerdo a lo que se ha señalado anteriormente, para cubrir la demanda en este caso, el COES llamará a producir en primer lugar al generador 1, quien podrá ofrecer 20 MWh como máximo, lo que es insuficiente para cubrir la demanda total del mercado. Por lo tanto, el COES llamará a producir al generador 2; quien sólo tiene una capacidad de 16 MWh, que sumándose a la anterior da 36 MWh (20+16). Para completar la demanda, finalmente, el COES llamará a producir al generador 3, pero no solicitará su capacidad total de producción, sino sólo lo necesario para cubrir la demanda residual, es decir 9 MWh (45 – 36 MWh). El COES supervisa la igualdad entre la oferta y demanda eléctrica, completándose de ese modo el despacho, donde los generadores no deciden cuánto ni cuándo producir, sino que, como ya se adelantó, lo determina el COES con la finalidad de minimizar los costos de producción de la electricidad.

**b. Transacciones físicas en el mercado libre**

Para el presente ejemplo, asúmase que solo existen clientes libres, los cuales pueden ubicarse dentro de la zona de concesión de una distribuidora o fuera de ésta, como es el caso de algunas empresas mineras. De ese modo, tal y como lo muestra el **Gráfico N° 59**, un cliente libre podría recibir el servicio eléctrico de la distribuidora, que actúa como monopolista en la área de concesión donde se ubique el cliente libre (C.L.2), o podría negociar con los generadores para recibir el servicio directamente de las líneas de transmisión eléctrica (C.L.1).

**Gráfico N° 59: Transacciones físicas en el mercado libre**



Elaboración: Propia

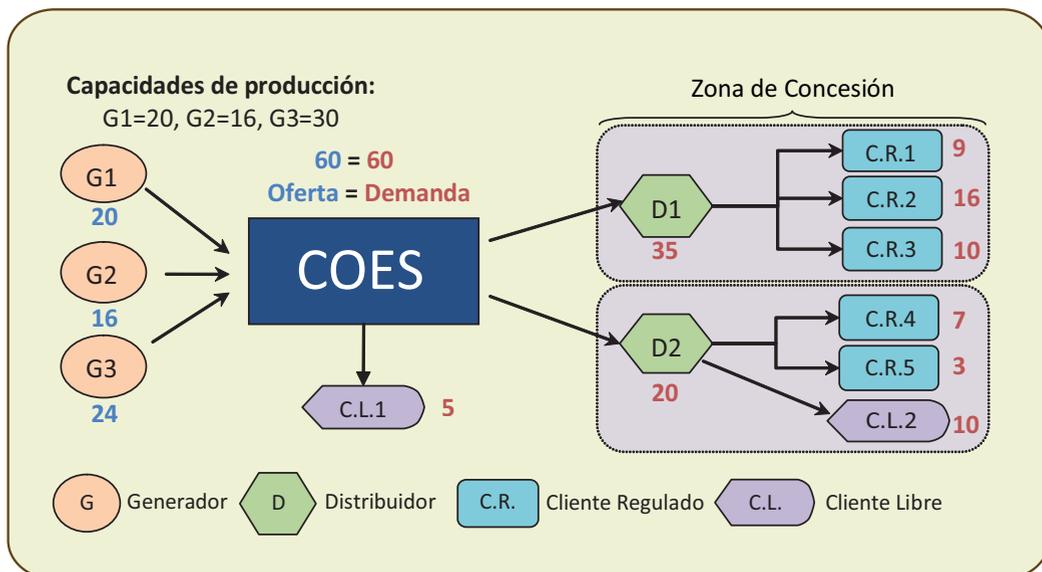
Adviértase que el COES nuevamente buscará el equilibrio entre demanda y oferta, llamando a producir en este caso solo al generador 1 para cubrir la demanda de 15 MWh de los clientes libres.

### c. Transacciones físicas en el mercado eléctrico

Debido a que las transacciones físicas ocurren a la vez en el mercado libre y regulado, el **Gráfico N° 60** nos muestra el funcionamiento en ambos mercados. En el ejemplo propuesto, la distribuidora 1 (D1) abastece una demanda compuesta por la demanda de sus clientes regulados de 35 MWh (9+16+10), la distribuidora 2 (D2) abastece una demanda compuesta por la demanda de sus clientes regulados de 10 MWh (7+3), pero además de ello, esta distribuidora 2 (D2) debe abastecer también la demanda del cliente libre 2 (C.L.2) que es de 10 MWh, lo que hace un total de demanda de 20 MWh. Además se tiene un cliente libre (C.L.1) que demanda 5 MWh sin utilizar la línea de distribución. Sumando la demanda de las dos distribuidoras y del cliente libre 1 (C.L.1) de 5 MWh, la demanda total es de 60 MWh (35+20+5).

En este caso se puede apreciar que el COES da instrucciones a los generadores para cubrir esta demanda, con una oferta de 60 MWh (20+16+24) de los tres generadores, los cuales producen en orden de prioridad comenzando por los de menores costos de energía (variables).

**Gráfico N° 60: Transacciones físicas en los mercados libre y regulado**



Elaboración: Propia

### B. Transacciones financieras: Precios firmes, precios libres, precios en barra, precio spot

Las transacciones financieras no se encuentran relacionadas directamente con las transacciones físicas. Por ejemplo, un generador puede tener un contrato con un distribuidor para abastecerle 20 MWh de energía; sin embargo, puede que no reciba instrucciones del COES para producir esa cantidad de energía en caso de que existan generadores de menores costos. Sin embargo, dada la existencia del contrato, el generador recibirá un pago por la energía contratada (un **precio firme** si contrató con una distribuidora por subasta o licitación; o un **precio libre**, si contrató con un cliente libre a través de un contrato bilateral). En cualquier caso, el generador deberá cumplir con lo contratado. En caso no produzca o su producción no alcance lo contratado, deberá

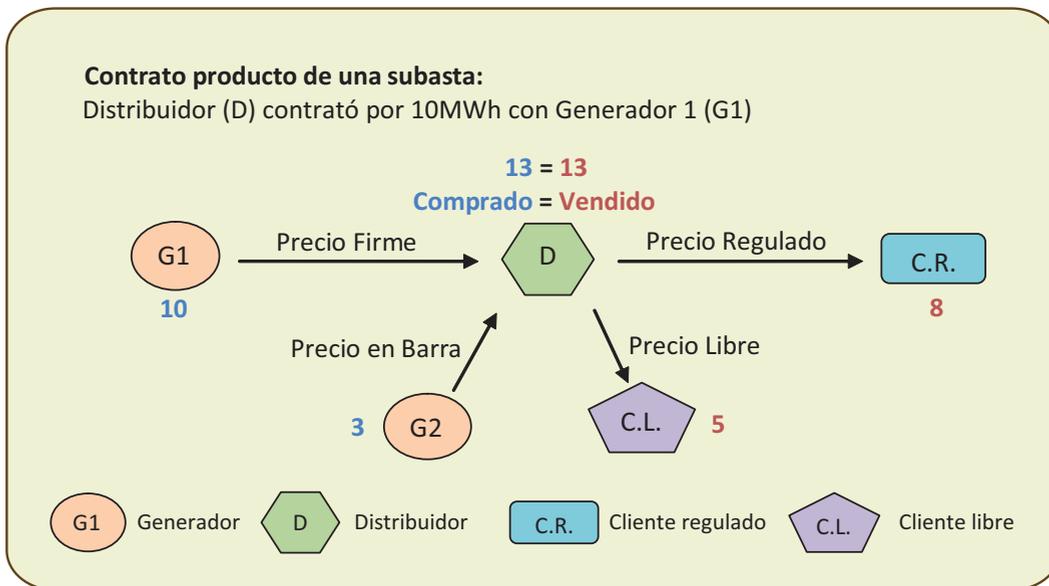
comprar la energía faltante a otras generadoras que sí produjeron a fin de balancear físicamente los compromisos contraídos con el sistema; la energía que éste compre a otro generador deberá ser pagada al costo marginal del sistema también llamado **precio spot** que corresponde al costo del último generador que abasteció de energía según las instrucciones del COES. Del mismo modo, si un generador produce por encima de lo contratado y lo vende a otro generador deficitario, recibirá el precio spot.

A continuación, se presentan algunos casos de transacciones financieras que realizan tanto los distribuidores como los generadores.

### a. Transacciones financieras: empresas distribuidoras

El **Gráfico N° 61** muestra un esquema con un ejemplo numérico de las transacciones financieras que realiza un distribuidor en el mercado eléctrico.

**Gráfico N° 61: Transacciones financieras: las distribuidoras**



Elaboración: Propia

En primer lugar, se tiene la demanda estimada de los distribuidores<sup>115</sup>. En este ejemplo, el distribuidor D ha estimado una demanda en 10 MWh (5 MWh de su cliente libre y 5 MWh de sus clientes regulados), donde la distribuidora ha contratado con la generadora 1 (G1) por esa demanda estimada de 10MWh a un precio firme; sin embargo, la demanda que efectivamente se presentó fue de 13 MWh, de los cuales 8 MWh fueron del mercado regulado y 5 MWh del mercado libre. Como sólo se contrató por 10 MWh, los 3 MWh que restan por abastecer se retiran del sistema. Estos 3 MWh constituyen la demanda no contratada de la distribuidora, la cual, al no tener un contrato de abastecimiento de por medio, se valoriza con precios en barra.

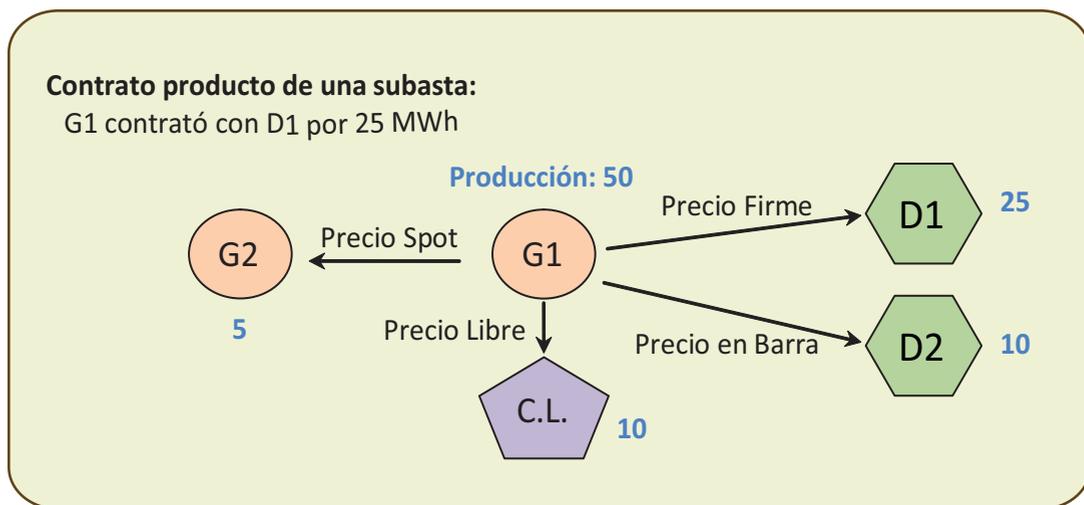
Por su parte, la distribuidora debe abastecer a sus clientes libres y regulados. A los primeros les cobra un precio libre el cual es pactado bilateralmente, el segundo es un precio establecido mediante subastas supervisadas por OSINERGMIN.

<sup>115</sup> Las distribuidoras tienen clientes regulados en su zona de concesión a los cuales atienden con exclusividad, además de ello, las distribuidoras pueden atender también a clientes libres si es que estos firman un contrato de suministro. En este ejemplo se supone que la empresa distribuidora tiene clientes libres y clientes regulados.

## b. Transacciones financieras: empresas generadoras

El **Gráfico N° 62** muestra el caso de un generador superavitario. El generador 1 (G1) firmó un contrato, producto de una licitación con el distribuidor 1 (D1) por 25 MWh, como ya se hizo referencia, el precio resultante de la subasta recibe la denominación de precio firme. En adición, el G1 firmó un contrato de suministro con el cliente libre (C.L.) por 10 MWh, sumándose para el generador un total de compromisos por 35 MWh. Supóngase que la producción de G1 fue de 50 MWh. De esta cantidad, una parte (10 MWh) se vende al distribuidor 2 (D2) al precio en barra por no existir un contrato de por medio, y los otros 5 MWh se venden a un generador 2 (G2) –generador deficitario– que requiere energía para cumplir con sus contratos.

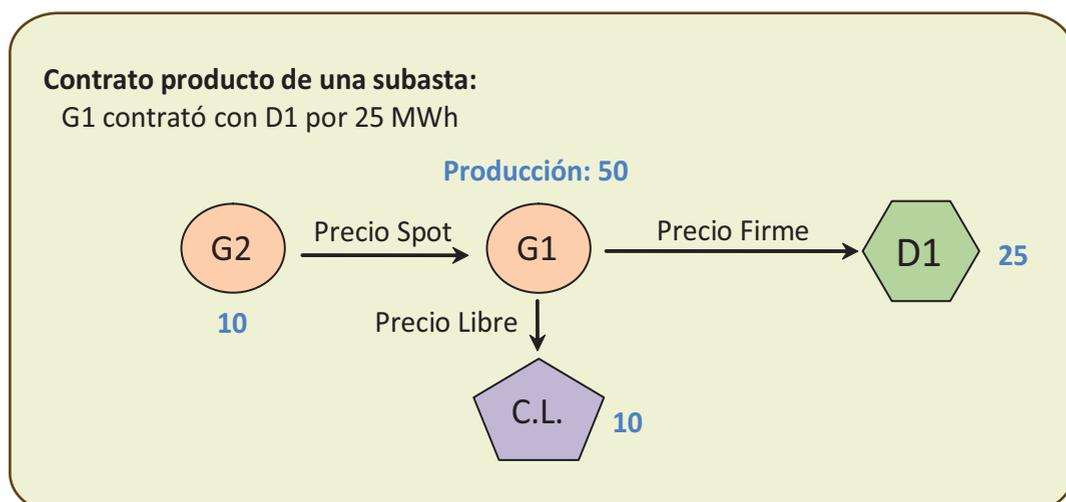
**Gráfico N° 62: Transacciones financieras: generador superavitario**



Elaboración: Propia

El **Gráfico N° 63** muestra el caso del mismo generador, produciendo 25 MWh, es decir que es deficitario. Al tener que cumplir con contratos por 35 MWh (D1 + C.L.), debe adquirir la energía faltante (10 MWh) de otro generador, lo que se valoriza al precio spot.

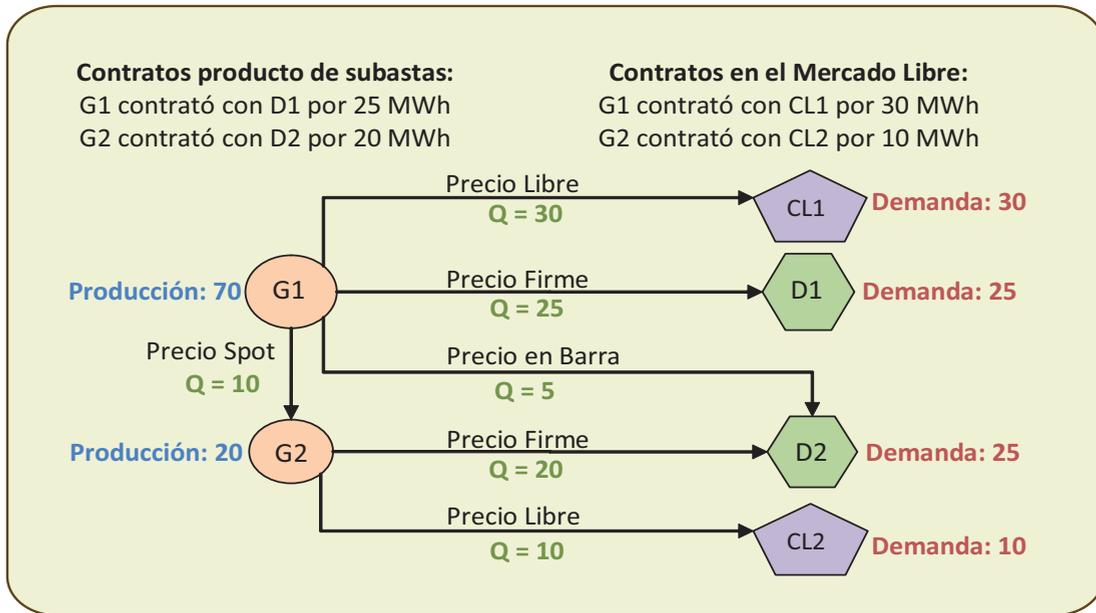
**Gráfico N° 63: Transacciones financieras: generador deficitario**



Elaboración: Propia

El **Gráfico Nº 64** ilustra un caso en el cual se tiene un generador deficitario y otro superavitario. Por un lado, el generador 1 (G1) tiene una producción de 70 MWh con compromisos contractuales por 25 MWh con la distribuidora 1 (D1) y por 30 MWh con el cliente libre 1 (C.L.1). Por otro lado, el generador 2 (G2) tiene una producción de 20 MWh con compromisos contractuales de 20 MWh con el distribuidor 2 (D2) y por 10 MWh con el cliente libre 2 (C.L.2).

**Gráfico Nº 64: Transacciones financieras: un generador superavitario y otro deficitario**



Elaboración: Propia

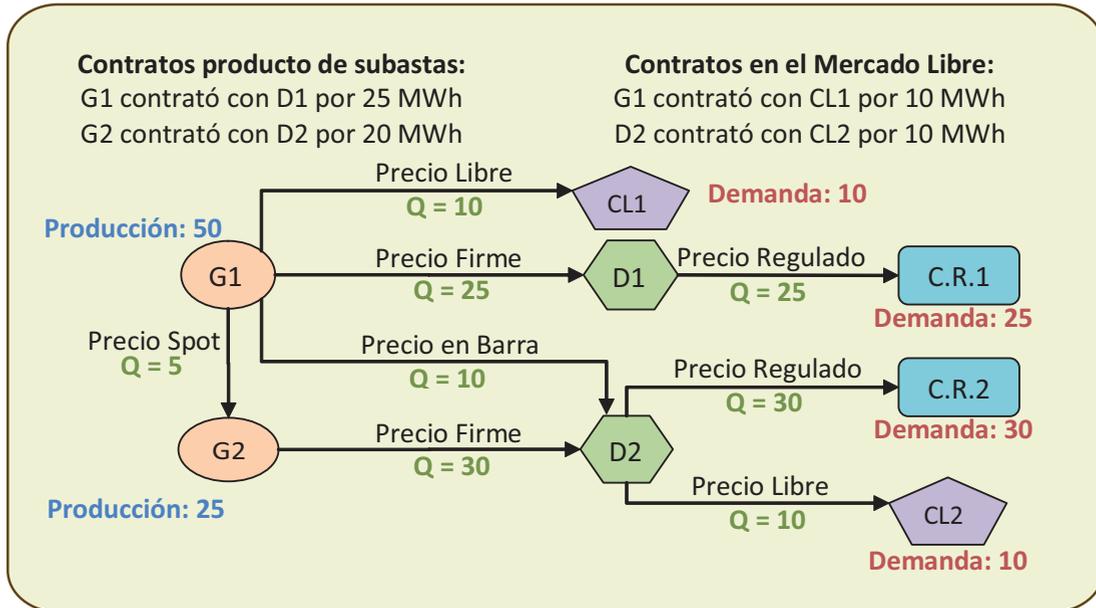
El total de obligaciones de G1 es 55 MWh, con un excedente de 15 MWh (70-55), mientras que el total de obligaciones de G2 es de 30 MWh, lo que significa que tiene un déficit por 10 MWh (30-20). En ese escenario, el G1 podría vender al precio de corto plazo o precio spot parte de su excedente al G2 para que éste cumpla con sus obligaciones contractuales.

Por otra parte, C.L.1 y C.L.2 consumen exactamente lo contratado, por lo que no tienen déficit o excedentes. El D1 consume exactamente lo contratado, por lo que no tiene que abastecerse de energía al precio en barra. Por su parte, el D2 tiene un contrato por 20 MWh a un precio firme, pero su demanda es de 25 MWh; en este caso, los 5 MWh no contratados los puede cubrir comprando energía al G1 al precio en barra.

### c. Transacciones financieras en el mercado eléctrico

El **Gráfico Nº 65** presenta un ejemplo numérico de las transacciones físicas en el mercado eléctrico, considerando un generador superavitario y otro deficitario. Por un lado, el generador 1 (G1) tiene una producción de 50 MWh, compromisos contractuales de 25 MWh con la distribuidora 1 (D1) y de 10 MWh con el cliente libre 1 (C.L.1), resultando superavitario en 15 MWh. Por otro lado, el generador 2 (G2) tiene una producción de 25 MWh con compromisos contractuales por 30 MWh sólo con el distribuidor 2 (D2), resultando deficitario en 5 MWh. El G1 entonces vende parte de su excedente (5 MWh) al precio spot al G2 para que éste cumpla con sus obligaciones contractuales. Por su parte, el G2 cubre su déficit de 5 MWh mientras al G1 le quedan 10 MWh por comercializar.

Gráfico N° 65: Transacciones financieras en el mercado eléctrico



Elaboración: Propia

El C.L.1 y C.L.2 consumen exactamente lo contratado. El D2 tiene un contrato por 30 MWh a un precio firme, pero su demanda es de 40 MWh, la diferencia (10 MWh) los consigue del G1 al precio en barra que constituyen los 10 MWh que el G1 tenía disponibles para comercializar.

### 3.1.4 Tipos de diseño de mercado eléctrico

Desde la perspectiva del mercado, podemos afirmar que existen los siguientes tipos de diseño de mercado eléctrico: monopolio verticalmente integrado, comprador único, sistema de competencia mayorista y sistema de comercialización minorista. En el **Cuadro N° 36** se señalan principales características de cada uno de ellos:

El diseño del mercado eléctrico peruano es similar al sistema de competencia mayorista. Éste se caracteriza por un Pool obligatorio (*mandatory pool*), es decir, se cuenta con un operador centralizado del sistema que realiza el despacho. Como se mencionó en la sección de transacciones físicas, un Pool es una manera de introducir mecanismos de mercado<sup>116</sup>, donde se iguala la oferta y la demanda para un mismo período, sin tomar en cuenta las transacciones financieras que existan entre las partes. En otras palabras, la producción de los generadores entra en una “piscina” y de ella se reparte la energía indistintamente a los demandantes, lo que en la práctica significa que el despacho de energía es completamente independiente de los contratos financieros.

<sup>116</sup> Los Pools son instituciones que buscan facilitar el funcionamiento del mercado permitiendo simultáneamente la coordinación y control de las actividades de generación y transmisión, al obligar que toda la demanda y la oferta se igualen, independientemente de los contratos existentes entre las partes mediante una serie de procedimientos estandarizados, Von der Fehr y Harbord (1997).

**Cuadro N° 36: Tipos de diseño de mercado eléctrico**

Diseño de mercado	Descripción
Monopolio Verticalmente Integrado	También llamados <i>utilities</i> , donde todas las actividades pertenecen a un solo operador.
Comprador Único	Diseño donde un comprador único demanda energía a las generadoras y las vende a las distribuidoras o clientes finales.
Sistema de Competencia Mayorista	Diseño donde no hay un comprador único y las generadoras compiten por vender energía a distribuidores o clientes libres.
Sistema de Comercialización Minorista	Al Sistema de Competencia Mayorista se añade que los consumidores pueden elegir la empresa comercializadora que los abastecerá.

Fuente: Ruff (2003)

Por último, se debe señalar que el esquema del tipo Pool puede ser visto como uno en que los generadores producen mediante un “sistema de subastas horarias” de energía, ofertando su costo variable, dichas subastas las lleva a cabo el operador del sistema. El COES llama a producir a los generadores en función a sus costos y realiza el balance entre la demanda estimada y la oferta. El precio del último generador que produce se convierte en el **precio spot**<sup>117</sup>.

### 3.1.5 El Comité de Operación Económica del Sistema (COES)

Habiendo descrito el mercado y los tipos de diseño que existen, a continuación, se señalan las principales funciones del operador del sistema en el Perú, el COES:

- Despacho óptimo de electricidad, a fin de minimizar el costo de operación del sistema.
- Ordenamiento de las centrales térmicas según sus costos variables auditados<sup>118</sup>.
- El cálculo del valor de uso del agua para la operación de las centrales hidráulicas<sup>119</sup>.
- Valorización de las transferencias de energía y potencia entre las empresas<sup>120</sup>.
- Garantizar la estabilidad física del sistema eléctrico y la confiabilidad del suministro de electricidad a través de la operación en tiempo real, estableciendo que las empresas de generación pongan a disposición del sistema “servicios auxiliares”<sup>121</sup> y programen los mantenimientos de sus unidades.

El **Gráfico N° 66** muestra el ordenamiento de cada tecnología de menor a mayor costo variable (o de operación) para el caso de tres tecnologías; donde se puede observar que las hidroeléctricas tienen un costo variable muy bajo al no utilizar un combustible para la generación eléctrica y, por lo tanto, son las primeras en producir, constituyendo el primer escalón de esta curva; la siguiente tecnología es la de centrales a gas natural; y, por último, se encuentran las centrales a diésel. Todas en conjunto y ordenadas (con forma de escalera) constituyen el costo marginal del sistema (oferta de electricidad del sistema). Según el nivel de demanda se puede determinar qué tecnologías se encuentran en operación, cuál de ellas margina (central marginal), así como el costo marginal del sistema.

<sup>117</sup> Por lo que recibe la denominación de costo marginal de corto plazo.

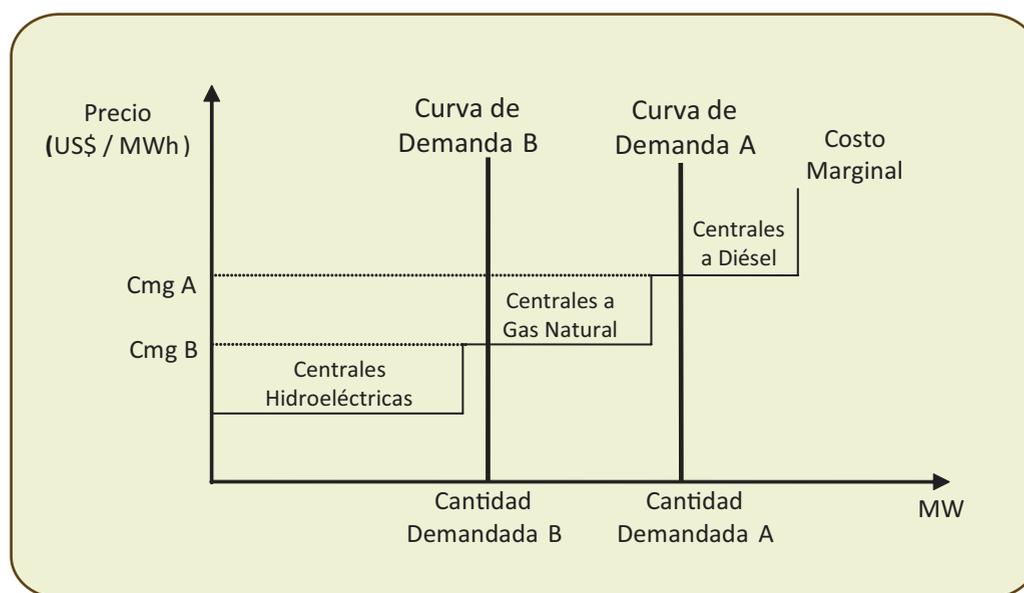
<sup>118</sup> Primero producen las centrales con costos variables menores de acuerdo a su capacidad instalada.

<sup>119</sup> En las centrales de embalse se tiene la decisión de producir ahora una mayor cantidad de energía o guardar agua en el embalse y producir en un siguiente período, cuando pueden o no haber lluvias.

<sup>120</sup> Los generadores tendrán transferencias de energía y potencia según las diferencias entre lo contratado y despachado, lo que es supervisado por el COES.

<sup>121</sup> Los servicios son provistos sólo por generadoras cuyas características tecnológicas así lo permiten.

Gráfico N° 66: Costos marginales y demanda de energía



Elaboración: Propia

Asimismo, en el referido gráfico se muestra el caso de dos curvas de demanda. En el caso donde la cantidad demandada es A, se presenta un costo marginal Cmg A, correspondiente al costo marginal de la tecnología que se está utilizando (centrales a diésel). Con una cantidad de demanda B, se presenta un costo marginal menor (Cmg B), correspondiendo la marginación a las centrales a gas natural.

Por último, se debe señalar que el orden descrito para el despacho realizado por el COES en este caso tiene por objetivo buscar la eficiencia productiva (producir al mínimo costo), para lo cual utiliza el modelo de *Peak Load Pricing* (modelo marginalista), donde cabe precisar que además del costo, el COES toma en cuenta otros factores técnicos como los tiempos de arranque, las disponibilidades, el nivel de operación mínimo, entre otros.

### 3.2 Tarifas en generación eléctrica

Como se vio en la segunda parte del presente trabajo, la generación eléctrica es una actividad potencialmente competitiva, es por ello que se pasó de un esquema de regulación de precios<sup>122</sup> (precios en barra) a uno de competencia *por* el mercado<sup>123</sup> mediante licitaciones de suministro (precios firmes); donde los generadores compiten por abastecer a los distribuidores, introduciendo un mayor dinamismo al mercado. En cuanto al mercado libre, se presenta además de la alternativa de las licitaciones de suministro, la posibilidad de competencia por contratos bilaterales financieros (precio libre); donde los generadores y distribuidores compiten por abastecer a los clientes libres.

En la presente subsección, se propone el estudio de las tarifas en generación eléctrica, para lo cual previamente se presenta el proceso seguido para la minimización de costos que plantea el modelo del Peak Load Pricing.

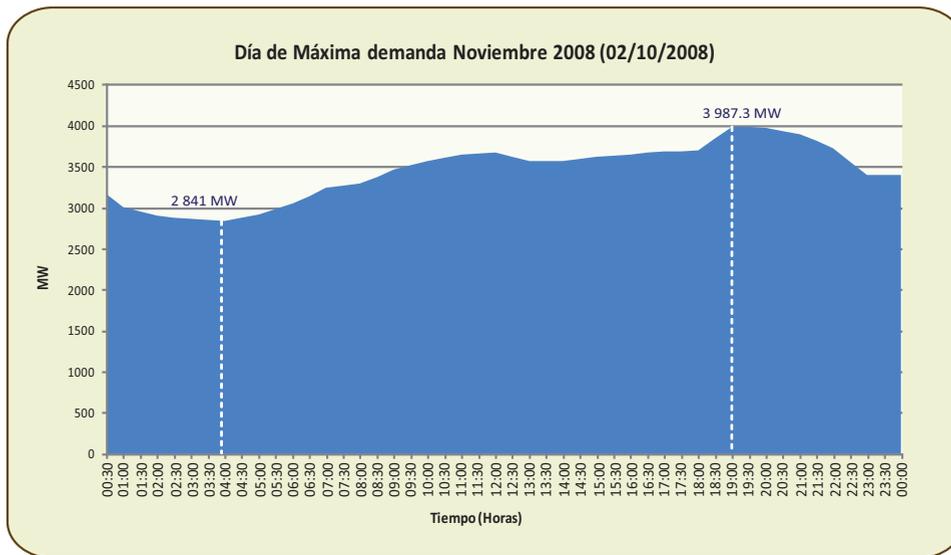
<sup>122</sup> De acuerdo con la Ley de Concesiones Eléctricas (1992).

<sup>123</sup> Que es acorde de cierto modo a la propuesta realizada por Demsetz (1968).

### 3.2.1 Fundamentos: la minimización de costos

El patrón de demanda horaria durante un período de tiempo se denomina **curva o diagrama de carga**. La mayor demanda se denomina *demanda máxima* (demanda de potencia) y el área bajo el diagrama de carga representa toda la energía demandada.

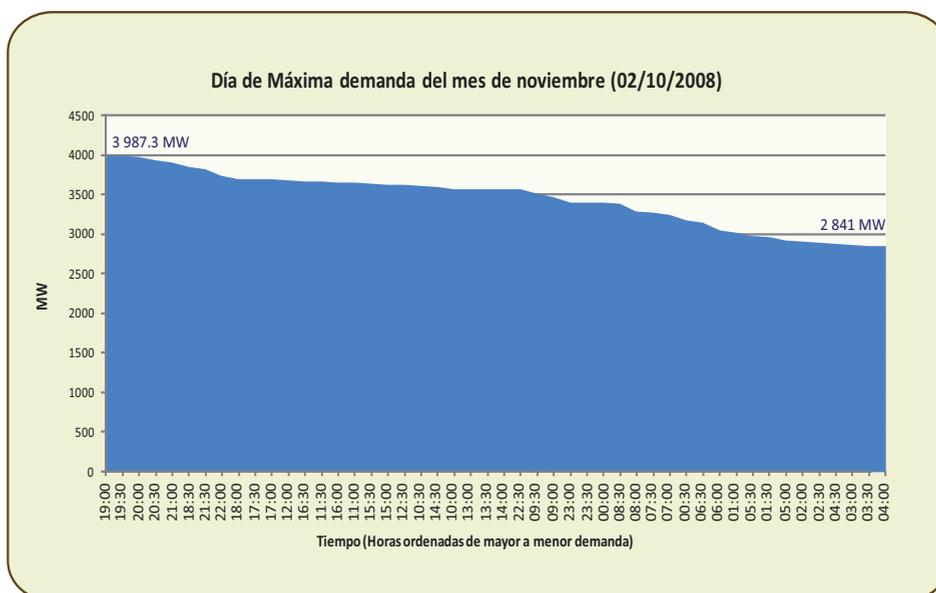
**Gráfico N° 67: Diagrama o Curva de Carga**



Fuente: COES  
Elaboración: Propia

La curva o diagrama de carga (demanda) puede ordenarse de mayor a menor. Dicho ordenamiento se denomina **curva o diagrama de duración**, tal como se muestra en el **Gráfico N° 68**.

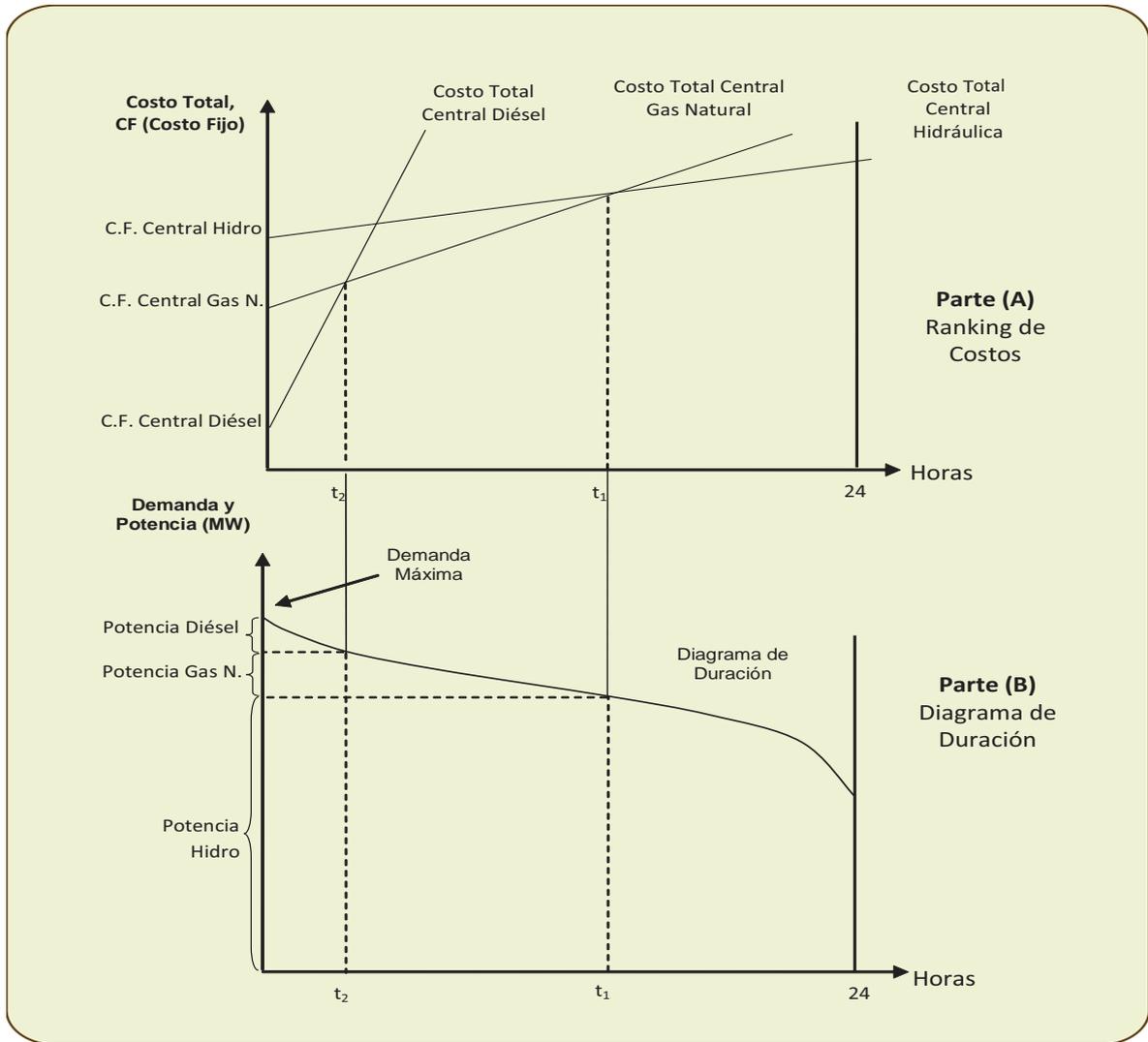
**Gráfico N° 68: Diagrama o Curva de Duración**



Fuente: COES  
Elaboración: Propia

El Diagrama o Curva de Duración resulta importante porque sirve para organizar el despacho (producción) de las generadoras, de tal forma que se logre minimizar el costo de generación eléctrica.

**Gráfico N° 69: Diagrama de duración y minimización de costos**



Elaboración: Propia

En la parte superior (A) del **Gráfico N° 69** se muestran los costos totales de tres tecnologías de generación eléctrica (hidroeléctrica, central a gas natural y central a diésel), las cuales se toman como ejemplo para ilustrar la minimización de costos; mientras que en la parte inferior (B) se presenta la curva de duración de un día (24 horas)<sup>124</sup>.

La función del costo total de cada tecnología está compuesta por un costo fijo y un costo variable<sup>125</sup>. El costo fijo corresponde básicamente a la inversión e instalación de la tecnología (intercepto en el eje vertical de la parte A), mientras que el costo variable corresponderá básicamente al costo del combustible utilizado y está representado en el gráfico por la pendiente<sup>126</sup> (inclinación) de la curva de costos totales. En este caso, se

<sup>124</sup> En la práctica existen muchas otras tecnologías, las mismas se describieron en la primera parte del presente trabajo.

<sup>125</sup> Se denomina costo fijo a aquella parte de los costos que no cambia cuando se modifica la cantidad producida, mientras que se denomina costo variable a aquella parte de los costos que cambia cuando se modifica la cantidad producida.

<sup>126</sup> La pendiente se puede hallar a través de la derivada de una función en un punto cuando la variación tiende a cero (Chiang: 1999).

puede observar que a mayores costos fijos, menores costos variables<sup>127</sup> y que, además, el costo total por cada tecnología dependerá del tiempo total de funcionamiento<sup>128</sup>.

El COES, con el objetivo de minimizar los costos en la generación eléctrica, da instrucciones a las generadoras para producir, teniendo en consideración sus costos variables y la demanda de energía. Para ello (ver **Gráfico N° 69**):

- La central a diésel opera hasta el punto donde su curva de costo total se corta con la curva de costo total de la siguiente tecnología más barata (central a gas) (parte A), funcionando una cantidad de horas  $t_2$ <sup>129</sup>.
- La central a gas natural produce desde  $t_2$  hasta la intercepción de su curva de costo total con la curva de costo de la siguiente tecnología más barata (central hidráulica) operando una cantidad de horas  $t_1$ <sup>130</sup>.
- Finalmente, la central hidráulica produce durante todo el período (las 24 horas).

Además de ello, en la parte inferior (B) se muestra la potencia óptima que se debería instalar de cada tecnología (eje vertical de la parte B) y la cantidad de energía producida (área bajo la curva de duración).

En el Perú, no existe un operador central que planifique la inversión en generación eléctrica y se encargue del procedimiento descrito, lo cual no significa que en ausencia de éste, no se pueda alcanzar la eficiencia productiva; puesto que la misma puede alcanzarse mediante señales correctas de precios de mercado. En efecto, la Ley de Concesiones Eléctricas dispone que los precios de la energía y la potencia se fijen en sus niveles marginales<sup>131</sup>, enviándose de este modo señales correctas al mercado, con lo que se consigue el equilibrio de largo plazo que alcanzaría un planificador. Del mismo modo, podemos señalar que el mecanismo de subastas implantado por la Ley N° 28832 tiene la misma finalidad, enviar las señales correctas de precios pero con mecanismos de mercado.

### La minimización de costos y la cantidad de tecnologías de producción

Ahora bien, se debe tener en cuenta que la manera óptima de proveer energía y potencia eléctrica es a través de un *mix* o combinación de tecnologías. En el **Gráfico N° 70**, se advierte que si solo se construyeran centrales hidroeléctricas (tecnología de menor costo variable), el costo total sería igual al área bajo su curva de costo; sin embargo, los costos totales disminuyen cuando se introduce una segunda tecnología (que posee menores costos fijos pero mayores costos variables), pues aparece un ahorro igual al área sombreada (costo en el que se deja de incurrir).

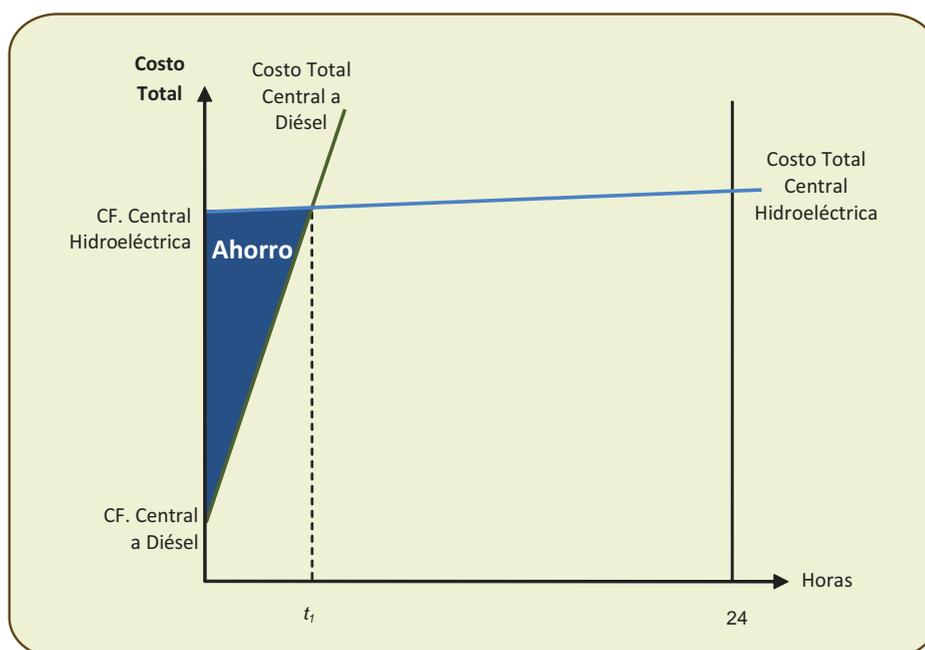
<sup>127</sup> Las hidroeléctricas presentan un elevado costo fijo (infraestructura costosa), mientras que las centrales a diésel presentan un bajo costo fijo. Por su parte, las hidroeléctricas presentan costos variables muy bajos (esta tecnología no utiliza combustibles para generar electricidad); mientras que las centrales a diésel presentan elevados costos variables debido a que la generación mediante esta tecnología se realiza con un combustible costoso.

<sup>128</sup> El costo total por producir con dicha tecnología durante todas sus horas de operación, está representado por el área bajo su curva de costo dentro de su rango de horas de operación.

<sup>129</sup> Hacerla producir más tiempo significaría mayores costos (por los elevados costos variables), y hacerla producir menos tiempo significaría invertir una mayor cantidad de costos fijos en otra tecnología de manera ineficiente ya que se usaría por pocas horas en el día.

<sup>130</sup> Notar que  $t_1$  es mayor a  $t_2$ .

<sup>131</sup> Dichos procedimientos se describirán más adelante.

**Gráfico N° 70: Mix de tecnologías y minimización de costos**

Elaboración: Propia

En ese sentido, la producción con un mix o combinación de tecnologías resulta óptima puesto que, como es sabido, la electricidad no puede ser almacenada a costos razonables y la demanda es fluctuante durante el día, de ello se tiene que la proporción de cada una de las tecnologías estará en función de los costos variables y fijos de cada una de ellas.

Por último, se debe señalar que en nuestro país aún coexisten dos mecanismos de formación de precios en la actividad de generación eléctrica, encontrándonos en un proceso de transición, que implica el traspaso de un esquema de regulación tarifaria (precios en barra) a un esquema de precios de mercado, a través de las licitaciones a cargo de las distribuidoras (precios firmes). En ese sentido, conforme a la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844), el precio en barra se utilizaba para valorizar los retiros de energía en el mercado regulado, no obstante, con la promulgación de la Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832) actualmente, se realizan contratos a precios firmes, mientras que los referidos precios en barra se utilizan para valorar los retiros realizados sin contrato del sistema y para los contratos que fueron firmados con el esquema anterior de precios y aún se encuentren vigentes.

A continuación, se describe con mayor detalle la fijación de los precios en barra.

### 3.2.2 Los precios en barra

Tal como se hizo mención anteriormente, en el año 1992 se diseñó un sistema tarifario basado en principios marginalistas (los criterios del modelo *Peak Load Pricing*<sup>132</sup>) para la operación del sistema eléctrico peruano. En ese sentido, las tarifas de generación se fijaban en base al abastecimiento de la demanda a mínimo costo, dados los costos

<sup>132</sup> Este esquema se utiliza en mercados con las siguientes características: i) Altos costos de almacenamiento (necesidad que la oferta responda inmediatamente a la demanda), ii) Demanda variable a lo largo de un período (como es el caso de la electricidad, transporte aéreo, entre otros) iii) Restricciones de capacidad en el corto plazo.

marginales (costos variables auditados) de las centrales generadoras y el costo de inversión de aquella central que operaba en el momento de máxima demanda<sup>133</sup>.

De lo señalado, se puede indicar que los precios en barra son la suma de la tarifa máxima de generación (calculada en base a proyecciones de la demanda, oferta y otros factores) más los peajes por transmisión<sup>134</sup>. Así, la tarifa de generación está compuesta por los precios básicos de energía y potencia.

### A. El precio básico de energía

Se calcula para cada una de las barras<sup>135</sup> del sistema eléctrico, el cual es resultado de un promedio ponderado de los precios marginales futuros<sup>136</sup>; para este cálculo se utiliza el modelo PERSEO<sup>137</sup>. La finalidad de este sistema de precios es suavizar la volatilidad de los costos marginales y brindar una señal de precios de mediano plazo (ya que no solo considera los precios spot actuales, sino también los futuros).

**Gráfico N° 71: Variables consideradas en la obtención del precio básico de energía**



Elaboración: Propia

A continuación, se detalla la información del **Gráfico N° 71**, el cual muestra los factores que influyen en la determinación del Precio Básico de Energía:

<sup>133</sup> Es decir una central de punta, eficiente.

<sup>134</sup> Véase la sección de tarifas en transmisión eléctrica más adelante.

<sup>135</sup> Una barra es aquel punto del sistema eléctrico preparado para entregar o retirar electricidad. También se le conoce con el nombre de nodo (Dammert, García y Molinelli, 2008).

<sup>136</sup> Los costos marginales se estiman mediante un programa de operación que minimiza la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el período de estudio. El período de estudio comprende la proyección de los siguientes 24 meses y los 12 meses anteriores, es decir un total de 36 meses. Luego, se calcula el valor presente del producto del costo marginal multiplicado por la demanda de energía, y se divide por el valor presente de la demanda de energía, la tasa de actualización que se utiliza es la señalada en el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (12%).

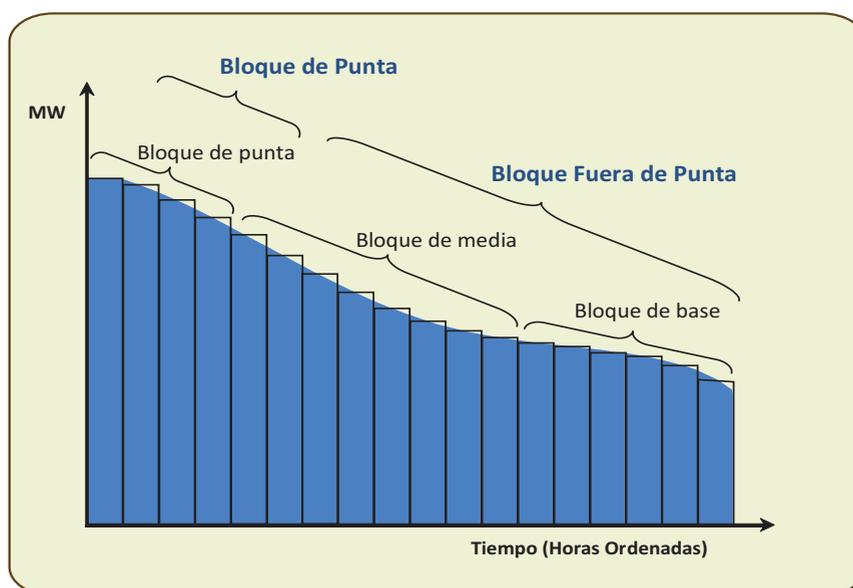
$$\sum_{j=1}^{24} \frac{p \cdot q_j}{(1+i)^j} = \sum_{j=1}^{24} \frac{Cmg_j \cdot q_j}{(1+i)^j} \Rightarrow p = \frac{\sum_{j=1}^{24} \frac{Cmg_j \cdot q_j}{(1+i)^j}}{\sum_{j=1}^{24} \frac{q_j}{(1+i)^j}}$$

En la proyección de demanda del sistema se consideran las ventas del distribuidor (alta, media y baja tensión), ventas históricas reconocidas de los generadores, cargas especiales, proyectos (nuevas centrales, ampliaciones, etc.), consumo propio de centrales de generación, cargas incorporadas, pérdidas de distribución, sub-transmisión y transmisión, así como el crecimiento de la economía.

<sup>137</sup> Es un modelo computacional que recoge las características principales del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y emplea la programación lineal para el modelamiento del despacho con la característica de ser multinodal (considera múltiples barras), optimizando un parque generador hidrotérmico con múltiples embalses en etapas mensuales, en base a múltiples escenarios.

- Los precios de los combustibles influyen en los costos variables (costos de operación) de las centrales térmicas.
- Los escenarios hidrológicos determinan cuánta energía se puede producir con centrales hidráulicas, con un mayor impacto en las centrales de pasada.
- La situación de los embalses influye en la producción presente y futura de energía de las centrales hidroeléctricas.
- El costo de racionamiento de la energía puede establecer que se abastezca una determinada demanda en su totalidad o no y, con ello, determinar el incremento o disminución de los costos marginales en un determinado momento.
- El plan de obras puede determinar el ingreso de centrales inframarginales, lo que podría producir que las centrales con mayores costos variables no despachen.
- La proyección de la demanda va a determinar cuánta energía se necesita producir y, ello, puede hacer variar la participación de las centrales que despachan.
- Finalmente, la tasa de actualización influye en la determinación del precio básico de energía directamente en la fórmula de cálculo.

Gráfico N° 72: Bloques horarios



Elaboración: Propia

Ahora bien, con el objetivo de valorizar la energía consumida en las distintas horas del día<sup>138</sup>, se procede a ordenar la demanda, de mayor a menor, construyéndose los diagramas de duración por cada mes. Luego de ello, se realiza una aproximación discreta (discretización) del consumo de energía mostrado en el diagrama de duración (el cual es continuo<sup>139</sup> por su naturaleza), segmentando la demanda en múltiples bloques pequeños, los mismos que se agrupan en tres bloques horarios denominados bloque de punta, bloque de media y bloque de base; estos dos últimos conforman el denominado bloque fuera de punta tal como se puede apreciar en el **Gráfico N° 72**.

<sup>138</sup> Ello se encuentra conforme al procedimiento regulado en el inciso d) del artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

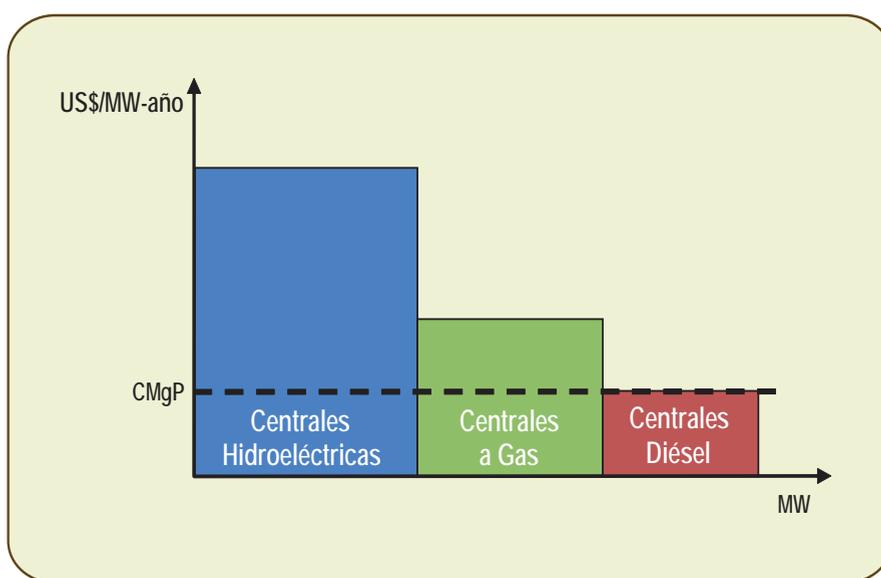
<sup>139</sup> El consumo de energía viene representado por el área debajo de la curva de duración.

Una vez realizado el referido proceso, se calcula el precio de la energía para los bloques de punta y fuera de punta, en función a los costos marginales y la demanda, luego se ponderan en función a la cantidad de horas de cada bloque y se obtiene el precio básico de la energía (precio promedio ponderado).

### B. Precio básico de potencia:

Es un pago que permite a las generadoras recuperar parte de los costos de inversión y mantenimiento de capacidad<sup>140</sup>. Para su cálculo, se utiliza la anualidad de la inversión de la tecnología de la central marginal<sup>141</sup>, es decir la última central que es llamada a producir como se muestra en el **Gráfico N° 73**, que es quien abastece al sistema en la máxima demanda<sup>142</sup>.

**Gráfico N° 73: Precio marginal de potencia**



Elaboración: Propia

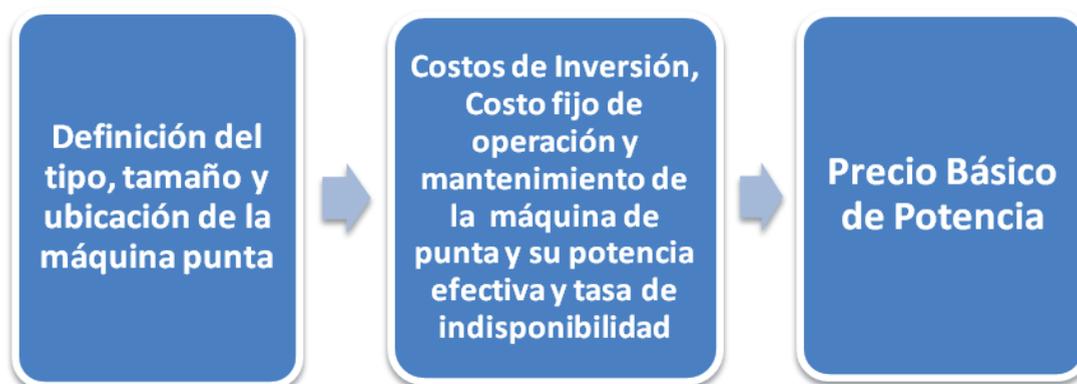
Adicionalmente al cálculo de la anualidad de la inversión, se debe calcular el costo fijo anual de operación y mantenimiento de dichas centrales; estos costos se deben expresar como costo unitario de capacidad (costo por MW adicional). Otros factores que se deben tomar en cuenta son la potencia efectiva<sup>143</sup> y la tasa de indisponibilidad fortuita tal como se resume en el **Gráfico N° 74**.

<sup>140</sup> La señal que se quiere enviar al mercado con este precio es cuánto cuesta marginalmente instalar una unidad. Siguiendo el gráfico de minimización de costos (parte A), la última central en producir es la central a diésel, por lo que en dicho ejemplo, ésta determinaría el precio o costo marginal de potencia (CM<sub>g</sub>P).

<sup>141</sup> Otros factores de importancia en esta definición de la central marginal son la ubicación y el tamaño de la central de punta.

<sup>142</sup> El costo de inversión incluye el costo del equipo, flete, seguros, derechos de importación, costo de instalación y conexión al sistema. Para el caso del Perú, para calcular la anualidad (cuotas anuales) se utiliza la tasa de actualización del artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (12%), una vida útil de 20 años para el equipo de generación y 30 años para el equipo de conexión.

<sup>143</sup> A la potencia efectiva también se le llama potencia real, así por ejemplo las turbinas de generación presentan una potencia nominal (de donde deviene la potencia instalada), sin embargo dicha potencia no es aprovechable en su totalidad (solo lo sería bajo condiciones ideales), por lo que si extraemos la porción de la potencia instalada que es realmente aprovechable tendremos a la potencia efectiva. En esa misma línea, se puede definir a la potencia firme como aquella parte de la potencia efectiva que realmente se encuentra disponible en cualquier momento, es decir incluyendo por ejemplo condiciones climáticas, disponibilidad de insumos, entre otras.

**Gráfico N° 74: Variables a considerar para obtener el precio básico de potencia**

Elaboración: Propia

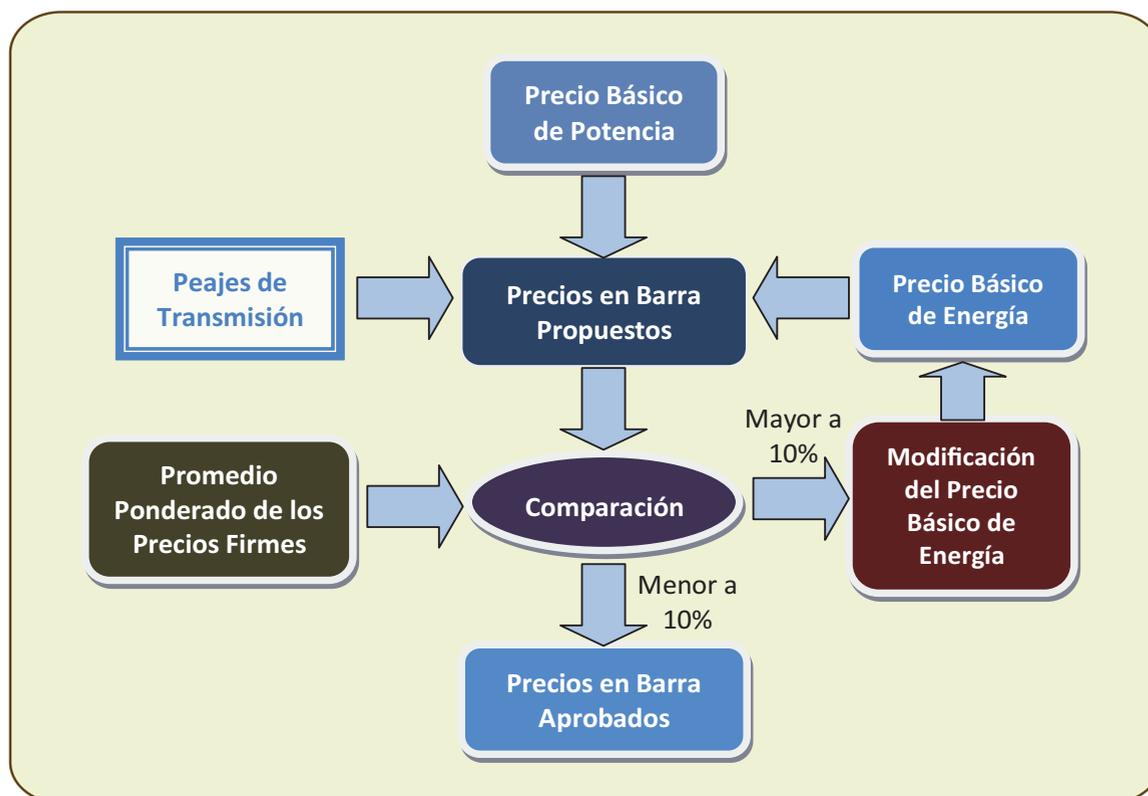
**C. Bolsa de capacidad**

Las generadoras que firman contratos de suministro no necesariamente despachan o están disponibles para hacerlo en las horas punta, pudiendo existir algunas centrales que no despachen más que en horas de punta, con el riesgo de no lograr ingresos suficientes como para cubrir sus costos u otras centrales que no despachen en dichas horas pero que tampoco estén disponibles para hacerlo, lo que representaría una reserva menor. Por lo que es necesario un mecanismo para remunerar a las unidades que realmente forman parte de la reserva<sup>144</sup>, por ello se crea una “bolsa de capacidad”. El reparto de la bolsa de capacidad se realiza entre todas las centrales disponibles: un 30% para las centrales que despachan en la máxima demanda y un 70% para las unidades que están disponibles para despachar (reserva).

**D. Fijación de tarifas en barra**

Los precios en barra engloban el precio básico de energía, el precio básico de potencia y los peajes por transmisión, y antes de ser aprobados deben ser comparados previamente con el promedio ponderado de los precios firmes; si la diferencia entre ambos (precios barra y precios firmes) resulta menor al 10%, los precios en barra propuestos serán aprobados. En cambio, si la diferencia entre ambos precios es mayor a 10%, deberá realizarse un ajuste al precio básico de potencia para alcanzar a lo más una diferencia del 10%, como se muestra en el gráfico siguiente.

<sup>144</sup> La reserva es la diferencia entre la potencia del sistema y la máxima demanda.

**Gráfico N° 75: Esquema de la fijación de los precios en barra**

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

### 3.2.3 Licitaciones de energía<sup>145</sup>

A partir de julio de 2006, el sector eléctrico peruano experimentó cambios, a raíz de la promulgación de Ley N° 28832, la que tenía como objetivo dar solución a los problemas, presentados desde el año 2004, producto de la brecha entre los precios en barra y *spot*<sup>146</sup>. Como ya se ha hecho mención, el resultado de estos cambios ha sido que en la actualidad coexistan los sistemas de precios en barra y precios firmes, aunque los primeros tengan un rol secundario.

A continuación, se presenta un suscinto estudio sobre las licitaciones de energía en el sector eléctrico peruano, comenzando con un breve repaso de la teoría de subastas.

### 3.2.4 Teoría de subastas

Una subasta busca revelar la disposición a pagar de los compradores por un bien (valoración del bien). Las subastas cuentan con muchas ventajas como mecanismo de selección, de las cuales se pueden resaltar las siguientes:

- La velocidad que tienen para que se ejecuten las ventas.
- La simplicidad para lograr revelar información oculta de los agentes.
- Alto grado de transparencia de las negociaciones (reglas Ex – Ante).

<sup>145</sup> Esta sección ha sido elaborada tomando como referencia el siguiente artículo: Dammert, Alfredo, "Las Subastas de Energía en el Sector Eléctrico Peruano", Revista Athina, revista de derecho de los alumnos de la Universidad de Lima, 2010.

<sup>146</sup> Como resultado de ello, las generadoras no tenían incentivos para contratar con las distribuidoras, en la medida que conseguían mayores beneficios vendiendo al precio *spot*, lo que originó la posterior ruptura de la cadena de pagos en el sector; esta situación puso en peligro la estabilidad económica del sistema eléctrico e, incluso, la continuidad del servicio público de electricidad.

Ahora bien, se debe tener en cuenta que para obtener buenos resultados en una subasta se deben dar ciertos requisitos previos, tales como: contar con un buen diseño de la subasta (para evitar problemas como la colusión entre postores) y contar con la participación de un número suficiente de postores, los cuales además deben ser eficientes<sup>147</sup>.

Existen varias clasificaciones de subastas, dentro de ellas, según su diseño, los tipos de subastas pueden ser: inglesa, holandesa, en sobre cerrado (de mejor o primer precio) y Vickrey (en sobre cerrado de segundo mejor precio)<sup>148</sup>.

Por último, cabe mencionar las características generales de los diferentes tipos de subastas:

- La primera característica es la forma de entrega de la propuesta, la cual puede ser abierta y conocida por todos los postores o cerrada y desconocida por todos al momento de realizarse<sup>149</sup>.
- La segunda característica es la dirección hacia el precio objetivo, esta puede ser de tres tipos: ascendente (partiendo de un precio bajo y creciendo hasta llegar al resultado), descendente (se parte de un precio muy alto y se va descendiendo hasta llegar al resultado) o de propuesta única (solo se juega una vez).
- La tercera característica es el pago que realiza el adjudicatario de la subasta. En todos los casos, el ganador paga su propia propuesta que es la más atractiva, excepto en el caso de la subasta de sobre cerrado de segundo precio (Vickrey), donde paga el precio del segundo mejor postor.
- Finalmente, la cuarta y quinta características hacen referencia a la idoneidad del tipo de subasta (es decir, si el postor o el subastador son adversos al riesgo).

En el **Cuadro Nº 37** se muestra un resumen de las principales características de los tipos de subastas mencionadas.

<sup>147</sup> No serviría de mucho tener un número de postores grande donde la mayoría son ineficientes y solo uno es eficiente.

<sup>148</sup> Para mayores referencias véase el trabajo de Vickrey (1961) o Krishna (2002).

<sup>149</sup> En un modelamiento basado en la Teoría de los Juegos, que un postor realice su puja conociendo o no la puja de los otros postores determina si nos encontramos frente a un juego dinámico o estático respectivamente.

Cuadro N° 37: Tipos de licitaciones de contratos de suministro

TIPO DE SUBASTA	Definición	Forma de entrega de la propuesta	Dirección que toman los precios en la subasta	Pago que realiza el ganador	Grado de riesgo del postor	Grado de riesgo del subastador
Inglesa	El vendedor propone un precio base y quienes deseen comprar lo aumentan hasta que gane quien ofreció el mayor precio.	Abierta <sup>150</sup>	Ascendente	Paga su precio ofrecido	Menor riesgo (conoce la propuesta de los demás)	Mayor riesgo (se sujeta a la voluntad de los postores)
Holandesa	Se parte de un precio base alto y se disminuye hasta que algún postor acepta el precio.	Abierta	Descendente	Paga su precio ofrecido	Mayor riesgo (conoce las otras propuestas pero desconoce si alguien aceptará un precio a la primera)	Menor riesgo (al poner el límite superior, traslada el riesgo a los postores)
En sobre sellado de mejor precio	El postor coloca su propuesta en sobre cerrado y todos hacen lo mismo. Los sobres se abren y la propuesta más alta gana la licitación <sup>151</sup>	En sobre cerrado <sup>152</sup>	Cada postor ofrece un único precio	Paga su precio ofrecido	Mayor (puede perder si alguien coloca una mejor propuesta)	Menor (el subastador tiene ventajas pues los postores revelarán su mejor precio).
Vickrey (en sobre sellado de segundo mejor precio)	Cada uno entrega su propuesta en sobre cerrado; los sobres se abren y el mejor precio gana la licitación; pero el ganador no paga el precio que propuso sino el del segundo mejor postor (i.e. el segundo mejor precio).	En sobre cerrado	Cada postor ofrece un único precio	Paga el segundo mejor precio	Menor (independientemente que ofrezca un precio alto, pagará el segundo mejor precio que es menor).	Riesgo Compartido (Segundo Precio: el subastador incentiva a revelar el mejor precio)

Elaboración: Propia

<sup>150</sup> Los postores conocen en todo momento la mejor propuesta de pago presentada y tienen la posibilidad de superarla, hasta llegar a ofrecer una cantidad ligeramente superior a la segunda mejor oferta. El hecho de que las propuestas sean conocidas por todos, provoca que el ganador de la subasta haya ofrecido solamente una cantidad ligeramente superior a la segunda mejor propuesta; por ende se queda con algo de renta y el subastador no logra apropiarse de todo el excedente que existe.

<sup>151</sup> Se dice que el resultado de este tipo de subasta es un equilibrio de Nash, ya que cada jugador elije su estrategia sin conocer la jugada del resto de jugadores, pero actuando en función de lo que creen será la mejor respuesta del resto de jugadores, además todos los postores o jugadores conocen las reglas de juego.

<sup>152</sup> Este tipo de subasta aumenta la ganancia esperada del vendedor, ya que los postores adversos al riesgo ofrecerán un mayor pago.

### 3.2.5 Las subastas y el rol del organismo regulador

Cuando los mercados presentan fallas, además de la regulación de precios, existen otras alternativas de solución. En efecto, para el caso de nuestro país, se puede señalar que con la Ley N° 28832 se recurre a la alternativa propuesta por Demsetz (1968), quien plantea la competencia **por** el mercado (ex ante) como una alternativa distinta al planteamiento tradicional de la competencia **en** el mercado<sup>153</sup>.

La competencia **por** el mercado ocurre cuando las empresas compiten de manera ex ante entre ellas por suministrar el servicio en el mercado<sup>154</sup>; este es el caso de la elección de un operador a través de una subasta, la cual permite lograr resultados competitivos<sup>155</sup> en el mercado, a pesar de que solo una empresa sea la que provea el servicio (ex post). Ello se alcanza cuando a través de la subasta se logra elegir al postor que plantee un precio cercano al costo medio de una empresa eficiente<sup>156</sup>.

No obstante, se debe tener en cuenta que si bien las subastas tienen ventajas, las mismas pueden presentar imperfecciones. En efecto, en un artículo posterior, Williamson (1976) muestra los problemas que podrían presentarse con el mecanismo de las subastas, basándose en las imperfecciones que presentan los contratos, tanto en el corto como en el largo plazo; concluyendo que la existencia de la concesión no es suficiente para un funcionamiento óptimo del mercado, siendo necesario contar con un regulador que supervise el accionar de la empresa<sup>157</sup>.

### 3.2.6 La Ley N° 28832: el rol del OSINERGMIN en las licitaciones<sup>158</sup>

La Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación, busca los siguientes objetivos para el caso de la generación eléctrica:

- Reducir la volatilidad de precios y el riesgo de racionamiento: con precios firmes las generadoras tienen mayores incentivos para la inversión en capacidad.
- Reducir la intervención del Estado: orienta el mecanismo de formación de precios a un esquema de competencia por el mercado (*ex ante*), el cual reemplaza a la regulación directa de precios (los precios en barra).
- Promover la competencia y eficiencia: a través del mecanismo de subastas.

#### A. Pasos de los procesos de Licitación

Los pasos de los procesos de licitación son los que se detallan a continuación:

- **Obligaciones de las distribuidoras:** para poder atender la demanda de sus clientes<sup>159</sup>, estas empresas deben licitar entre las empresas generadoras la compra de electricidad que van a necesitar en los siguientes años; para ello, la empresa

<sup>153</sup> La competencia en el mercado es aquella que ocurre habitualmente en la mayoría de mercados, en la cual los productores compiten entre ellos por vender sus productos ofreciendo diferentes precios y otros atributos a los compradores, en búsqueda de maximizar sus beneficios.

<sup>154</sup> Compiten por convertirse en el monopolio.

<sup>155</sup> Lográndose alcanzar la eficiencia asignativa y productiva.

<sup>156</sup> A este precio también se le conoce como precio de segundo mejor, el cual permite a la empresa cubrir la totalidad de sus costos fijos y variables. En el marco de las subastas del sector eléctrico, se espera con ello alcanzar un resultado más eficiente y reducir significativamente los costos regulatorios.

<sup>157</sup> En tal sentido, tenemos que la diferencia que existe entre la regulación de precios y el mecanismo de las subastas no es de "tipo" de regulación, sino de la "intensidad" con que se regula.

<sup>158</sup> Se hace referencia al término "licitación" de modo indiferente al término "subasta", en la medida que la Ley N° 28832, en su artículo 1, define licitación como el "proceso de concurso público", mediante el cual las empresas distribuidoras realizan subastas públicas para adquirir la energía y potencia eléctrica que necesitarán para suministrar a sus clientes (con preferencia a sus clientes regulados) para los años siguientes.

<sup>159</sup> Las distribuidoras tienen la obligación de licitar la demanda de sus clientes regulados, es facultativo incorporar la demanda de sus clientes libres, la cual podrían obtener de contratos bilaterales privados por ejemplo.

distribuidora (convocante o conductora del proceso) prepara las bases de la licitación, donde debe tener en cuenta la proforma de contrato que OSINERGMIN le proporciona; luego de ello, se procede a realizar una convocatoria pública, debiendo colocar en su página web todas las etapas y documentos que deriven del proceso. Para esta etapa del proceso, es importante tener en cuenta que si otros agentes (distribuidores o clientes libres) desean participar, la convocante se encuentra obligada a incorporarlos.

- **Obligaciones de los interesados en participar del proceso:** los interesados deberán comunicar su decisión de participar al convocante o conductor del proceso y al OSINERGMIN, en ese sentido, se obliga a las otras distribuidoras y/o clientes libres que se unen al proceso a tener un enlace al sitio web donde la distribuidora conductora del proceso publica la información de la licitación. En conjunto, al distribuidor que conduce el proceso y a las demás distribuidoras y usuarios libres que se hayan unido al proceso se les conoce como “licitantes”.
- **Obligaciones del OSINERGMIN:** dentro del proceso de licitación, el OSINERGMIN se encarga de aprobar las bases de la licitación, supervisar que no se afecte la libre competencia y que ninguno de los participantes haga abuso de una posición de dominio. Para cumplir tal objetivo, el OSINERGMIN fija una tarifa máxima en las licitaciones (precio máximo)<sup>160</sup>, la cual debe mantenerse en reserva hasta cuando no se obtengan más ofertas para cubrir la demanda a un precio inferior o igual a dicho precio máximo.

## B. Ejemplos de Licitaciones

A continuación, se presentan algunos casos ilustrativos de procesos ficticios de licitaciones:

**a. Caso de una licitación sin revelar el precio máximo:** En el **Gráfico N° 76** se muestra el ejemplo simplificado de una licitación por 140 MWh, con un precio máximo de 12 \$/MWh. Asíumase que se presentan cuatro ofertas:

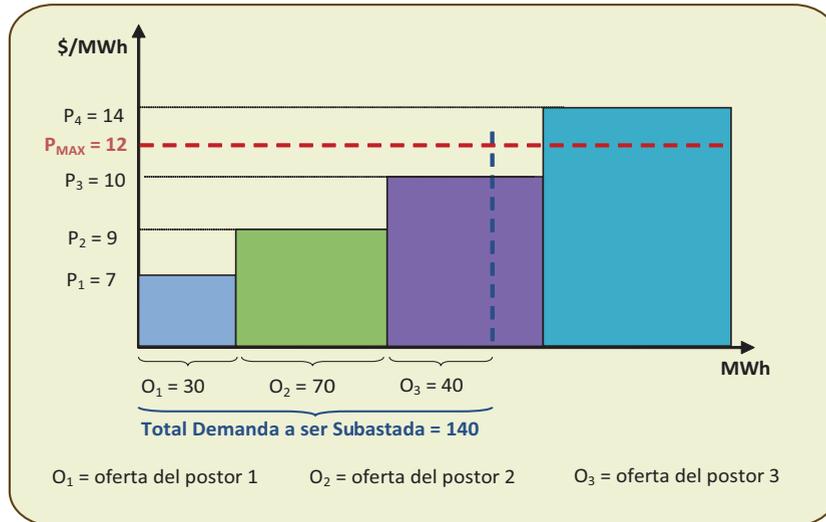
- La primera por 30 MWh a un precio de 7 \$/MWh
- La segunda por 70 MWh a un precio de 9 \$/MWh
- La tercera por 60 MWh a un precio de 10 \$/MWh
- La cuarta por 80 MWh a un precio de 14 \$/MWh

Las dos primeras propuestas serán aceptadas en su totalidad dado que son inferiores al precio máximo; sin embargo, no podrían abastecer toda la demanda pues la cantidad ofertada sólo suma 100 MWh, quedando pendiente de atender una cantidad demandada de 40 MWh. Si se asume que el tercer postor acepta suministrar sólo una parte del total de su cantidad ofrecida manteniendo el mismo precio, el cual es también menor al precio máximo, entonces se le adjudicarán los 40 MWh que restaban, completándose la demanda requerida sin revelarse el precio máximo. En este ejemplo, el cuarto postor no se adjudica ninguna parte de la demanda y no existe la necesidad de revelar el precio máximo debido a que las ofertas no superaron dicho precio antes de cubrir la demanda requerida.

<sup>160</sup> Dado que el precio es una señal para el mercado, la intención de fijar un precio máximo en la licitación tiene implicancias de largo plazo en la promoción de inversiones en generación, así como impacto en el usuario. Un precio muy bajo no incentivaría la inversión y uno muy alto generaría pérdidas de bienestar para los usuarios finales del servicio eléctrico.

Por último, se debe precisar que el precio firme promedio que se pagaría en esta licitación sería de 8,85 \$/MWh que es el resultado de sumar los valores de la demanda adjudicada, a los respectivos precios ofrecidos ( $7 \cdot 30 + 9 \cdot 70 + 10 \cdot 40$ ), y dividir dicha suma entre la demanda total 140 ( $30 + 70 + 40$ ).

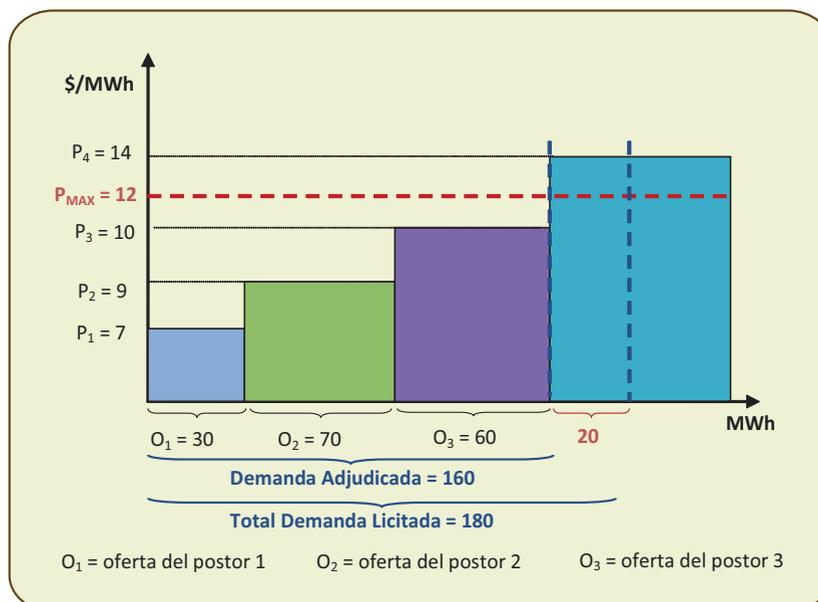
**Gráfico N° 76: Ejemplo de licitación sin revelar el precio máximo**



Elaboración: Propia

**b. Caso de una licitación donde se revela el precio máximo:** En el **Gráfico N° 77** se muestra el caso de una licitación donde se revela el precio máximo, y se asumen las mismas condiciones del ejemplo anterior en cuanto a los postores (las mismas cantidades ofertadas y los mismos precios) y el mismo precio máximo, pero la cantidad demandada varía, siendo para este caso de 180 MWh.

**Gráfico N° 77: Ejemplo de licitación revelando el precio máximo**



Elaboración: Propia

Bajo las condiciones referidas, parte de la demanda se adjudica a los tres primeros postores (de menores precios ofrecidos y que no superan el precio máximo). De acuerdo con sus cantidades ofrecidas, el primer postor suministrará 30 MWh, el segundo, 70 MWh y el tercero, 60 MWh, a los precios de 7, 9 y 10 \$/MWh, respectivamente, resultando adjudicada una cantidad demandada de 160 MWh. No obstante, como la cantidad total demanda es de 180 MWh y, el cuarto postor ofrece hasta 80 MWh a un precio superior al precio máximo, entonces corresponde al OSINERGMIN revelar el precio máximo, donde los 20 MWh faltantes no van a poder ser adjudicados, con lo cual se tiene una subasta parcialmente desierta (se adjudican 160 MWh de una demanda total de 180 MWh).

El precio firme promedio que se pagaría en esta licitación sería de 9 \$/MWh, que es el resultado de sumar los valores de la demanda adjudicada a los respectivos precios ofrecidos ( $7 \times 30 + 9 \times 70 + 10 \times 60$ ) y dividir dicha suma entre la demanda total 160 ( $30 + 70 + 60$ ).

### C. Algunas precisiones sobre los procesos de Licitaciones

Las empresas generadoras que son seleccionadas en el proceso de licitación se denominan adjudicatarios. Puede haber uno o más adjudicatarios, tal como se mostró en los casos propuestos.

Los proyectos hidroeléctricos tienen una bonificación en el proceso de subastas como una forma de promover las inversiones en generación. Este beneficio que se les otorga tiene como finalidad promover la participación de hidroeléctricas para aprovechar mejor el gran potencial hidroeléctrico del Perú, considerando que actualmente solo se explota una pequeña porción de todo el potencial que existe (menos del 6%).

La empresa distribuidora debe realizar las licitaciones para cubrir la demanda de sus clientes que se encuentran en el mercado regulado; sin embargo, si lo desea puede también agregar la demanda de sus clientes libres al proceso de licitación. En dicho caso y si no se obtiene la energía suficiente para cubrir todo lo licitado, la porción destinada al mercado regulado tiene prioridad y se cubrirá residualmente la demanda destinada al mercado libre.

Por el diseño de las licitaciones, un generador puede ofrecer electricidad a través de tres fuentes: su capacidad actual de generación (capacidad instalada); sus planes de inversiones; y, los contratos que tienen con terceros (otras generadoras o distribuidoras). Dentro de los problemas que se pueden presentar en el proceso de licitación, está la posibilidad que una generadora contrate por encima de la capacidad que tiene; en estos casos, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es el ente encargado de velar porque las generadoras contraten solo la energía que pueden generar, tomando en cuenta sus distintas fuentes.

#### 3.2.7 Precios resultantes de las licitaciones: precios firmes

Los precios que resultan de las licitaciones organizadas por las distribuidoras se denominan precios firmes y resultan del promedio ponderado de las distintas propuestas "precio-cantidad" que ofrecen las empresas generadoras eléctricas adjudicatarias.

Dichos precios están indexados, ajustados por un índice, a varios factores tales como el tipo de cambio, índices de precios al consumidor, el costo del diésel 2, el costo del combustible residual 6, el costo del gas natural y el costo del carbón.

El objetivo de las licitaciones es que los precios resultantes promuevan la eficiencia de largo plazo; ello se logra como resultado de las inversiones en capacidad de generación

eléctrica promovidas por las licitaciones, dado que los precios resultantes de las mismas promueven un horizonte de ingresos estables, situación que no ocurre cuando los precios se fijan en el mercado spot o bajo mecanismos de corto plazo.

Si bien las distribuidoras están obligadas a tener cubiertas sus necesidades previstas para los siguientes años, con objeto de promover que sus contratos sean licitados con mayor anticipación, a éstas se les permite agregar un cargo adicional de hasta el 3% de la tarifa que resulta de la licitación a los usuarios regulados; dicho incremento es proporcional al número de meses de anticipación con que se realiza la convocatoria.

### 3.2.8 Plazos de los contratos

Respecto de los plazos de los contratos producto de las licitaciones, se debe señalar en general que los plazos de las licitaciones deben ser mayores a 5 años; sin embargo, existe la posibilidad de que sean menores con objeto de cubrir necesidades de corto plazo. Cuando el plazo contractual es de hasta 5 años, las empresas distribuidoras solo pueden contratar hasta el 25% de sus necesidades para los usuarios regulados. También se les permite celebrar contratos de corta duración, pudiendo contratar sólo hasta el 10% de sus necesidades. Estas últimas dos opciones tienen como objetivo cubrir los errores de estimación que se producen con respecto a las estimaciones de demanda que realizan las distribuidoras al momento de convocar sus licitaciones de largo plazo. Ahora bien, respecto al plazo máximo, éste puede ser de hasta 20 años, para posibilitar la participación de nuevos generadores hidroeléctricos<sup>161</sup>.

**Cuadro N° 38: Tipos de licitaciones de contratos de suministro**

Tipo	Plazo Contractual	Convocatoria	Cantidad a Contratar	Objetivo
<b>Larga Duración</b>	Entre 5 y 20 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 100%	Contratar el grueso del crecimiento estimado
<b>Mediana Duración</b>	Hasta 5 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 25%	Contratar desajustes detectados con antelación respecto de lo estimado
<b>Corta Duración</b>	Lo define OSINERGMIN	Anticipada de menos de 3 años	Hasta 10%	Contratar pequeños desajustes no previstos respecto de lo estimado

Fuente: OSINERGMIN

Los contratos firmados hasta por 20 años no podrán ser modificados por acuerdos entre las generadoras y las distribuidoras, pues ello podría afectar a los consumidores. La única posibilidad de cambio en las condiciones del contrato producto de las licitaciones es una autorización de OSINERGMIN, en cuyo caso cualquier disminución que se pacte en el precio será transferida a los consumidores hasta en un porcentaje de 50%.

Las subastas de largo plazo han sido reglamentadas mediante una norma emitida por el OSINERGMIN, "Procedimientos para Licitaciones de Largo Plazo de Suministros en el Marco de la Ley N° 28832", aprobada por Resolución de Consejo Directivo N° 688-2008-OS/CD, de diciembre del 2008.

De todo lo señalado, en este punto se puede concluir que las subastas de largo y mediano plazo tienen el objetivo principal de fomentar las inversiones, mientras que las subastas

<sup>161</sup> Al respecto, véase el Decreto Legislativo N° 1041, Decreto Legislativo que modifica diversas normas del marco normativo eléctrico.

de corta duración tienen el objetivo de cubrir los errores en estimaciones de demanda y enviar la señal de escasez relativa hacia los consumidores finales, esto último debido a que los precios de las nuevas licitaciones se van incorporando en los precios firmes, indicando la escases o abundancia relativa de recursos.

### 3.2.9 Comentarios finales sobre las subastas en el Perú

Como se ha mencionado anteriormente, en julio del año 2006 se implantó, acorde con las tendencias internacionales, un nuevo mecanismo de formación de precios en el sector eléctrico peruano basado en subastas de energía, las cuales reducen de manera significativa la intervención del estado, dejando que el mercado brinde las señales para el correcto funcionamiento del sector eléctrico<sup>162</sup>.

Debido al período en que se viene implementando este mecanismo en el Perú, se puede afirmar que el mismo aún se encuentra en un proceso de perfeccionamiento, requiriéndose afinar algunos procedimientos para su mejor funcionamiento.

Resulta importante recalcar que las licitaciones de suministro remuneran solo a la energía, mientras que la potencia es remunerada de acuerdo con los precios de la central de punta o marginal, según el proceso indicado para el cálculo del precio básico de potencia en la sección 3.2.2 “Los precios en barra”<sup>163</sup>.

Finalmente, para tener una panorama general de los procesos de licitación que se han dado en nuestro país, a continuación, se presentan tres cuadros (**Cuadro N° 39**, **Cuadro N° 40**, y **Cuadro N° 41**) donde se muestra el listado de licitaciones de contratos de suministro de corto plazo (período 2006-2009), mientras que en el **Cuadro N° 42** se muestra los resultados del proceso de licitaciones de largo plazo<sup>164</sup>.

---

<sup>162</sup> El esquema de licitaciones también se ha implantado con ciertas variantes con respecto al modelo peruano en Chile y Brasil.

<sup>163</sup> La Ley N° 28832 no plantea un cambio en la forma en la que se remunera a la potencia, por lo que se siguen los lineamientos de la Ley de Concesiones Eléctricas.

<sup>164</sup> La Cuarta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley N° 28832 establece que durante los 3 primeros años de la vigencia de dicha ley los contratos tendrían una duración no mayor a cinco años.

Cuadro Nº 39: Licitaciones de contratos de suministro de corto plazo (2006-2007)<sup>165</sup>

Año	Licitación Cuarta Disposición Complementaria Transitoria Ley Nº 28832	Convocatoria	Fecha	Cubierto	Precio Promedio de Adjudicación	Precio Máximo de Adjudicación	
2006	Distriluz – ElectroSur Luz del Sur – Electro Sur Medio (ELSM)	1	18.12.06	99,2%	9,11	9,12	
		1	18.12.06	70,3%	9,11	9,12	
		2	16.03.07	Desierto	-	No revelado	
	<b>Total</b>			<b>70,3%</b>	<b>9,11</b>		
2007	Edelnor – Luz del Sur	1	06.09.07	66,7%	10,31	10,83	
		2	18.11.07	13,1%	10,51	10,75	
		3	06.12.07	Desierto	-	10,35	
		4	27.12.07	15,8%	10,27	10,40	
		5	28.02.08	3,5%	9,62	10,15	
		6	31.03.08	0,9%	9,52	No revelado	
		<b>Total</b>			<b>100%</b>	<b>10,30</b>	
	Luz del Sur – ELSM - Edecañete Coelvisac	1	13.12.07	74,3%	10,29	10,56	
		1	27.12.07	Desierto	-	No revelado	
		2	12.02.08	Desierto	-	No revelado	
		3	08.04.08	Desierto	-	No revelado	
4		09.05.08	Desierto	-	No revelado		
	5	30.05.08	Desierto	-	No revelado		

Fuente: OSINERGMIN

<sup>165</sup> Los precios se encuentran establecidos en Ctm S././ kWh.

Cuadro N° 40: Licitaciones de contratos de suministro 2008<sup>166</sup>

Año	Licitación Cuarta Disposición Complementaria Transitoria Ley N° 28832	Convocatoria	Fecha	Cubierto	Precio Promedio de Adjudicación	Precio Máximo de Adjudicación	
2008	Hidrandina – Electro Nor Oeste – Electrocentro - Electro Ucayali	1	04.01.08	Desierto	-	No revelado	
		2	28.02.08	Desierto	-	No revelado	
		3	31.03.08	19,1%	9,93	No revelado	
		4	30.04.08	3,3%	10,13	10,50	
		<b>Total</b>			22,4%	9,96	
	Electro Sur Este – SEAL – Electro Sur – Electro Puno	1	04.01.08	Desierto	-	No revelado	
		2	31.03.08	Desierto	-	No revelado	
		3	28.04.08	Desierto	-	No revelado	
	Electro Sur Medio	1	24.10.08	Desierto	-	No revelado	
		2	01.12.08	Desierto	-	No revelado	
		3	12.01.09	Desierto	-	No revelado	
	Luz del Sur - Edecañete	1	22.10.08	30%	12,87	13,20	
		2	12.12.08	Desierto	-	No revelado	
<b>Total</b>				30%	12,87		
2009	Hidrandina - Electronoroeste - Electronorte - Electrocentro - SEAL - Electro Puno - Electro Sur Este	1	30.01.09	Desierto	-	11,28	
		2	27.02.09	8,1%	11,44	11,70	
		3	02.06.09	21,9%	10,66	No revelado	
	<b>Total</b>			30%	10,87		

Fuente: OSINERGMIN

<sup>166</sup> Los precios se encuentran establecidos en Ctm S/./ kWh.

Cuadro N° 41: Licitaciones de contratos de suministro de corto plazo (2009)<sup>167</sup>

Año	Licitación Cuarta Disposición Complementaria Transitoria Ley N° 28832	Convocatoria	Fecha	Cubierto	Precio Promedio de Adjudicación	Precio Máximo de Adjudicación
2009	Edelnor	1	26.03.09	Desierto	-	12,30
		2	03.06.09	80%	12,17	13,10
		3	22.07.09	12%	12,92	13,10
	<b>Total</b>		<b>92%</b>	<b>12,30</b>		
2009	Luz del Sur	1	04.06.09	8,8%	12,99	13,10
		2	-	-	-	-
	<b>Total</b>					
	Electro Tocache	1	21.08.09	Desierto	-	No revelado
Electro Sur Medio	1	24.08.09	Desierto	-	No revelado	

Fuente: OSINERGMIN

<sup>167</sup> Los precios se encuentran establecidos en Ctm S././ kWh.

**Cuadro N° 42: Licitaciones de contratos de suministro de largo plazo (2009-2010)**

Año	Licitación	Potencia Requerida (MW)			Potencia Adjudicada (MW)			Cubierto de Licitación (%)
		Fija	Variable	Total	Fija	Variable	Total	
2009	ED-01-2009-LP : 2014-2021	1.010,7	202,1	1.212,9	1.010,7	202,1	1.212,9	100%
2009	ED-02-2009-LP : 2014-2023	551,9	110,4	662,3	551,9	110,4	662,3	100%
2009	ED-03-2009-LP : 2014-2025	541,6	108,3	649,9	541,6	108,3	649,9	100%
2009	DISTRILUZ: 2013-2022	465,1	93	558,1	465,1	93	558,1	100%
2010	LDS -01-2010-LP: 2014 -2023	558	111,6	669,6	558	111,6	669,6	100%
2010	ELD-01-2010: 2014 - 2018	24,9	5	29,9	24,9	5	29,9	100%
<b>Totales</b>		<b>3.152,2</b>	<b>630,4</b>	<b>3.782,6</b>	<b>3.152,2</b>	<b>630,4</b>	<b>3.782,6</b>	<b>100%</b>

Fuente: OSINERGMIN

### 3.2.10 Fórmulas de reajuste de los precios en generación eléctrica

Una vez que se han establecido los precios de la energía y la potencia, se debe tener en cuenta que éstos no se mantienen fijos durante el período de vigencia de las tarifas, puesto que existen factores que los pueden hacer variar; si ello sucede, los precios establecidos deben actualizarse, para lo cual, existen factores de actualización que determinan fórmulas de reajuste, de los cuales trataremos a continuación.

En general, se debe tener en cuenta que el precio de la energía se actualiza según el factor de energía, mientras que el precio de la potencia según el factor de potencia. Cuando alguno de dichos factores varía en más del 5% respecto al nivel del factor utilizado en la última actualización, el cambio en dicho factor deberá ser trasladado al precio respectivo. Cabe mencionar que la última actualización puede corresponder al principio de la fijación tarifaria, luego de una revisión de contrato, o al iniciar uno.

Las fórmulas empleadas para calcular tanto el factor de energía como el factor de potencia difieren en algunos términos de la fórmula para el caso de los precios regulados (precios en barra) como para los precios de los contratos producto de las licitaciones de electricidad a cargo de las distribuidoras<sup>168</sup>. Sin embargo, ambos factores sirven para indexar los precios a las condiciones cambiantes del mercado y tienen los mismos determinantes.

**Cuadro N° 43: Determinantes de los factores de energía y potencia**

Factor de Energía	Factor de Potencia
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tipo de cambio</li> <li>• Precio del petróleo Diésel N° 2</li> <li>• Precio del petróleo Residual 6</li> <li>• Precio del gas natural</li> <li>• Precio del carbón bituminoso<sup>169</sup></li> <li>• Factores de ponderación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tipo de cambio</li> <li>• Tasa arancelaria para importar maquinaria de generación eléctrica</li> <li>• Precios al por mayor</li> <li>• Factores de ponderación</li> </ul>

Elaboración: Propia

### 3.2.11 Precios a nivel generación (PNG)

Finalmente, se hace referencia al precio a nivel de generación, el cual es el promedio ponderado de los precios en barra y los precios firmes según la energía retirada y/o contratada. Este precio no incluye los peajes por transmisión y su cálculo busca enviar las señales correctas de la evolución del mercado a los usuarios finales (consumo final). El fundamento de esta práctica es que al variar los precios firmes de los últimos contratos firmados e incorporarse al cálculo de los PNG, las variaciones en los precios por concepto de generación eléctrica se trasladan a los usuarios finales esperándose en consecuencia una respuesta en la demanda.

<sup>168</sup> Los factores de potencia y energía difieren también entre los distintos contratos.

<sup>169</sup> Se encuentra en dólares y se debe convertir a nuevos soles.

La fórmula general para calcular los Precios a Nivel Generación (PNG) es la siguiente:



Con fines de ilustrar el cálculo considérese el siguiente ejemplo: el 80% de los requerimientos de electricidad de los usuarios de los distribuidores es cubierto por licitaciones; el 20% restante es cubierto por retiros sin contratos, además el promedio ponderado de los precios firmes es 8,85 \$/MWh, mientras que el promedio ponderado de los precios en barra es 9 \$/MWh. Entonces, en dicho ejemplo los precios a nivel generación serán 8,88 \$/MWh.

$$PNG = 80\% \times \text{Precios Firmes} + 20\% \times \text{Precios en Barra}$$

$$PNG = 80\% \times 8,85 + 20\% \times 9 = 8,88 \text{ \$/MWh}$$

### 3.3 Tarifas en transmisión eléctrica

#### 3.3.1 Sistemas de transmisión: SPT, SST, SGT, SCT

Según la Ley de Concesiones Eléctricas, el sistema de transmisión del SEIN está conformado por el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Secundario de Transmisión (SST). Sin embargo, para solucionar los problemas de falta de inversiones suscitados en la transmisión<sup>170</sup>, con la Ley N° 28832 se añadieron dos nuevos sistemas de transmisión: el Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y el Sistema Complementario de Transmisión (SCT). Además, se estableció que cualquier instalación que se ponga en operación formará parte de uno de los nuevos sistemas, mientras que los antiguos (SPT y SST) estarán vigentes hasta que sus concesiones lleguen a su término o sean retiradas de operación.

El **Cuadro N° 44**, resume los sistemas de transmisión que coexisten en nuestro país y el marco regulatorio que les dio origen.

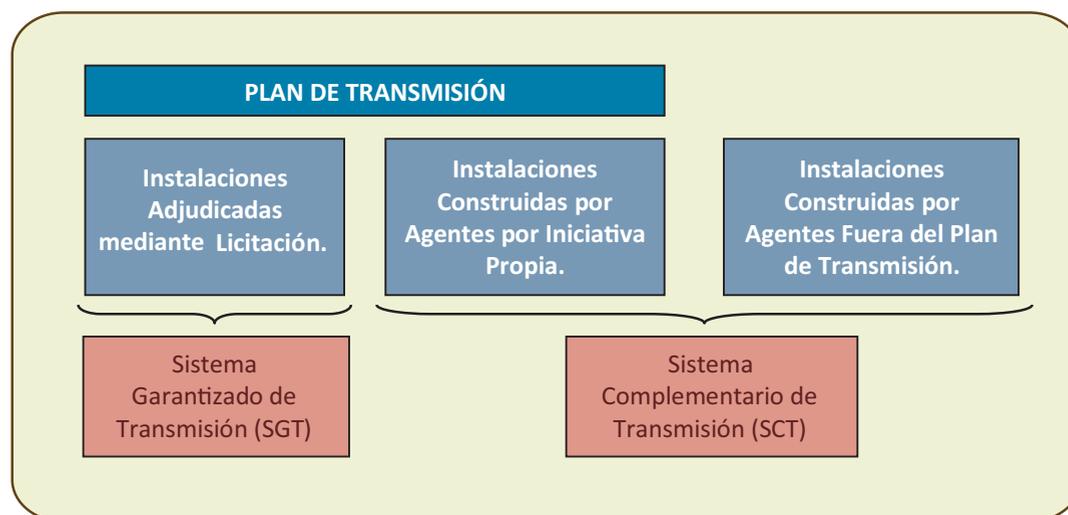
<sup>170</sup> Entre los principales problemas están la falta de inversiones y la consecuente congestión de suministro eléctrico en determinadas zonas, además del crecimiento de la demanda de electricidad a lo largo del país.

**Cuadro N° 44: Sistemas de transmisión que coexisten en el Perú**

Decreto Ley 25844 – LCE (Año 1992)	Ley 28832 (Año 2006)
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Sistema Principal (SPT):</b> Líneas de transmisión de muy alta tensión (MAT) y de alta tensión (AT) conectadas a las subestaciones o barras base<sup>171</sup>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Sistema Garantizado (SGT):</b> Instalaciones que se encuentran incluidas en el Plan de Transmisión y que se construyen como resultado de una licitación.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Sistema Secundario (SST):</b> Instalaciones de alta tensión (AT) y media tensión (MT) que transportan electricidad a un distribuidor o usuario final desde una barra base.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Sistema Complementario (SCT):</b> Instalaciones que se encuentran o no en el Plan de Transmisión pero que son construidas por iniciativa propia de los agentes.</li> </ul>

Elaboración: Propia

Respecto a la Ley N° 28832, se debe mencionar que el marco legal establecido fue concebido con objeto de incrementar las inversiones en transmisión de una manera más eficiente debido a que son producto de un plan de transmisión que proyecta la expansión de la red. El **Gráfico N° 78** muestra un esquema de los sistemas de transmisión de acuerdo a la Ley N° 28832.

**Gráfico N° 78: Sistemas de transmisión incorporados bajo la Ley N° 28832**

Elaboración: Propia

### 3.3.2 Contratos de concesión para el SGT y el SCT

Los titulares de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y del Sistema Complementario de Transmisión (SCT) deben suscribir un Contrato de Concesión Definitiva, salvo que se trate de distribuidores dentro de su propia zona de concesión; ello de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 28832.

<sup>171</sup> Las barras base son aquellas que permiten a los generadores y distribuidores el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

Además de ello, resulta importante señalar que el interesado en ejecutar un proyecto del Sistema Complementario de Transmisión (SCT) tiene que solicitar al COES un certificado de conformidad que se encuentre sustentado con un estudio de pre-operatividad, en el que se determine que la nueva instalación no va a perjudicar la seguridad ni la fiabilidad del SEIN; ello atendiendo a que la transmisión eléctrica obedece a leyes físicas, por lo cual la construcción de una nueva instalación podría ocasionar problemas al sistema eléctrico.

### 3.3.3 Licitaciones para los sistemas de transmisión

Conforme a la Ley N° 28832, el Ministerio de Energía y Minas o ProInversión, bajo delegación de este último, debe convocar a licitaciones para la concesión de los sistemas de transmisión con el objetivo de cubrir alguna de las siguientes tres actividades<sup>172</sup>:

- Otorgar la concesión de las instalaciones del SGT que deben continuar en operación.
- La construcción, operación y mantenimiento de nuevas instalaciones destinadas a formar parte del SGT.
- La ejecución de refuerzos sobre instalaciones existentes del sistema de transmisión, cuyos titulares no hayan ejercido el derecho de preferencia.

Considerando que el objetivo de estos procesos es licitar las líneas de transmisión necesarias al menor costo posible, la licitación se adjudica a la empresa que oferte construirla y operarla al menor costo posible. El costo de inversión con el que se adjudica la licitación a la empresa de transmisión (valor histórico) será utilizado por OSINERGMIN en el reconocimiento de su remuneración.

### 3.3.4 Costos de un sistema de transmisión

Los costos en los que incurren las empresas de transmisión eléctrica se pueden dividir en dos:

- a) El costo de inversión:** el cual incluye la construcción de las líneas de transmisión, subestaciones y centro de control.
- b) El costo de operación y mantenimiento (COyM):** el cual incluye todos los gastos de la empresa por la operación y mantenimiento de las líneas de transmisión, otras instalaciones, seguridad, pago de personal, entre otros.

Para el reconocimiento de los referidos costos, actualmente se cuenta con tres mecanismos que coexisten: una tarifa regulada por OSINERGMIN; los contratos BOOT y RAG; y, el mecanismo de licitaciones. A continuación, se explicará brevemente cada uno de ellos.

Respecto de la tarifa regulada por el OSINERGMIN, en el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), las tarifas del sistema de transmisión las establece el organismo regulador con el objetivo de lograr que los ingresos totales recibidos por las empresas de transmisión puedan cubrir sus costos totales eficientes, basándose en el concepto de sistema económicamente adaptado a la demanda, el cual hace referencia a la mejor configuración posible que se puede alcanzar en el momento en que se calcula la tarifa. La desventaja de este mecanismo es que incorpora cierta cuota de incertidumbre en la remuneración a la transmisión en la medida que la inversión que realizó la empresa de transmisión (valor histórico) puede ser reconocida parcialmente, debido por ejemplo

<sup>172</sup> Al respecto, véase el artículo 20 del Reglamento de Transmisión, aprobado por el Decreto Supremo N° 027-2007-EM.

a una disminución de los costos de materiales, aparición de una nueva tecnología, etc., lo que trajo como consecuencia una falta de inversión en dicha actividad.

Paralelamente a lo planteado por la LCE, con el objetivo de atraer una mayor inversión en la transmisión eléctrica, se recurrió a una forma alternativa de remunerar las inversiones en transmisión a través de los Contratos BOOT (Build, Own, Operate and Transfer)<sup>173</sup> y los Contratos RAG (Remuneración Anual Garantizada)<sup>174</sup>.

Finalmente, con la aprobación de la Ley N° 28832, se ha implementado las subastas como mecanismo para determinar el valor de los costos a ser remunerado a la empresa de transmisión, adjudicando la concesión a la empresa que ofrezca construirla y operarla al menor costo.

### 3.3.5 Costo y Remuneración del Sistema Principal (SPT)

Tal como se ha mencionado, antes de la promulgación de la Ley N° 28832, se contaba con dos sistemas: el SPT y el SST. En el primer caso, para que una instalación fuera considerada como parte del SPT, debía cumplir con los siguientes requisitos<sup>175</sup>:

- a) Comprender instalaciones de Muy Alta Tensión (MAT) o Alta Tensión (AT).
- b) La energía que fluía en un mismo sentido no debía ser mayor al 90% de la energía total transportada por la instalación en mención<sup>176</sup>.
- c) El beneficio económico que la instalación brindaría a los consumidores debería ser de por lo menos el 70% del total de los beneficios producidos por la instalación.
- d) El ratio beneficio/costo de los consumidores tendría que ser mayor a uno.

Respecto de las instalaciones que no formaban parte del SPT, se debe tener en cuenta que éstas eran evaluadas cada cuatro años para definir si correspondía su incorporación al SPT o si debían permanecer fuera de este sistema. A continuación, se trata sobre los costos y la remuneración del SPT.

#### A. Costo total anual eficiente del Sistema Principal de Transmisión (SPT)

La retribución que reciben las empresas de transmisión instaladas bajo la Ley anterior (Ley N° 25844) es anual<sup>177</sup> y debe ser igual a su costo total eficiente, el cual está conformado por la anualidad de las inversiones (aVNR) más los costos estándares (eficientes) de operación y mantenimiento (COyM).

**Gráfico N° 79: Costos Eficiente del Sistema Principal (aVNR + COyM)**



Elaboración: Propia

<sup>173</sup> Construye, Apropia, Opera, y Transfiere.

<sup>174</sup> Que consiste en un pago fijo anual.

<sup>175</sup> Al respecto, véase, el artículo 132 del Reglamento de la LCE, derogado con la aprobación de la Ley N° 28832.

<sup>176</sup> En el caso de los ítems b, c y d, se toma en cuenta un período proyectado de 5 años.

<sup>177</sup> Los costos de inversión se convierten en anualidades (en pagos anuales que equivalen a la inversión total realizada). Por lo tanto, el costo total anual eficiente reconocido por OSINERGMIN está conformado por la anualidad de las inversiones, considerando un valor de reemplazo al final del período (Valor Nuevo de Reemplazo "aVNR") descontadas a una tasa de 12% (según el artículo 79 de la LCE) y los costos estándares de operación y mantenimiento (COyM).

El Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) incluye el costo de renovar las instalaciones en el período corriente con la tecnología y precios vigentes, los gastos financieros incurridos en el período de construcción, los gastos y compensaciones por concepto de servidumbres y los gastos por concepto de estudios previos y supervisión<sup>178</sup>. Para calcular la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (aVNR) se toma en cuenta un horizonte de 30 años y una tasa de descuento del 12%.

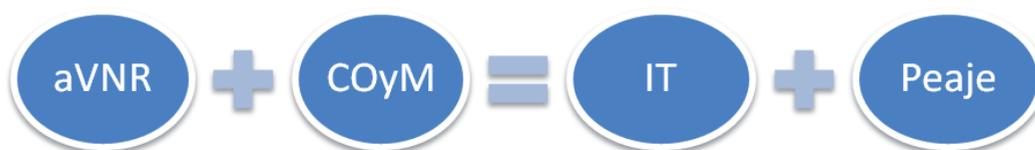
Los concesionarios calculan y proponen el VNR a OSINERGMIN, institución que decide la aprobación o modificación considerando si se realizaron o no correctamente los cálculos (por ejemplo, verifica que se hayan incluido solo las instalaciones necesarias). El VNR se actualiza cada 4 años.

Cabe precisar, que en el caso de las instalaciones del SPT concesionadas a través de un contrato BOOT, el costo de inversión que se coloca es el pactado en dicho contrato, sin la necesidad de recurrir al cálculo del valor nuevo de reemplazo.

## B. Remuneración del Sistema Principal de Transmisión (SPT)

Calculados los costos totales anuales eficientes, el mecanismo de pago establecido para remunerar a la empresa de transmisión del Sistema Principal (SPT) se compone del Ingreso Tarifario (IT) y el Peaje por Conexión (P), tal como lo muestra el **Gráfico N° 80**.

**Gráfico N° 80: Remuneración del Sistema Principal (Ingreso Tarifario + Peaje)**



Elaboración: Propia

### a. El ingreso tarifario (IT)

El referido ingreso tarifario<sup>179</sup> es el pago que reciben las empresas de transmisión del SPT por el uso de las líneas para el traslado de energía (ingreso tarifario por energía), así como por la capacidad de la línea (ingreso tarifario por potencia).

Para calcular el ingreso tarifario, se valorizan las entregas y retiros de energía y potencia a los distintos precios en barra del sistema; luego se resta el valor calculado de todos los retiros, menos el valor calculado de todas las entregas (tanto para energía como para potencia). La diferencia que corresponde a energía es el ingreso tarifario por energía, mientras que la diferencia correspondiente a potencia, es el ingreso tarifario por potencia. Si dicha diferencia, cualquiera de las mencionadas, resulta negativa, el ingreso tarifario respectivo se iguala a cero<sup>180</sup>.

<sup>178</sup> Al respecto, véase el artículo 76 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

<sup>179</sup> Desde el punto de vista geográfico, el ingreso tarifario se determina como la suma del ingreso tarifario nacional más el ingreso tarifario de los enlaces internacionales. Aquí se utilizará el punto de vista del producto determinado como la suma del ingreso tarifario por energía (flujo de energía) más el ingreso tarifario por potencia (capacidad de la línea). Desde el punto de vista de tramos de transmisión, el ingreso tarifario es igual a la suma de los montos por ingresos tarifarios de energía y potencia de todos los tramos que constituyen el sistema de transmisión principal.

<sup>180</sup> Al respecto, véase el artículo 135 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La siguiente ecuación muestra el cálculo del **ingreso tarifario** por energía y potencia.

$$IT = (Pr \times PBPr - Pe \times PBPe) + (Er \times PBEr - Ee \times PBEe)$$

Donde:

- Pr, Pe: Potencia de retiro y entrega
- PBPr, PBPe: Precio en barra de la potencia de retiro y entrega
- Er, Ee: Energía de retiro y entrega
- PBEr, PBEe: Precio en barra de la energía de retiro y entrega

Ahora bien, debido a que las tarifas se fijan para el período siguiente, se realiza una estimación de la energía y potencia de retiro y entrega, obteniéndose el Ingreso Tarifario Esperado Total del Sistema Principal (SPT). Este Ingreso Tarifario Esperado es requerido para cada fijación tarifaria, el cual es propuesto por el COES para los siguientes 12 meses, expresado en 12 cuotas iguales utilizando la tasa de actualización del 12%.

El Ingreso Tarifario Esperado de cada transmisor del Sistema Principal (SPT) le será pagado mensualmente por los generadores en función a sus Ingresos por Potencia<sup>181</sup>.

### b. El peaje por conexión

Habitualmente, sucede que el ingreso tarifario no resulta suficiente para cubrir los costos totales de las empresas de transmisión, por lo cual la diferencia entre el costo total anual eficiente y el ingreso tarifario se cubre mediante un pago denominado peaje por conexión (P). En ese sentido, debido a que la finalidad del Peaje es cubrir una diferencia, su monto se obtiene de manera residual, una vez que se ha realizado el cálculo de Ingreso Tarifario Esperado.

**Gráfico N° 81: Cálculo del Peaje por conexión (P)**



Elaboración: Propia

En ese sentido, el peaje por conexión es determinado cada mes por el COES y al igual que el ingreso tarifario es expresado en 12 cuotas iguales considerando una tasa de actualización del 12%.

Una vez realizado el cálculo del peaje por conexión, éste se divide entre la demanda máxima anual proyectada a ser suministrada a los clientes. El resultado que se obtiene se denomina **Peaje por Conexión Unitario**.

### 3.3.6 Costo y Remuneración del Sistema Garantizado (SGT)

De acuerdo con la Ley N° 28832, para que una instalación sea considerada parte del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) debe encontrarse incluida en el Plan de Transmisión. Para la construcción de estas instalaciones se requiere que exista un proceso de licitación, el cual tiene como resultado la firma de un contrato de concesión

<sup>181</sup> Al respecto, véase el artículo 136 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

de plazo máximo de 30 años de operación comercial, al cual se le añade el tiempo de construcción de las instalaciones; finalizada la concesión<sup>182</sup>, los activos pasan a pertenecer al Estado.

Conforme lo establece la Ley N° 28832, la remuneración del SGT tiene por objetivos<sup>183</sup>:

- Garantizar la remuneración de las instalaciones del Sistema Garantizado (SGT).
- Lograr la estabilidad y predictibilidad de: (1) el pago que realizarán la generación y la demanda; y, (2) los ingresos de los concesionarios de transmisión.
- Establecer las obligaciones de pago que corresponden a todos los usuarios del SGT.

A continuación, se aborda el tema sobre los costos y remuneración del SGT:

### A. Base Tarifaria: Costo total anual eficiente del SGT

De acuerdo a lo establecido en la Ley N° 28832, para remunerar al Sistema Garantizado (SGT) se debe calcular la Base Tarifaria (BT), que es un concepto análogo al Costo Total de Transmisión establecido para el Sistema Principal de Transmisión (SPT).

La Base Tarifaria incluye la anualidad por los costos de inversión (aCI), los costos eficientes de operación y mantenimiento (COyM), y una liquidación anual (LA) que corresponde al desajuste entre lo fijado como Base Tarifaria el año anterior y lo efectivamente recaudado<sup>184</sup>.

Gráfico N° 82: La base tarifaria del SGT



Elaboración: Propia

La Base Tarifaria es fijada por OSINERGMIN antes del comienzo de la operación comercial de las instalaciones del SGT y al igual que la remuneración por el Costo Total Anual Eficiente del Sistema Principal (SPT), se paga mediante montos mensuales que son calculados considerando una tasa de actualización anual de 12%, en concordancia con el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).

#### a. La anualidad por los costos de inversión (aCI)

Se calcula a partir del valor de adjudicación del contrato de concesión, considerando una tasa de descuento del 12% y un período de vida útil que se encuentra establecido en el contrato de concesión (como máximo puede ser de hasta 30 años). El costo histórico del valor de adjudicación (costo en la fecha de entrada en operación comercial de las

<sup>182</sup> Al respecto, véase el artículo 22 de la Ley N° 28832.

<sup>183</sup> Al respecto, véase el artículo 23 de la Ley N° 28832.

<sup>184</sup> Con la inclusión de esta liquidación anual (LA) se garantiza implícitamente una remuneración anual, dado que se cubrirán los desajustes en los costos fijados para el año anterior y lo efectivamente recaudado. Esta medida promueve las inversiones en transmisión.

instalaciones de transmisión) se actualiza anualmente utilizando índices establecidos en cada uno de los contratos de concesión del SGT<sup>185</sup>.

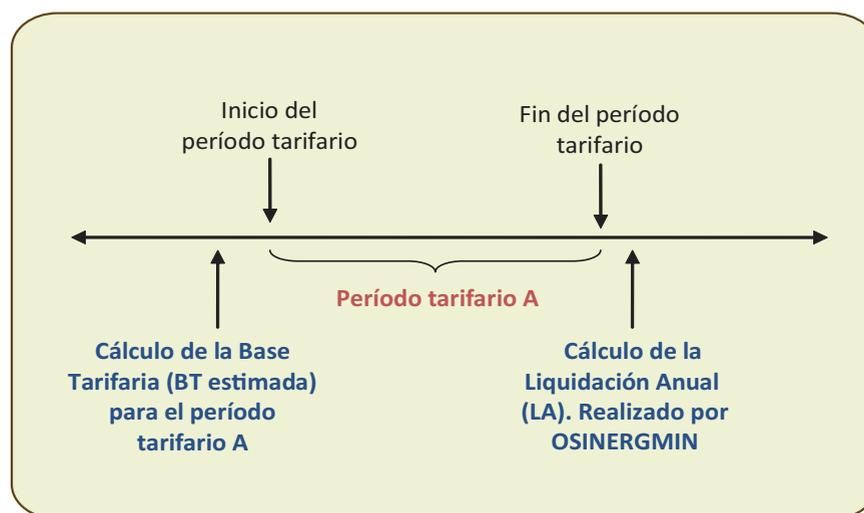
Con esto, se logra que los pagos a las empresas de transmisión sean estables y predecibles, pues el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)<sup>186</sup>, bajo el sistema anterior, podía variar entre períodos de fijación tarifaria al depender de los cambios en precios corrientes y la tecnología.

### b. Liquidación anual (LA)

En este caso se toma en cuenta el desajuste entre lo fijado como Base Tarifaria el año anterior y lo efectivamente recaudado por la empresa de transmisión durante el año. Su cálculo es realizado por OSINERGMIN al final del periodo (del año), donde de haber diferencia, la misma se le reconoce a la empresa en el período siguiente: como crédito (cuando la diferencia resulta en contra de la empresa) o débito (cuando le resulta a favor).

La existencia de la Liquidación Anual permite contrarrestar las variaciones en el tipo de cambio que causan una diferencia entre la Base Tarifaria y lo efectivamente recaudado. Esto sucede pues la anualidad refleja el costo de inversión, que a su vez incluye el costo de los equipos y aparatos necesarios para instalar y construir los sistemas, y que al ser en su mayoría importados se encuentran en moneda extranjera. El siguiente gráfico ilustra la mecánica de la Liquidación Anual (LA).

**Gráfico N° 83: La liquidación anual (LA)**



Elaboración: Propia

## B. Remuneración del SGT

En el marco de la Ley N° 28832 y el Reglamento de Transmisión, la asignación del pago del SGT está en función de los beneficios económicos que brinda dicha instalación. Este reconocimiento de beneficios debe ser pagado al monto de la Base Tarifaria (BT).

<sup>185</sup> Uno de los objetivos principales de la fijación tarifaria en el SGT es el de lograr que los pagos de los generadores y usuarios a las empresas de transmisión sean estables y predecibles, por lo que se abandona el concepto de Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para calcular los costos de inversión. Estos eran una fuente de incertidumbre para las empresas de transmisión y generación. Es por este motivo que en lugar del VNR para los SGT se utiliza el valor histórico, que es resultado del valor adjudicado por medio del proceso de licitación a la empresa transmisora ganadora de la concesión.

<sup>186</sup> También denominado Valor Nuevo de Retorno.

Conforme a la referida norma, el pago de la Base Tarifaria (BT), era compartido entre generadores y usuarios<sup>187</sup>, existiendo una Base Tarifaria Asignada a Generadores (BTAG)<sup>188</sup> y una Base Tarifaria Asignada a Usuarios (BTAU), respectivamente. Posteriormente, mediante el Decreto Legislativo N° 1041<sup>189</sup> se estableció que la Base Tarifaria Asignada a Usuarios (BTAU) sea la única que remunere a la Base Tarifaria (BT) del SGT (mediante el Ingreso Tarifario (IT) y el Peaje por Transmisión (PT)).

Estas variables eran calculadas de manera análoga a su equivalente para el Sistema Principal de Transmisión (SPT), con la diferencia que bajo los cambios introducidos mediante el Decreto Legislativo N° 1041, actualmente solo son pagados por los usuarios beneficiados en forma proporcional (**tarifa estampilla**)<sup>190</sup>.

**Gráfico N° 84: Composición inicial de la Remuneración de la Base Tarifaria del SGT**



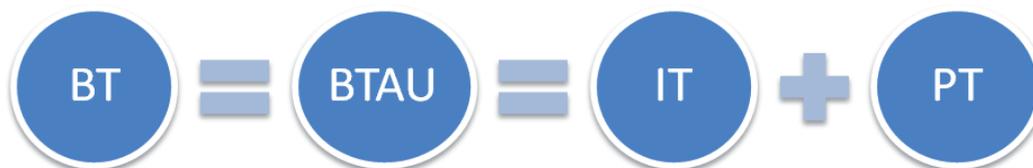
Elaboración: Propia

**Gráfico N° 85: Base tarifaria asignada a usuarios (BTAU)**



Elaboración: Propia

**Gráfico N° 86: Composición final de la Remuneración de la base tarifaria del SGT**



Elaboración: Propia

<sup>187</sup> Los beneficios económicos que recibían los generadores y usuarios se determinaban durante la elaboración del plan de transmisión o su actualización.

<sup>188</sup> La Base Tarifaria Asignada a Generadores (BTAG), se remuneraba en función de los beneficios económicos que generaban las instalaciones y la mejora en la confiabilidad del sistema.

<sup>189</sup> Cabe precisar que varios artículos de la Ley N° 28832 fueron modificados por el Decreto Legislativo N° 1041. Precisamente, el artículo 1 del Decreto Legislativo N° 1041 indica que la remuneración de la Base Tarifaria (BT) del SGT se asigna a los usuarios, descontándole el ingreso tarifario para obtener el peaje de transmisión. La interpretación de esta modificación es que se elimina la Base Tarifaria Asignada a Generadores (BTAG) quedando únicamente la Base Tarifaria Asignada a Usuarios (BTAU) como forma de remunerar la Base Tarifaria (BT) del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT).

<sup>190</sup> Según se establece en el artículo 27 del Reglamento de Transmisión, la determinación, recaudación, liquidación y forma de pago del Ingreso Tarifario, del Peaje de Transmisión y el valor unitario del Peaje de transmisión del SGT, tendrán el mismo tratamiento que el Ingreso Tarifario, Peaje por Conexión y Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión, respectivamente.

Este cambio en la responsabilidad del pago de la Base Tarifaria (BT) se sustenta en las grandes diferencias de precios que podrían darse a raíz de la construcción de nuevas instalaciones de transmisión. En efecto, el inicio de nuevas obras generó mucha incertidumbre pues los generadores debían incluir su contribución al SGT en los precios firmes. En el caso de los usuarios, el panorama no iba a tener un cambio significativo, en la medida que el cargo por transmisión siempre termina trasladándose a éstos.

### 3.3.7 Costo y Remuneración del Sistema Secundario de Transmisión (SST) y Sistema Complementario de Transmisión (SCT)

En el marco de la Ley N° 28832<sup>191</sup>, la remuneración para las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión (SCT) se calcula bajo los mismos criterios que para las pertenecientes al Sistema Secundario de Transmisión (SST) de la Ley N° 25844 (LCE).

Estos sistemas no se concesionan por zonas geográficas, sino por instalaciones. Por ello, podría existir más de un titular de transmisión dentro de una misma zona geográfica. Debido a esto, se han separado en 15 áreas de demanda en todo el país basándose en criterios geográficos. Para cada área de demanda y nivel de tensión se establece un único peaje, tanto para los usuarios libres como para los regulados, donde existen 14 áreas regionales de demanda y una décimo quinta área de demanda (15) que comprende todo el territorio nacional.

#### A. Asignación de la responsabilidad de pago<sup>192</sup>

Para realizar esta asignación se identifican a los usuarios de las líneas de transmisión (generadores o distribuidores) con el fin de determinar cuáles son las líneas de generación (usadas por los generadores para transferir energía al SPT), las líneas de demanda (utilizadas por las empresas distribuidoras para llevar la energía a los usuarios finales) y las instalaciones de las que parcialmente se benefician los generadores o usuarios. A esto se añade que dentro del Sistema Complementario de Transmisión hay subdivisiones, según si las instalaciones están o no en el Plan de Transmisión, o están en el Plan de Inversiones.

Sobre la base de la identificación, a los titulares de generación o área de demanda que utilicen de manera exclusiva las instalaciones respectivas, se les asignará el 100% de su pago. En los casos de instalaciones que pueden estar asignadas parcialmente a generadores o usuarios o en aquellos casos no especificados en el presente trabajo, la asignación de la responsabilidad se realizará en el marco del Procedimiento de Asignación de Responsabilidad de Pago de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión, aprobado mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 383-2008-OS/CD.

#### B. Proyección de la demanda<sup>193</sup>

El siguiente paso es proyectar la demanda de energía y potencia en dos partes:

- **Para instalaciones asignadas total o parcialmente a generadores:** el período de proyección será de 4 años y se realiza considerando las necesidades de potencia de los generadores a los que se asignó el pago de las instalaciones de transmisión.
- **Para instalaciones asignadas total o parcialmente a los usuarios:** el período de proyección será de 10 años considerando las estadísticas históricas de consumo de

<sup>191</sup> Al respecto, véase el numeral 27.2 del artículo 27 de la Ley N° 28832.

<sup>192</sup> Al respecto, véase el artículo 6 de la norma "Tarifas y Compensaciones para SST y SCT".

<sup>193</sup> Al respecto, véase el artículo 7 de la norma "Tarifas y Compensaciones para SST y SCT".

electricidad, población, número de clientes y como complemento otras variables<sup>194</sup>. Para el Área de Demanda 15 (nivel nacional), en los primeros años, se deberá considerar la proyección de demanda de la fijación de Precios en Barra, mientras que para el horizonte de largo plazo, se deberán considerar las tasas de crecimiento de la demanda promedio del Plan de Transmisión. De forma complementaria, se podrán emplear las tasas de crecimiento promedio del Plan Referencial de Electricidad.

### C. Determinación del Sistema Eléctrico a Remunerar (SER)<sup>195</sup>

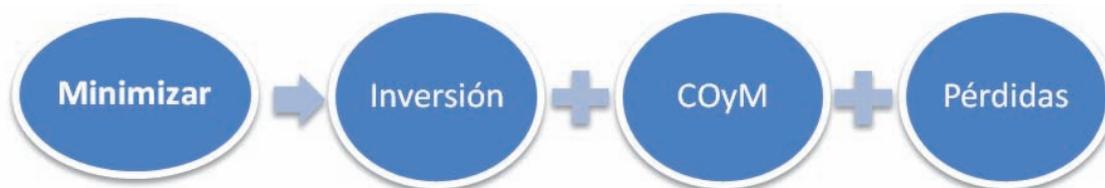
Luego de proyectar la demanda, se especifican los criterios para determinar el **Sistema Eléctrico a Remunerar (SER)**<sup>196</sup> el cual debe corresponder a la configuración de mínimo costo de las instalaciones de transmisión, que permiten brindar el servicio de transmisión en forma eficiente y cumpliendo las normas técnicas y ambientales vigentes.

### D) Cálculo de los costos mínimo-eficientes a remunerar

Una vez determinado el SER, se calcula el valor presente de: (a) sus costos de inversión, (b) sus costos de operación y mantenimiento, (c) sus pérdidas de potencia y energía las cuales son valorizadas a sus respectivos precios en barra de referencia de generación y sus respectivos factores de pérdidas; y, cuando sea el caso, (d) su Ingreso Tarifario. La utilización del SER para el cálculo de los costos a remunerar, permite obtener un mínimo costo total incurrido (costo eficiente) y con ello, el monto total a remunerar.

$$\text{Costo Total} = \text{Valor Presente}(\text{Inversión} + \text{COyM} + \text{Pérdidas de Potencia y Energía})$$

### Gráfico N° 87: Minimización del costo total a remunerar con la determinación del SER



Elaboración: Propia

**a. Costos de inversión**<sup>197</sup>: para su cálculo se consideran los costos de inversión históricos, los cuales se actualizan en cada fijación tarifaria. No se toma en cuenta la depreciación pues se asume que las instalaciones de transmisión son nuevas. En el caso de la sustitución de un componente antiguo del sistema por uno nuevo se considera el costo de inversión incremental del nuevo componente. Cabe precisar que no es necesario calcular el costo de inversión para las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión cuyo pago está asignado a los usuarios (tipo SSTD, Sistema Secundario de Transmisión de Demanda)<sup>198</sup>.

<sup>194</sup> Para proyectar se deberá recurrir a modelos y métodos de proyección los cuales deberán ser sustentados.

<sup>195</sup> Al respecto, véase el Capítulo Tercero de la norma "Tarifas y Compensaciones para SST y SCT".

<sup>196</sup> El Sistema Eléctrico a Remunerar (SER) es el sistema eléctrico considerado para determinar el Costo Medio Anual (CMA) y los peajes para toda un área de demanda o las compensaciones a cargo de la generación. El SER debe corresponder a la configuración de mínimo costo de las instalaciones de transmisión, que permita brindar el servicio de transmisión en forma eficiente y cumpliendo las normas técnicas y medioambientales vigentes.

<sup>197</sup> Al respecto, véase el artículo 15 de la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión".

<sup>198</sup> SST cuyo pago se asigna 100% a los usuarios.

**b. Costo Estándar de Operación y Mantenimiento (COyM)**<sup>199</sup>: se calcula multiplicando el costo de inversión por unos porcentajes calculados por OSINERGMIN, los cuales deben corresponderse con la ubicación geográfica y el nivel de tensión de cada elemento del sistema de transmisión. Para el caso de transformadores, se considera el porcentaje correspondiente al nivel de mayor tensión. Cabe señalar que no es necesario calcular el COyM para las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión cuyo pago está asignado a los usuarios.

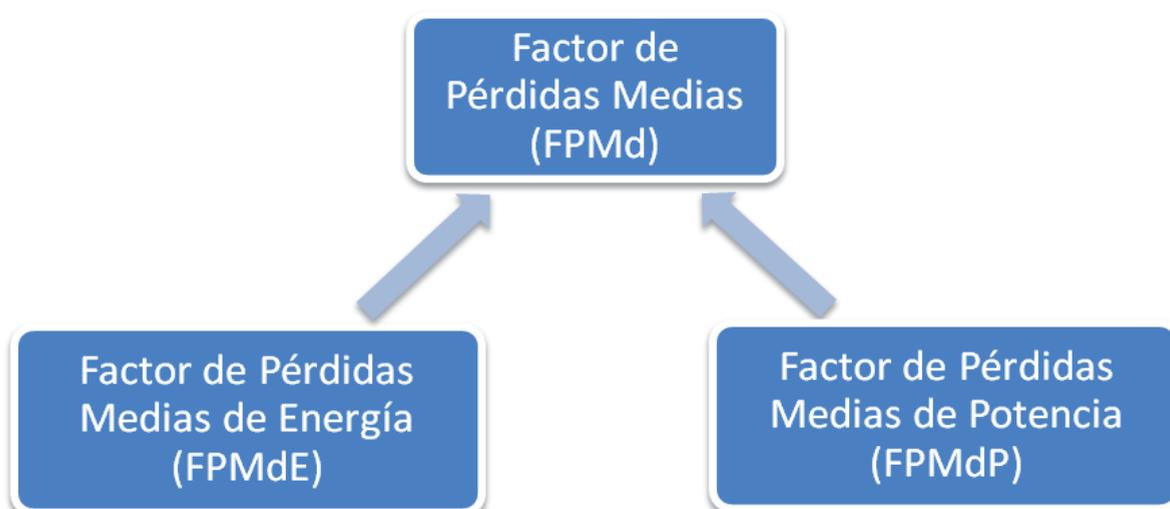
**Gráfico N° 88: Costos de operación y mantenimiento de los SST y SCT**



Elaboración: Propia

**c. Pérdidas físicas de energía y potencia: el factor de pérdidas medias (FPMd):** las pérdidas físicas (energía y potencia) se minimizan en el SER. Para considerar dicha minimización en el costo eficiente, se calcula un Factor de Pérdidas Medias (FPMd) que está conformado por los Factores de Pérdidas Medias de Potencia (FPMdP) y de Energía (FPMdE), solo para los sistemas de transmisión asignados a la demanda. Asimismo, para el período tarifario de los peajes, se determina un valor único de cada factor de energía y potencia, por cada área de demanda (utilizando ponderaciones), y por cada nivel de tensión.

**Gráfico N° 89: Factor de pérdidas medias (FPMd)**



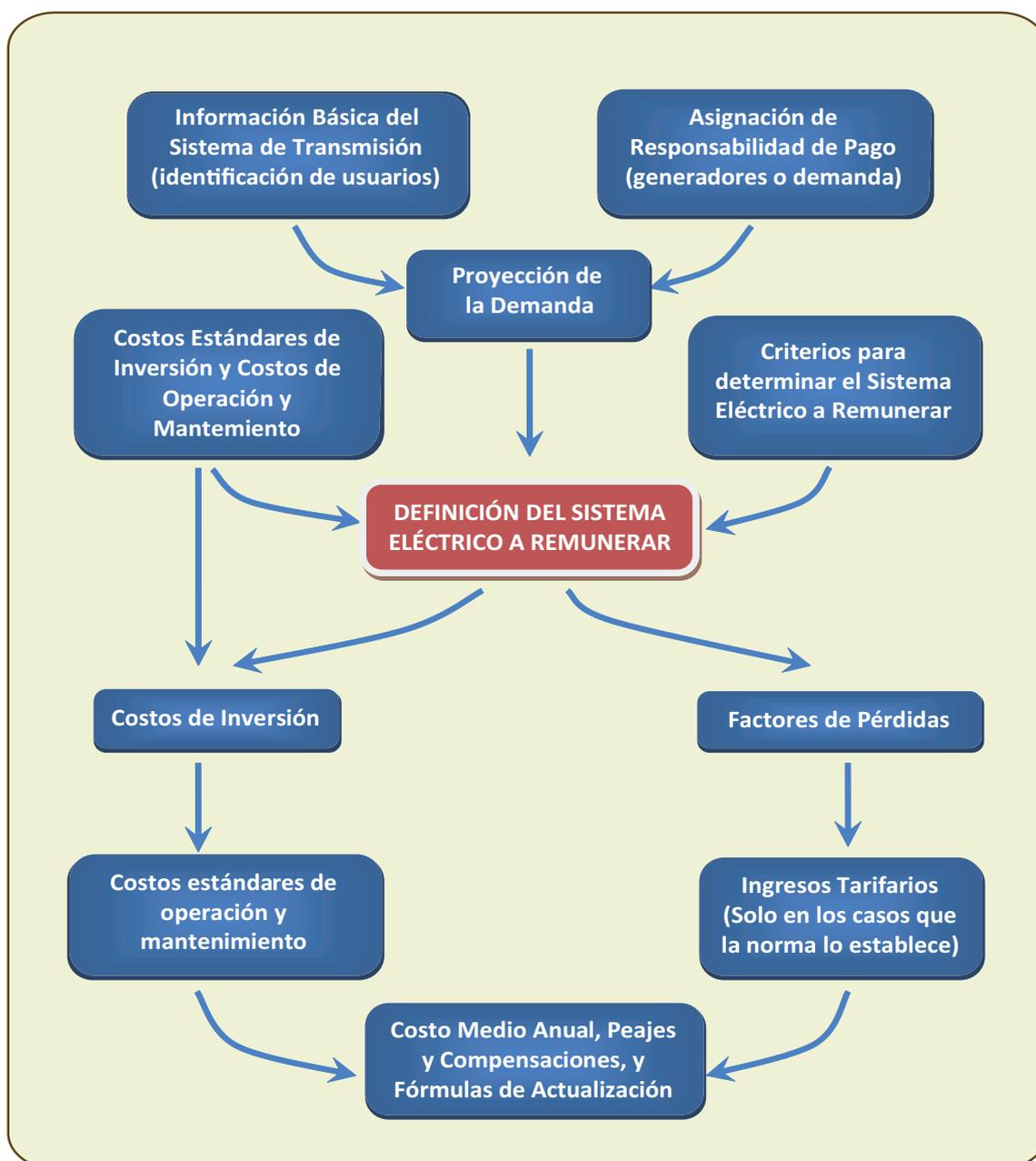
Elaboración: Propia

<sup>199</sup> Al respecto, véase el artículo 17 de la norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión".

### E) Cálculo del costo medio anual, peajes, compensaciones y fórmulas de actualización

Por último, se determina el costo medio anual (CMA), los peajes, las compensaciones y las fórmulas de actualización. A continuación, en el **Gráfico N° 90**, se describe con cierto detalle cada una de estas etapas y procedimientos.

**Gráfico N° 90: Cálculo del costo medio anual, peajes, compensaciones y fórmulas de actualización**



Fuente: Norma: Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión

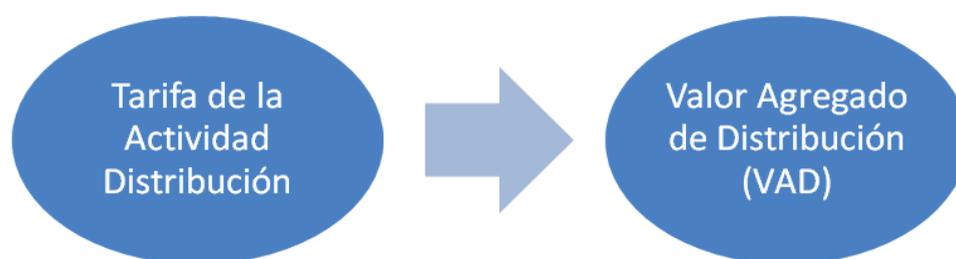
### 3.4 Tarifas en distribución eléctrica

Esta actividad presenta características de monopolio natural, donde es más eficiente que una sola empresa opere a que lo hagan varias empresas a la vez. Ello ocasiona que las empresas de distribución sean las únicas que estén facultadas para proveer el servicio eléctrico a los clientes regulados dentro de su zona de concesión (monopolio local) y que las tarifas que paguen dichos clientes, deban ser reguladas por OSINERGMIN<sup>200</sup>.

#### 3.4.1 La tarifa en distribución: VAD

Las tarifas de la actividad de distribución reciben la denominación de Valor Agregado de Distribución (VAD) y se determinan cada cuatro años.

**Gráfico N° 91: Tarifa de la actividad de distribución**



Elaboración: Propia

Para el cálculo de las tarifas de distribución se consideran los costos asociados al usuario, independientemente del consumo de energía o potencia; las pérdidas estándar de energía y potencia en distribución; y, los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento por unidad de potencia suministrada.

#### A. Costos asociados al usuario independientemente del consumo de energía o potencia

Incluye los pagos por lectura del medidor y por la factura (procesamiento, reparto y cobranza).

#### B. Pérdidas estándar de energía y potencia en distribución

Son aquéllas que se reconocen como propias de un sistema de distribución, ya que los distribuidores compran la energía y la potencia de las generadoras, pero en el camino parte de éstas se pierde antes de llegar a los consumidores finales. Dichas pérdidas son estándares pues solo se reconocen las pérdidas que se producen eficientemente (pérdidas técnicas) y no las pérdidas de otro tipo, como los robos de energía.

#### C. Costos estándares de inversión y explotación (operación y mantenimiento)

Son aquéllos que incluyen las inversiones eficientes reconocidas por el regulador y los costos de operación, mantenimiento, gestión comercial y de administración, también eficientes, los cuales se expresan como un porcentaje de los costos de inversión. Dicho porcentaje lo determina el OSINERGMIN.

<sup>200</sup> En el caso de los clientes libres, que también pueden ser abastecidos por las empresas distribuidoras, existe competencia entre las empresas de distribución y las empresas de generación por abastecerlos. Para mayor referencia del mercado libre ver la sección 2.6 del presente trabajo.

**Gráfico N° 92: Componentes del Valor Agregado de Distribución (VAD)**



Elaboración: Propia

Los costos estándares de operación y mantenimiento se calculan por separado según el nivel de tensión, de lo que resulta el Valor Agregado de Distribución en Media Tensión (VADMT) y el Valor Agregado de Distribución en Baja Tensión (VADBT).

**Gráfico N° 93: Componentes de los costos estándares de inversión y O&M**



Elaboración: Propia

### 3.4.2 Cálculo del valor agregado de distribución (VAD)

El Valor Agregado de Distribución (VAD) se calcula como un costo total anual, el cual equivale a la Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (aVNR) de la empresa eficiente o adaptada más los costos de explotación (CE), los cuales incluyen los costos estándares de operación y mantenimiento, costos de administración y costos de comercialización.

## A. La anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo en Distribución (aVNR)

De conformidad con el artículo 76 de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) es el “*costo de renovar las obras y bienes físicos destinados a prestar el mismo servicio con la tecnología y precios vigentes, considerando además los gastos financieros durante el período de la construcción, calculados con una tasa de interés que no podrá ser superior a la Tasa de Actualización, fijada en el artículo 79 de la presente Ley; los gastos y compensaciones por el establecimiento de las servidumbres utilizadas; y, los gastos por concepto de estudios y supervisión*”.

Cabe precisar que el valor nuevo de reemplazo no reconoce los costos en los que realmente incurrió el concesionario, sino los costos de las instalaciones del sistema adaptado a la demanda y condiciones actuales (o simplemente sistema adaptado), recurriendo a la tecnología actual con los precios actuales de mercado. Bajo este esquema, el concesionario pudo haber invertido ineficientemente en una tecnología que no era la más adecuada por lo que el sistema adaptado no reconocerá dichos costos. Este método genera incentivos para invertir en forma óptima.

Por otro lado, con el objetivo de promover la eficiencia, se reconocen los costos de las tecnologías vigentes; es decir, si existe ahora una tecnología mejor que la que se utilizó al momento de construir las instalaciones, se toma en cuenta la nueva tecnología a su respectivo precio vigente. En este caso, la concesionaria asume el riesgo por obsolescencia, el cual va a estar incorporado en su tasa de descuento.

En tal sentido, los estudios que analizan el costo del **Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)** suponen la elección de las tecnologías adaptadas a las condiciones actuales, tanto para las estructuras del subsistema de distribución primaria, como para el subsistema de distribución secundaria, es decir en media y baja tensión:

- **En media tensión** se toman en cuenta las siguientes estructuras: redes aéreas, redes subterráneas y equipos de protección y seccionamiento.
- **En baja tensión** se toman en cuenta las siguiente estructuras: subestaciones de distribución de media y baja tensión asignadas de acuerdo a la zonificación, red aérea, red subterránea y alumbrado público.

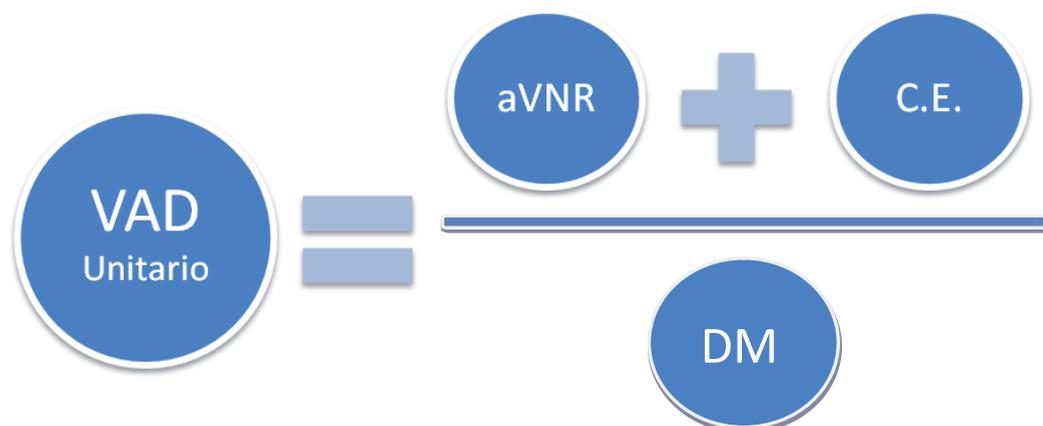
### Gráfico N° 94: Cálculo del valor agregado de distribución (VAD)



Fuente: OSINERGMIN

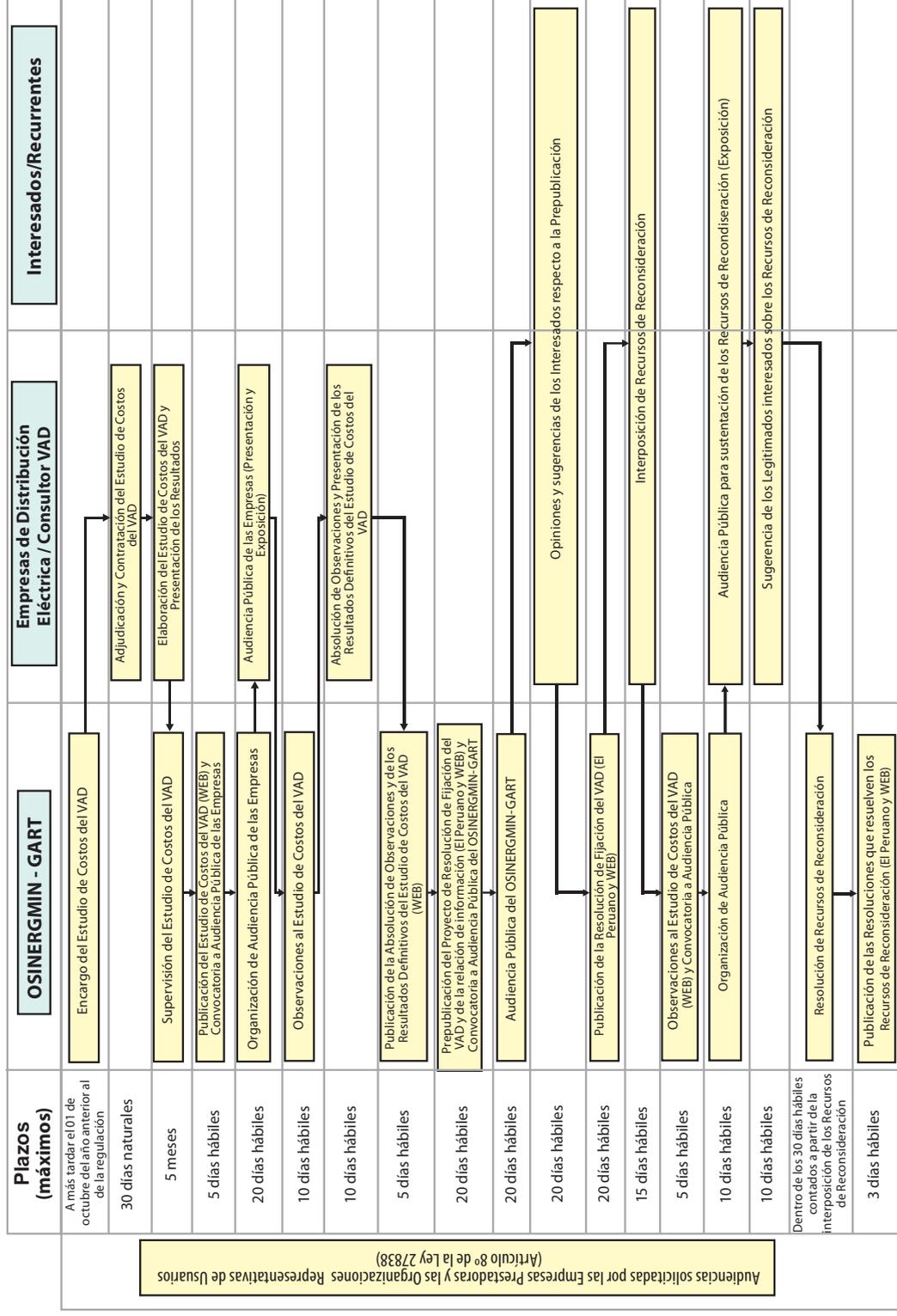
Luego de calculado el VAD anual, se procede a calcular el **VAD unitario**, el cual considera la proyección de la máxima demanda del sistema eléctrico para los próximos cinco años (DM).

Gráfico N° 95: Cálculo del VAD unitario



Fuente: OSINERGMIN

Imagen Nº 18: Procedimiento para fijación del valor agregado de distribución



Fuente: OSINERGMIN

### 3.4.3 Los sectores típicos de distribución

De acuerdo a lo establecido en el anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas, los sectores de distribución típicos “*son instalaciones de distribución con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, así como en los costos de inversión, operación y mantenimiento*”.

La clasificación en sectores típicos de distribución es de gran utilidad para la regulación en la actividad de distribución eléctrica. Según la última revisión tarifaria de noviembre del 2009, se fijaron siete sectores de distribución típicos para el período de cuatro años siguientes (2009 – 2013). Estos sectores típicos se muestran a continuación:

**Cuadro N° 45: Sectores típicos de distribución (STD)**

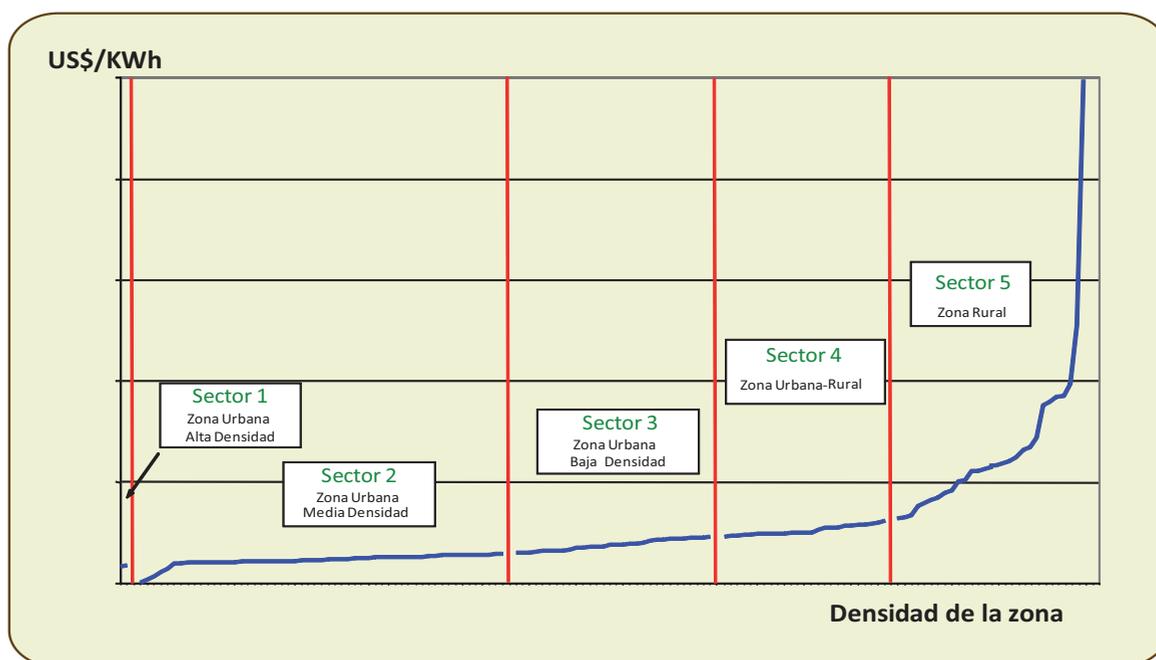
Sector de Distribución Típico	Descripción
1	Urbano de Alta Densidad
2	Urbano de Media Densidad
3	Urbano de Baja Densidad
4	Urbano - Rural
5	Rural
Sistemas Electricos Rurales (SER)	SER calificados por el MINEN según la Ley General de Electrificación Rural (LGER)
Especial	Sistema de Distribución Eléctrica de Villacurí

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

Para la determinación de los sectores típicos, inicialmente se utilizaron parámetros técnicos, en función a la densidad de la demanda y la longitud de la red, luego se utilizaron fórmulas para determinar el número de sectores típicos, utilizando parámetros como los consumos promedio, el consumo máximo, la longitud de la red, entre otros aspectos; finalmente, en la última revisión tarifaria de noviembre de 2009, se utilizaron criterios económicos para la determinación del número de sectores típicos.

El **Gráfico N° 96** muestra las diferencias que existen entre los diferentes sectores típicos en cuanto a los costos de energía según la densidad de la respectiva zona; se puede apreciar que dentro de cada sector típico existe cierta homogeneidad, a excepción del sector típico 5 (sector rural) el cual presenta dentro de sí muchas diferencias.

**Gráfico N° 96: Costo de distribución eléctrica según densidad de la zona**

Fuente: OSINERGMIN

Los criterios económicos en los cuales se basa la determinación de los sectores típicos de distribución se realizan definiendo un Costo Anual Referencial (CAR), el cual es resultado de la suma de los Costos Medios (por MWh) de las redes de media y baja tensión (MT y BT), más el resultado de dividir el cargo fijo entre la energía consumida en baja tensión.

A continuación, se describe cada uno de los sectores típicos establecidos para la última fijación tarifaria.

- **El sector de distribución típico 1:** está compuesto únicamente por las dos empresas que suministran el servicio a Lima: Luz del Sur y Edelnor; las cuales brindan el servicio a las zonas Lima Sur y Lima Norte, respectivamente. Este sector cuenta con características técnicas y de mercado de menores costos en comparación a los demás sectores de distribución.
- **El sector de distribución típico 2:** este sector de distribución típico representa a los sistemas eléctricos que suministran energía a las zonas urbanas, excluyendo a Lima. Posee una densidad media.
- **El sector de distribución típico 3:** comprende a sistemas eléctricos de distribución de zonas urbanas de baja densidad con tecnología de red aérea y desarrollos horizontales.
- **El sector de distribución típico 4:** representa a los sistemas de distribución ubicados en las zonas más alejadas, en los cuales existen pequeñas poblaciones con servicios rurales y una diversa densidad y consumo por usuario. Estos sistemas utilizan una tecnología de redes aéreas.
- **El sector de distribución típico 5:** este sector comprende principalmente a los sistemas de distribución de zonas más alejadas, predominantemente rurales, con bajo consumo por usuario.

- **El sector de distribución especial:** está compuesto por el sistema eléctrico de Villacurí, de la empresa COELVISAC, además de otros sistemas nuevos similares.
- **El sector de distribución de sistemas eléctricos rurales (SER):** como su nombre lo indica este sistema está conformado por sistemas eléctricos rurales que califiquen como tal de conformidad con lo establecido en la Ley General de Electrificación Rural.

### 3.4.4 Sectores Típicos y Regulación por Empresa Modelo Eficiente

Una empresa modelo eficiente es una empresa ficticia, la cual es construida con el objetivo de atender de la forma más eficiente la demanda; tomando en cuenta para ello sus diversas características, tales como: densidad, máxima demanda, morfología de la zona, entre otras.

La empresa modelo eficiente servirá como referencia de comparación contra la empresa real. Este esquema regulatorio genera fuertes incentivos a la eficiencia por parte de las empresas reguladas, debido a que no recibirán como remuneración los costos que realizaron, sino los costos de la empresa eficiente ficticia. Así por ejemplo, la empresa regulada tendrá pérdidas en caso no realice las inversiones eficientes, no planifique su red de distribución, entre otras acciones que tomaría la empresa eficiente.

En la distribución eléctrica en el Perú se aplica una variante de este tipo de regulación, eligiéndose en cada revisión tarifaria una de las empresas de cada sector típico de distribución, a la cual se le asigna la responsabilidad de contratar un estudio de costos. La empresa seleccionada debe contratar a una empresa consultora para que realice el estudio de costos de dicho sector típico, vale decir, estime a la empresa modelo eficiente (realice el cálculo del VNR, de los costos de explotación y las pérdidas estándares o reconocidas). Resulta importante señalar que la empresa consultora deberá ser previamente precalificada por OSINERGMIN. Los costos de dicha empresa modelo eficiente se utilizarán para remunerar a todas las empresas que componen el respectivo sector típico de distribución eléctrica.

Para el caso de la última fijación tarifaria (2009), se eligieron a los sistemas eléctricos de las empresas señaladas en el **Cuadro N° 46** para la estimación de la empresa modelo eficiente de cada sector típico.

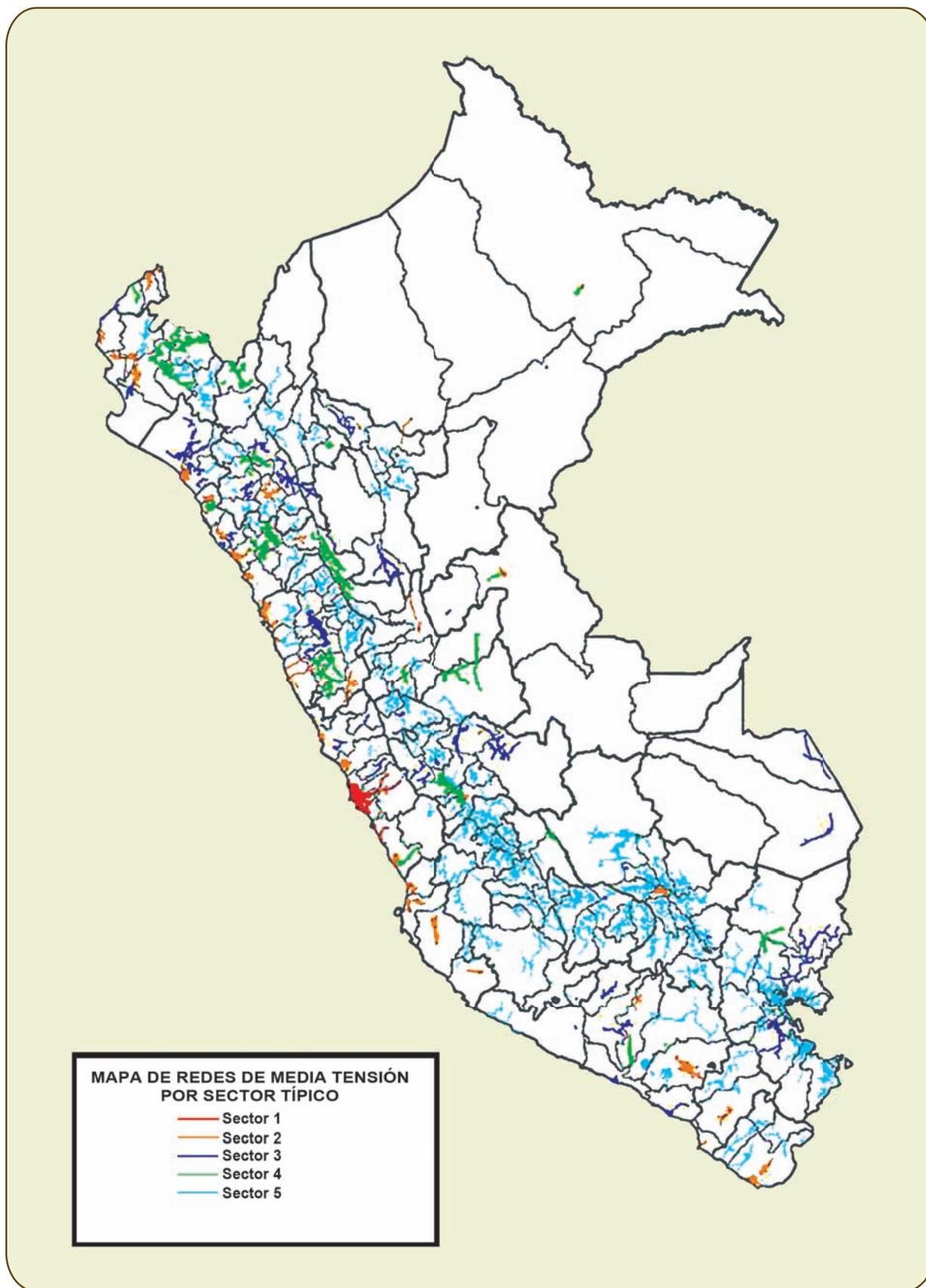
**Cuadro N° 46: Sectores típicos y empresas modelos**

Sector Típico		Empresa Responsable	Sistema Eléctrico Modelo
1	Urbano de Alta Densidad	Edelnor	Lima Norte
2	Urbano de Media Densidad	Electronoroeste	Piura
3	Urbano de Baja Densidad	Seal	Camaná
4	Urbano - Rural	Electrocentro	Junín - Shelby
5	Rural	Electro Sur Este	Combapata
SER	Sistemas Eléctricos Rurales (SER)	Electro Puno	PSE Sandia II etapa
Sector Especial		Coelvisac	Villacurí

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

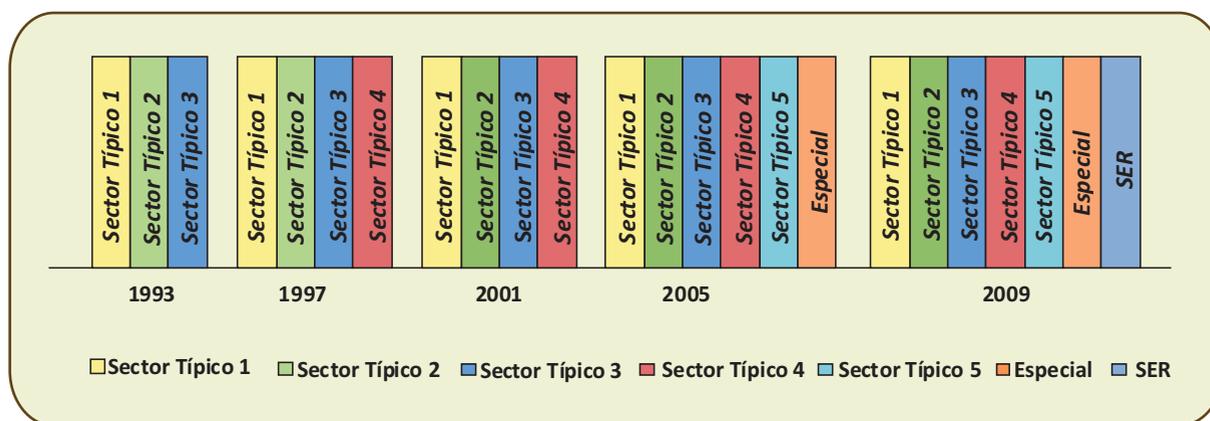
Imagen N° 19: Sectores típicos en el Perú



Fuente: Libro Blanco del Marco Regulatorio de la Distribución Eléctrica en el Perú (2009).

Respecto a los sectores típicos en el Perú, cabe mencionar que la cantidad de sectores típicos tiene su origen en la primera fijación tarifaria realizada en 1993, en la cual se establecieron tres sectores típicos; desde entonces, se han venido incrementando (ver **Gráfico N° 97**). Así, en 1997 se establecieron cuatro sectores típicos, en el 2005 se añadió un sector especial; y, finalmente, en la última fijación tarifaria del 2009 para el período 2009 – 2013, se agregó el Sector de Sistemas Eléctricos Rurales (SER), existiendo a la fecha un total de siete sectores típicos.

**Gráfico N° 97: Evolución de la cantidad de sectores típicos en la legislación peruana**

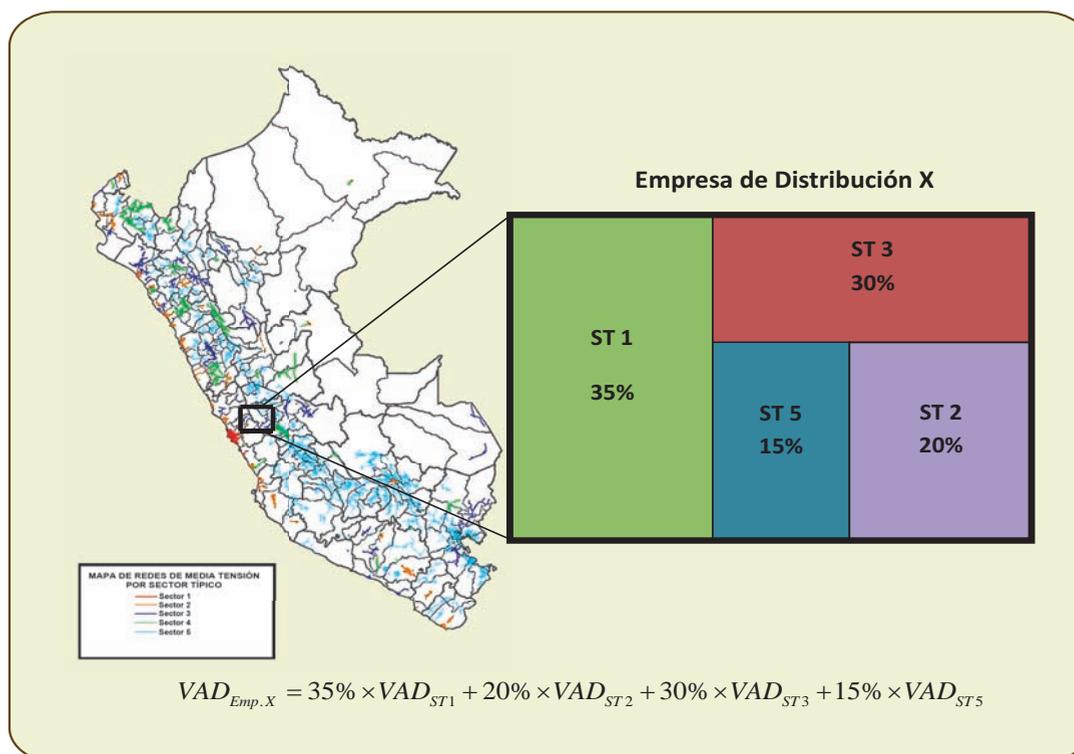


Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

### 3.4.5 VAD para cada empresa

Se debe tener en cuenta, que cada una de las empresas de distribución podría tener en su zona de concesión más de un sector típico; en ese sentido, como para cada sector típico se calcula un VAD distinto, el VAD de la empresa distribuidora se obtendrá como un promedio ponderado de los VAD de cada sector típico que lo conforma. El **Gráfico N° 98** muestra un ejemplo numérico donde se utiliza la participación de cada sector típico en las ventas de la distribuidora como factor de ponderación.

**Gráfico N° 98: VAD promedio ponderado para cada empresa**

Elaboración: Propia

Se calcula una tarifa única para todos los clientes de una empresa de distribución más un cargo fijo que es diferente para cada sector típico. Este cargo fijo es muy pequeño, por lo que no origina grandes diferencias entre clientes de una misma empresa.

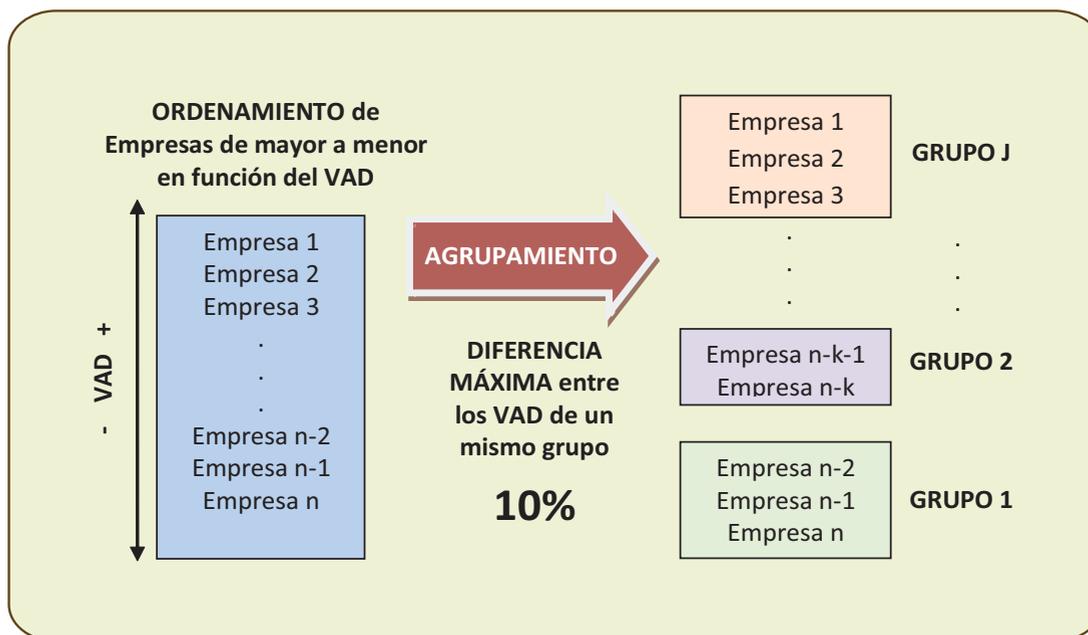
En el caso de las tarifas que solo tienen cargo por energía, se calcula su equivalente al cargo por potencia, considerando las horas de utilización representativas de cada sector típico. Debido a ello, dos clientes de una misma empresa, que pertenecen a distintos sectores típicos, pueden terminar con distintas tarifas si sus sectores típicos presentan un comportamiento distinto durante las horas de utilización del servicio.

### 3.4.6 Validación de los VAD para cada sector típico

Los VAD propuestos se deben validar verificando la Tasa Interna de Retorno. Para ello, se utiliza el siguiente procedimiento:

#### A. Formación de grupos en función al VAD

El primer paso es ordenar las empresas de mayor a menor en función a su VAD promedio ponderado. Luego se forman grupos comenzando por la empresa con el menor VAD, teniendo en cuenta que la empresa final de cada grupo no difiera en más del 10% de la empresa inicial del mismo grupo. Este proceso de agrupación debe continuar hasta haber considerado a todas las empresas. El **Gráfico N° 99**, ilustra el procedimiento de agrupamiento.

**Gráfico N° 99: Ordenamiento y agrupamiento de empresas en función del VAD**

Elaboración: Propia

**B. Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR) de cada grupo y Validación**

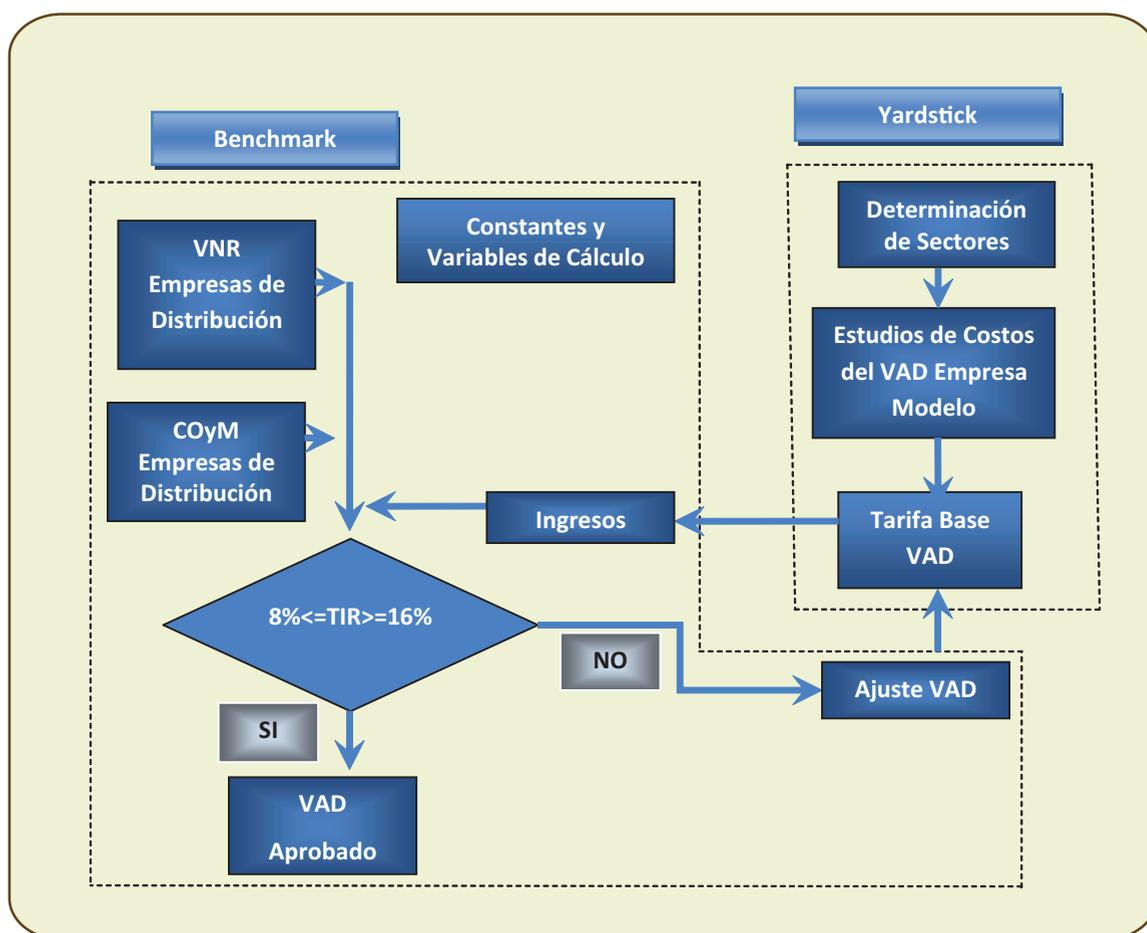
Como segundo paso, se calcula la **TIR** de cada grupo, para ello se emplean: (1) los ingresos con el VAD propuesto, considerando el número de usuarios y las ventas de energía y potencia del ejercicio inmediato anterior; (2) los costos de operación y mantenimiento del ejercicio inmediato anterior; y (3) un Valor Nuevo de Reemplazo “existente” de la empresa con un valor residual de cero. Para ello, se valorizan las instalaciones actuales (no adaptadas) de la empresa a precios corrientes de mercado.

La validación de la TIR incluye un *benchmark* en el cual se comparan los resultados de los grupos. Si la TIR del grupo se encuentra entre 8% y 16%<sup>201</sup> el VAD propuesto será definitivo; caso contrario, será ajustado proporcionalmente hasta alcanzar el límite más próximo. Con ello, resultan beneficiadas las empresas más eficientes de cada grupo<sup>202</sup>.

<sup>201</sup> Desviación menor o igual a cuatro puntos porcentuales con respecto a la tasa de actualización de 12% establecida en el artículo 79 de la LCE.

<sup>202</sup> Este procedimiento es una variante de la regulación por tasa de retorno en una banda (Sappington, 2002), el cual introduce incentivos a la eficiencia, que se adicionan a los ya mencionados producto de la utilización de una regulación por empresa modelo eficiente para cada sector típico, la cual es comparada contra las empresas dentro de dicho sector, lo que es consistente con el modelo de regulación por comparación o *yardstick competition*.

Gráfico N° 100: Cálculo y Validación de la TIR de cada grupo



Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

En resumen, las tarifas de distribución se determinan bajo el concepto de costo medio eficiente o adaptado, ofreciendo los incentivos adecuados a los concesionarios para la reducción de costos. Además, se minimizan los problemas de sobrecapitalización usando el concepto de “empresa modelo”, que como se ha dicho, sólo reconoce los costos eficientes<sup>203</sup>.

### 3.4.7 Actualización del VAD

Al igual que las tarifas de generación y transmisión, las tarifas de distribución tampoco permanecen invariantes durante todo el período que se mantienen vigentes, estas tarifas varían en función de los índices de precios de productos vendidos al por mayor (IPM), de productos importados, del cobre y del aluminio.

Se debe mencionar que el VAD está afectado por factores de economías de escala, los cuales se calculan ex ante, basándose en las tasas esperadas de crecimiento vegetativo de la demanda de energía y las proporciones que se consideran fijas y variables de los costos totales de distribución.

<sup>203</sup> No obstante, las empresas de distribución eléctrica han presentado en los últimos años varios problemas, por lo que en el “Libro Blanco del Marco Regulatorio de la Distribución Eléctrica en el Perú” se han propuesto diversas alternativas entre las que se encuentran la de utilizar una empresa modelo eficiente para cada empresa de distribución eléctrica.

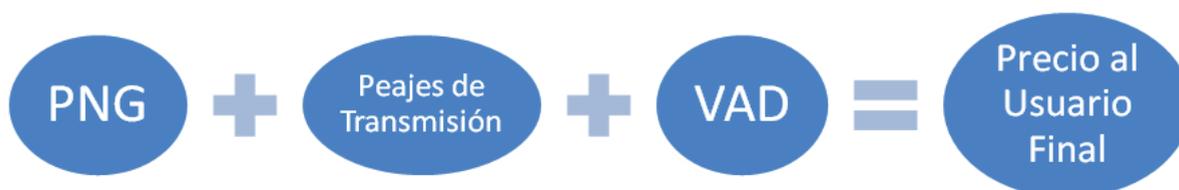
### 3.5 Tarifas al cliente final

La tarifa que se le cobra al cliente final está compuesta por la suma de las remuneraciones a las actividades que añaden valor en la cadena del sector eléctrico. Así tenemos:

- **Los precios a nivel generación:** los cuales son un promedio ponderado de los precios en barra y los precios firmes.
- **Los peajes de transmisión:** los cuales son producto de la diferencia de los costos totales eficientes o de la base tarifaria y los ingresos tarifarios.
- **El valor agregado de distribución:** el cual es producto de la suma de la anualidad de los costos eficientes de inversión más los costos de operación y mantenimiento, más las pérdidas estándares y los costos fijos asociados al usuario.

La suma de estos tres conceptos da como resultado el precio al cliente final, tal como se muestra en el **Gráfico N° 101**.

**Gráfico N° 101: Composición de la tarifa al cliente final**



Elaboración: Propia

#### 3.5.1 Opciones tarifarias al cliente final

A los usuarios finales se les ofrece una gama de posibilidades para poder elegir el plan tarifario que mejor se adecúe a su patrón de consumo. Para ello, pueden considerar el nivel de tensión, el pago por energía y/o potencia, y el horario de consumo (horas punta u horas fuera de punta), los cuales se detallan a continuación:

##### A. Tarifas en media tensión (MT)

- **Tarifa MT2:** esta tarifa presenta doble medición de energía activa y contratación o medición de dos potencias, además de un cargo fijo.
- **Tarifa MT3:** esta tarifa cuenta con doble medición de energía activa y contratación o medición de una potencia.
- **Tarifa MT4:** esta tarifa presenta una sola medición de energía activa y de potencia.

##### B. Tarifas en baja tensión (BT)

- **Tarifa BT2:** esta tarifa cuenta con una medición doble de energía dependiendo si es hora punta o fuera de punta, asimismo hace una doble medición de la potencia.
- **Tarifa BT3:** esta tarifa cuenta con una medición doble de energía dependiendo si es hora punta o fuera de punta, asimismo hace una sola medición de la potencia.
- **Tarifa BT4:** esta tarifa cuenta con una medición para la energía activa, así como para la potencia.
- **Tarifa BT5A:** esta tarifa presenta doble medición de energía para los usuarios dependiendo de la demanda máxima mensual, así se tienen dos tipos: la demanda

máxima mensual de hasta 20 kW en Horas Punta (HP) y Horas Fuera de Punta (HFP), y la demanda máxima mensual de hasta 20 kW en HP y 50 kW en HFP.

- **Tarifa BT5B No Residencial:** esta tarifa presenta una medición simple de energía y se encuentra dirigida para el sector no residencial, es decir para los usuarios que tienen además algún comercio o taller en su domicilio.
- **Tarifa BT5B Residencial:** esta tarifa presenta una medición simple de energía y se encuentra dirigida para el sector residencial, diferenciándose dos tipos de usuarios (para aplicar el FOSE<sup>204</sup>): aquéllos con consumos menores o iguales a 100 kWh por mes; y, aquéllos con consumos mayores a 100 kWh por mes.
- **Tarifa BT5C:** esta tarifa es la asignada al alumbrado público.
- **Tarifa BT6:** esta tarifa cuenta con un cargo fijo por potencia, es similar a una tarifa plana en cuanto al consumo de energía.
- **Tarifa BT7:** esta tarifa cuenta con una medición simple de energía pre pago, está dirigida principalmente para el sector rural.

#### Ejemplo de cálculo de la tarifa cobrada al cliente residencial de baja tensión (BT5B):

Con el fin de ilustrar el cálculo de la tarifa para el cliente final en baja tensión se presenta a continuación un ejemplo numérico. Así, si se cuenta con un precio a nivel de generación (PNG) de 14.2 ctm. S./kWh, un peaje por transmisión de 4.2 ctm. S./kWh y un valor agregado de distribución (VAD) de 12.6 ctm. S./kWh, se tendrá como resultado una tarifa al cliente final de 31 ctm. S./kWh, monto obtenido de la suma de los valores propuestos, tal como se detalla en el **Cuadro N° 47**:

**Cuadro N° 47: Composición de la tarifa al cliente final**

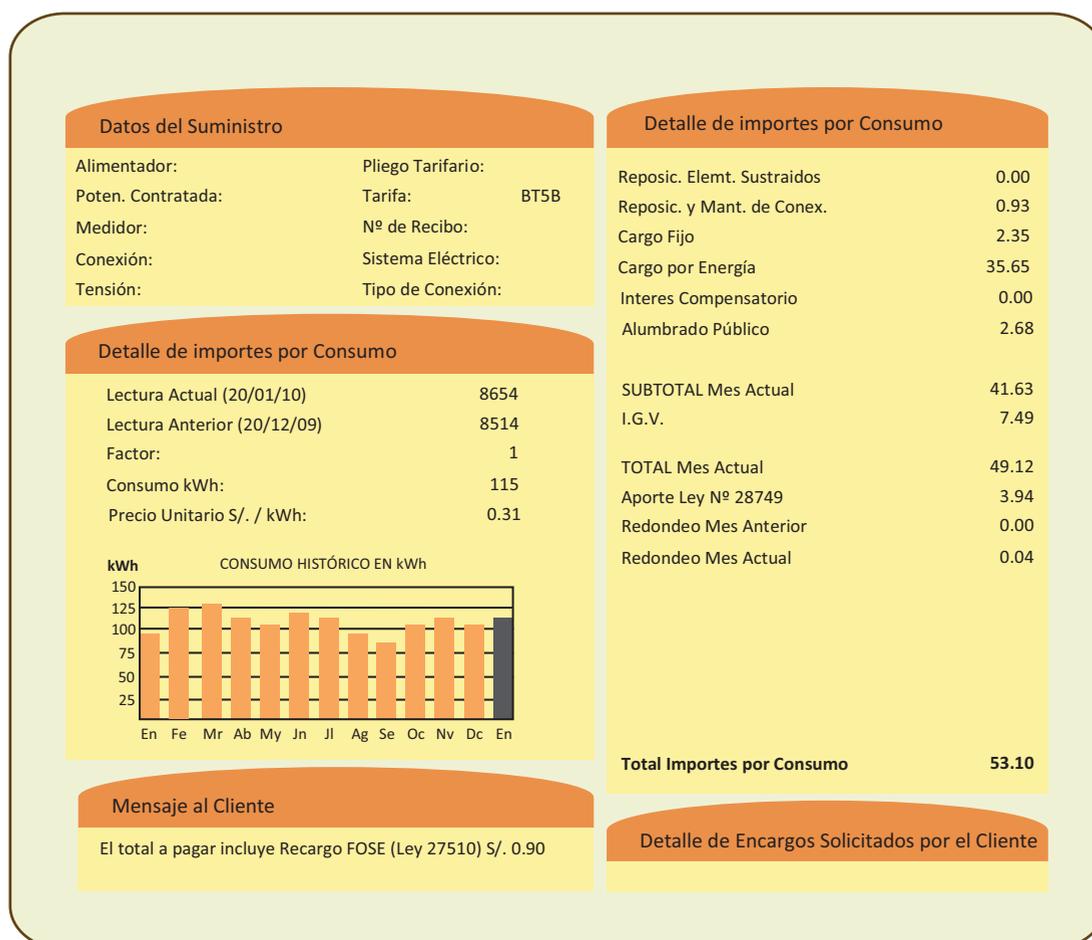
Remuneración a	ctm. S./kWh	Porcentaje
PNG	14.2	46%
Peaje	4.2	14%
VAD	12.6	41%
<b>Tarifa Final</b>	<b>31</b>	<b>100%</b>

Elaboración: Propia

<sup>204</sup> Dicho concepto se explicará en la sección inmediatamente siguiente.

La tarifa de 31 céntimos de Nuevo Sol por kilowatt-hora (ctm. S/. /kWh) puede ser expresada como 0.31 Nuevos Soles por kilowatt-hora (S/. /kWh), forma utilizada en los recibos o facturas eléctricas que se envían a los clientes finales. En el **Gráfico N° 102** se presenta una factura típica de un cliente doméstico.

**Gráfico N° 102: Ejemplo de recibo de Luz**



Elaboración: Propia

En el **Gráfico N° 102** se muestra un recibo ficticio correspondiente a un mes que pagaría una familia con un consumo de 115 kWh. En la parte superior izquierda del recibo se muestran los datos del suministro, tales como: i) el tipo de conexión que se le brinda (donde la acometida podría ser aérea, subterránea, o aéreo-subterránea<sup>205</sup>), ii) la potencia contratada, iii) el tipo de medidor (de acuerdo a la conexión a la red: monofásico, bifásico o trifásico<sup>206</sup>), iv) la tensión del suministro (en el caso de baja tensión es de 220 voltios (V)), v) el tipo de tarifa<sup>207</sup>; entre otros.

En la parte central izquierda del recibo se muestra el detalle del consumo, indicando las fechas de las lecturas del medidor (donde se registra el consumo del mes), el factor del medidor, el consumo del mes (expresado en kWh), el precio unitario por kWh consumido en el mes y el gráfico del consumo histórico de los 12 meses anteriores al mes que se

<sup>205</sup> Ver sección 1.3.3.

<sup>206</sup> Ver sección 1.3.6.

<sup>207</sup> Ver sección 3.5.1.

está facturando, incluyendo el mes presente. En la parte inferior izquierda se incluye un mensaje al cliente indicando el monto que debe pagar por concepto Recargo FOSE, tema que será abordado más adelante.

Finalmente, en la parte derecha del recibo eléctrico se muestra el detalle de importes por consumo del usuario: i) el cargo por reposición de elementos sustraídos, que presentará un valor positivo en caso de robos de elementos como el medidor eléctrico; ii) el cargo por reposición y mantenimiento de las conexiones eléctricas; iii) el cargo fijo mensual, el cual está asociado a los pagos por lectura del medidor y la factura (procesamiento, reparto y cobranza), que básicamente corresponden a la actividad de comercialización<sup>208</sup>; iv) el cargo por energía, que corresponde a la multiplicación del consumo del mes por el precio unitario ( $115 \times 0.31 = 35.65$ ); v) el interés compensatorio, asociado básicamente al redondeo de meses anteriores; vi) el cargo por alumbrado público, el cual es proporcional al consumo eléctrico del mes; vii) los montos anteriores se suman para dar como resultado el subtotal del mes, dicho cobro no incluye el impuesto general a las ventas (IGV)<sup>209</sup>, que agregado al concepto anterior reporta el total del mes actual; y, por último, viii) el aporte para la electrificación rural de acuerdo con la Ley N° 28749 (dicho aporte se encuentra en función del consumo eléctrico del mes) y se incorporan los redondeos correspondientes, de donde se obtiene el importe total por consumo eléctrico a cancelar por el mes correspondiente.

### 3.6 El Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE)

Mediante la Ley N° 27510<sup>210</sup>, se creó el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE), como un sistema de subsidios cruzados que tiene por objetivo principal favorecer a los consumidores eléctricos de menores ingresos. En efecto, el fin es favorecer el acceso y la permanencia del servicio eléctrico; en ese sentido, los usuarios residenciales de bajos ingresos (de consumo menor a 100 KWh/mes) reciben un descuento en su tarifa, mientras que los consumidores de mayores ingresos (de consumo mayor a 100 KWh/mes), reciben un pequeño recargo mensual.

El OSINERGMIN determina los recargos y subsidios que corresponden al FOSE mientras que las empresas distribuidoras son las responsables de realizar los cobros y descuentos respectivos<sup>211</sup>. Donde cabe precisar que la clasificación de usuario residencial afecto al FOSE es efectuada por la respectiva empresa de distribución. Estos usuarios están comprendidos en la opción tarifaria BT5; sin embargo, para efectos de la aplicación del FOSE la tarifa BT7 es equivalente a la BT5B. Si un usuario mantiene actividades domésticas y no domésticas, será considerado usuario residencial si por lo menos el 50% de su consumo es doméstico<sup>212</sup>.

#### 3.6.1 Subsidios aplicables por el FOSE

De acuerdo a lo establecido en la Ley N° 28307, el FOSE tiene dos rangos de aplicación según el consumo: el primero de 0 a 30 KWh/mes y el segundo de 31 a 100 KWh/mes.

<sup>208</sup> Ver sección 3.4.1.

<sup>209</sup> La tasa actual del Impuesto General a las Ventas es 18%.

<sup>210</sup> Ley N° 27510, Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica (FOSE). Dicha ley se encuentra vigente desde el 1 de noviembre de 2001. Inicialmente, esta estableció una vigencia de 30 meses desde su publicación; sin embargo, posteriormente fue ampliada de manera sucesiva: el 28 de abril de 2004 se prorrogó su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2006 (Ley N° 28213), finalmente, el 29 de julio de 2004 (3 meses después de la última modificación) se promulgó la Ley N° 28307, la cual establece la aplicación indefinida del mecanismo FOSE.

<sup>211</sup> El consumo eléctrico se utiliza como un indicador de los ingresos, en el sentido, por ejemplo las familias con mayores ingresos tendrán más artefactos, por lo que su consumo será mayor y viceversa.

<sup>212</sup> Al respecto, véase la Resolución de Consejo Directivo N° 689-2007-OS/CD.

En el primer rango, se descuenta un porcentaje (que puede ser 25, 50 ó 62.5% dependiendo del sector donde se ubique el consumidor); mientras en el segundo, un monto fijo que se mide en KWh y se valoriza a la tarifa vigente.

Los subsidios varían dependiendo si los usuarios pertenecen al sistema interconectado o a algún sistema aislado y también dependiendo de si son usuarios urbanos o no, debido a las diferencias en ingresos que se pueden presentar en cada uno de ellos. En el **Cuadro N° 48**, se muestran los subsidios del FOSE por tipo de usuario, sector<sup>213</sup> y según rango de consumo.

**Cuadro N° 48: Subsidios aplicables por el FOSE**

Usuarios	Sector	Reducción Tarifaria para consumos menores o iguales a 30 kw.h/mes	Reducción Tarifaria para consumos mayores a 30 kw.h/mes hasta 100 kw.h/mes
Sistema Interconectado	Urbano	25% del cargo de energía	7,5 kw.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	50% del cargo de energía	15 kw.h/mes por cargo de energía
Sistemas Aislados	Urbano	50% del cargo de energía	15 kw.h/mes por cargo de energía
	Urbano-rural y Rural	62,5% del cargo de energía	18,75 kw.h/mes por cargo de energía

Fuente: Ley N° 28307

### 3.6.2 Factores de ajuste luego de una interconexión

Cuando los usuarios del sistema aislado (donde reciben un mayor subsidio) pasan a formar parte del Sistema Interconectado Nacional - SEIN (donde hay un subsidio menor) enfrentan un impacto en su tarifa. Para atenuar dicho impacto, mediante Resolución Ministerial N° 432-2007-MEM/DM, se estableció para ellos la aplicación trimestral de un factor de ajuste progresivo por un período de dos años con el fin de nivelar gradualmente el aumento de sus tarifas.

**Cuadro N° 49: Factores de ajuste progresivo para usuarios del sistema aislado**

Sector del Sistema Aislado	Factor de Referencia Antes de la Interconexión	Factores de Ajuste Aplicables en los 8 Trimestres Posteriores a la Interconexión							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Urbano	0.500	0.533	0.571	0.615	0.667	0.727	0.800	0.889	1.000
Urbano - Rural y Rural	0.800	0.820	0.842	0.865	0.889	0.914	0.941	0.970	1.000

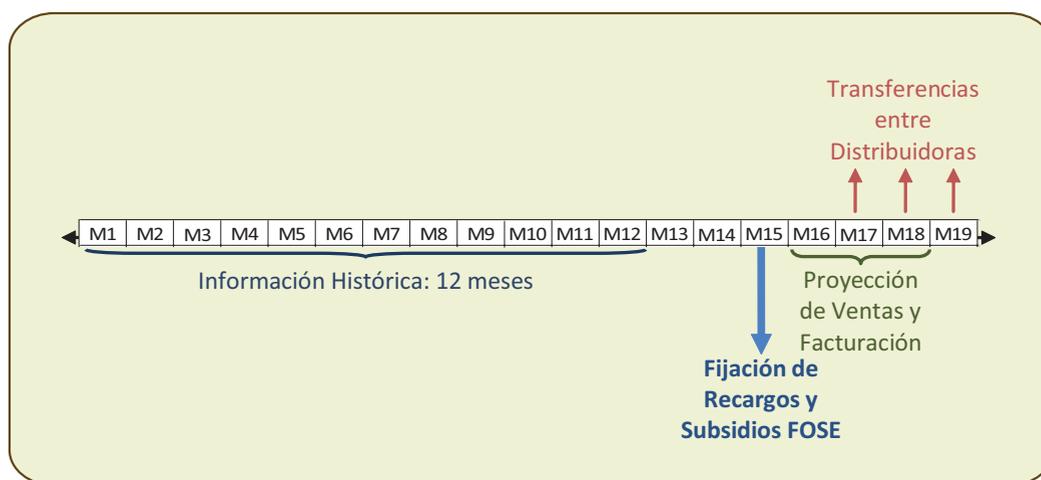
Fuente: Resolución Ministerial N° 432-2007-MEM/DM

<sup>213</sup> La clasificación de sector, la cual está dividida en urbano, urbano-rural o rural, se encuentra de acuerdo a la clasificación de los sectores de distribución típicos que el Ministerio de Energía y Minas realiza conforme lo establece el artículo 66 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

### 3.6.3 Fijación del FOSE

Para fijar los recargos y subsidios, el OSINERGMIN calcula la tasa de crecimiento anual de la información histórica de las ventas de un año de las empresas distribuidoras, esto se realiza tres meses antes de la fijación del FOSE, y con este dato se proyectan las ventas y facturación<sup>214</sup> para los tres meses siguientes desde la fecha en la que se aplicará el FOSE.

**Gráfico N° 103: Fijación del FOSE**



Elaboración: Propia

Una vez realizada esta operación, las empresas distribuidoras aplican el mecanismo FOSE y como resultado tienen un saldo neto positivo o negativo. Sobre esta base, en la primera quincena, a partir del segundo mes, las distribuidoras superavitarias (que aplicaron recargos) realizan transferencias monetarias a las deficitarias (que redujeron tarifas). El **Gráfico N° 103** describe el referido proceso.

### 3.6.4 El FOSE para usuarios urbanos del SEIN

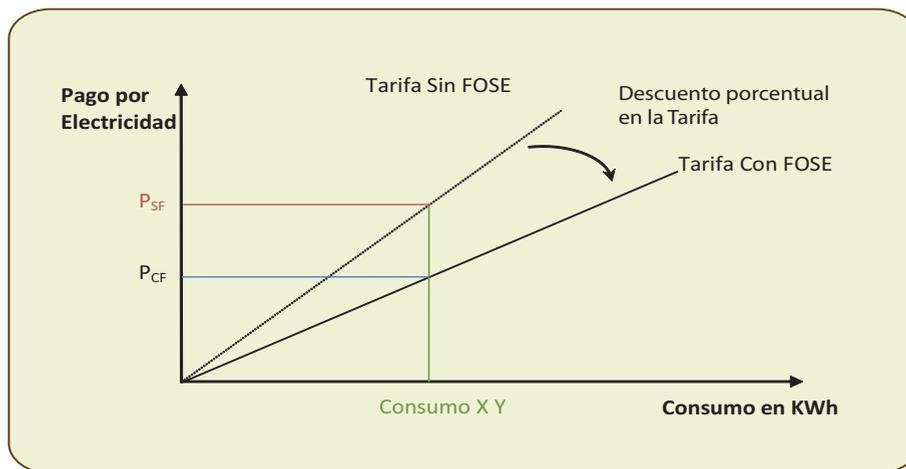
El FOSE tiene un impacto en la tarifa según su forma de aplicación<sup>215</sup>. Cuando se aplica un descuento porcentual (como cuando se tiene un consumo de 0 – 30 KWh/mes), esto equivale a una disminución en la pendiente de la curva de tarifa (ver **Gráfico N° 104**), es decir un menor precio para cada nivel de consumo. Por otro lado, cuando se aplica un descuento fijo (como cuando se tiene un consumo de 31 – 100 KWh/mes), esto equivale a un desplazamiento paralelo de la curva de tarifa hacia la derecha, debido a un consumo “de gracia” o consumo libre equivalente a 7,5 KWh por mes (**Gráfico N° 105**) con lo que la tarifa con FOSE pasa a ser no lineal<sup>216</sup>.

<sup>214</sup> La facturación se realiza a la tarifa vigente al momento de realizar el cálculo.

<sup>215</sup> Todos los casos se analizan de manera similar, pero modificando los montos y porcentajes.

<sup>216</sup> Cuando hay un giro (primer rango de aplicación del FOSE), la tarifa sigue siendo lineal (i.e. que por cada unidad de consumo se paga un precio determinado, tarifa promedio, que no cambia). Cuando hay desplazamiento (segundo rango de la aplicación del FOSE), la tarifa pasa a ser no lineal pues implica un monto fijo que se agrega (cargo) o se reduce (descuento) a la tarifa inicial (en este caso la tarifa promedio que se paga cambia según la cantidad consumida).

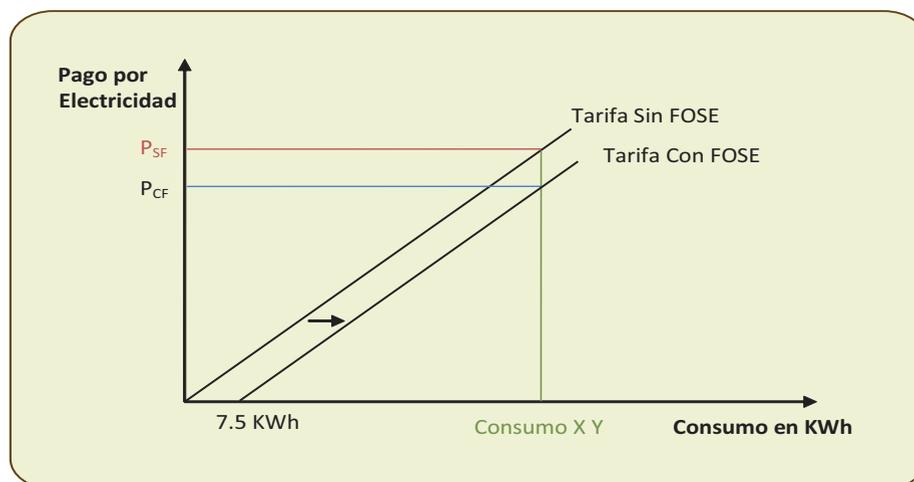
**Gráfico N° 104: Tarifa con FOSE para el rango 0 – 30 KWh/mes**



Elaboración: Propia

Así por ejemplo, si un usuario tuviera un consumo XY como el mostrado en los **Gráficos N° 104** y **N° 105** y no existiera el mecanismo del FOSE, entonces pagaría un precio por electricidad como  $P_{SF}$ ; en cambio, con la aplicación del FOSE paga un precio mucho menor, tal como  $P_{CF}$ .

**Gráfico N° 105: Curva de tarifa con FOSE para el rango más de 30 hasta 100 KWh/mes**



Elaboración: Propia

### 3.6.5 Subsidios y recargos unitarios con el FOSE

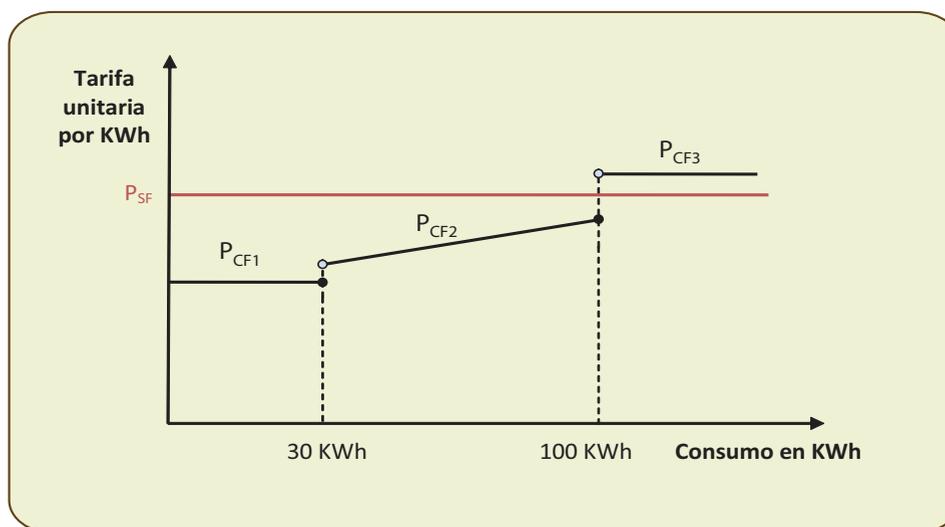
Los usuarios que consumen una cantidad de energía menor a 30 KWh/mes reciben un subsidio o descuento por unidad consumida de energía. En consecuencia, el descuento unitario y el precio se mantienen constantes cualquiera sea el consumo<sup>217</sup>.

<sup>217</sup> Por ejemplo, para el usuario del primer rango, sin la aplicación del FOSE pagarían una tarifa de 10 por cada KWh consumido, con el FOSE pagarán una tarifa como 7.5 por cada KWh que consuman.

Los usuarios cuyo consumo se encuentra en el rango de más de 30 hasta 100 KWh/mes reciben un subsidio fijo. En este caso, a medida que aumenta el consumo, el porcentaje que representa el subsidio en el total de tarifa que habría pagado sin FOSE se va disipando conforme se consume una mayor cantidad de electricidad, por lo que el precio unitario con FOSE va aumentando conforme aumenta el consumo<sup>218</sup>.

Finalmente, los usuarios que consumen una cantidad de energía mayor a 100 KWh al mes subsidian a los beneficiarios del FOSE pagando una tarifa un poco mayor.

**Gráfico N° 106: Subsidios y recargos unitarios con el FOSE**



Elaboración: Propia

### 3.7 Energías renovables no convencionales<sup>219</sup>

Las fuentes primarias de energía renovable (FER) tienen la característica de regenerarse a un ritmo mayor al de su consumo. Estas fuentes de energía pueden clasificarse en convencionales (FERC) (v.g energía hidráulica) y no convencionales (FERNC) (v.g. energía solar, eólica, geotérmica, pequeña hidráulica y biodiésel)<sup>220</sup>. La clasificación de la energía renovable en convencional o no convencional se realiza observando la participación de las tecnologías que se basan en energías renovables y están dentro de la matriz energética de los países.

<sup>218</sup> Para ilustrar lo mencionado, tomemos el caso de un usuario con un consumo de 50 KWh en el mes. Sin FOSE pagaría una cantidad mensual de \$500 (50KWh\*\$10); aplicando el FOSE, tendrá un descuento (subsidio) de 7.5 KWh que se valorizarían en \$75 (7.5 KWh\*\$10), por lo que pagará un monto de \$425 (500-75). El porcentaje que representa el subsidio en la tarifa sin FOSE es 15%, el descuento por cada kWh que consume es de \$1.5 (75/50), y la tarifa unitaria por cada kWh que consume es de \$8.5 (425/50). Ahora veamos el caso del mismo usuario pero con un consumo mayor. Imaginemos que consume 80 KWh en el mes por lo que ahora se encontrará en el rango de consumo de 31 – 100 KWh. Sin FOSE pagaría \$800 (80kWh\*\$10); con el FOSE tendría el mismo descuento de 7.5 KWh que se valorizarían en \$75 (7.5 KWh\*\$10) por lo cual pagará un monto de \$725 (800-75). El porcentaje que representa el subsidio en el pago total sin FOSE será de 9.4% (ha disminuido), el descuento por cada kWh que consume es de \$0.94 (75/80) que como se ve ha disminuido, y la tarifa unitaria por cada kWh que consume será de \$9.06 (725/80) que como se ve ha aumentado. Esto significa que este usuario recibirá un menor subsidio que en la situación anterior, a pesar que está en el mismo rango (más de 30 hasta 100 KWh/mes), debido a que presenta un mayor consumo.

<sup>219</sup> Esta sección ha sido elaborada tomando como referencia el siguiente Artículo: Dammert, Alfredo, "Generación Eléctrica con Energías Renovables no Convencionales: El Mecanismo de Subastas". Revista del Círculo de Derecho Administrativo de la PUCP, Año 4, N° 8, 2010.

<sup>220</sup> La energía solar utiliza la radiación solar como fuente de energía; la eólica, la fuerza de los vientos; la hidráulica, la energía cinética de los movimientos de agua; la geotérmica, el calor del interior del planeta. De esta manera, las Fuentes de Energía Renovable Convencional (FERC) consisten en las grandes centrales hidroeléctricas; mientras que dentro de las Fuentes de Energía Renovable No Convencional (FERNC) se cuenta con centrales eólicas, solares térmicas, solares fotovoltaicas, pequeñas hidroeléctricas, geotérmicas, mareomotrices y la biomasa. La forma de generar electricidad con las principales tecnologías de las mencionadas se trató en la Parte I de este libro.

Históricamente, el Perú ha basado su producción eléctrica en energías renovables convencionales, principalmente energía hidráulica. Sin embargo, actualmente el uso de fuentes de energía renovable no convencionales (FERNC) es de interés para el mundo, debido a razones como la diversificación de la matriz energética, la seguridad del suministro y asuntos ambientales; éstas son algunas de las razones por las que el Perú se encuentra en un proceso de promoción de las mismas.

### 3.7.1 Importancia de las fuentes de energía renovable no convencional

Uno de los determinantes de la seguridad del suministro eléctrico está en función de la diversidad de tecnologías y fuentes de energía empleadas para la generación. Si dichas tecnologías generan muy poca contaminación, el suministro será sostenible. En tal sentido, es deseable contar con una matriz energética diversificada y con tecnologías ambientalmente amigables.

Bajo estas consideraciones, la promoción de generación eléctrica con fuentes de energía renovable no convencional (FERNC) resulta muy importante en el caso de países<sup>221</sup> que basan su matriz energética en combustibles fósiles (v.g. petróleo, diésel), debido a que no cuentan con fuentes de energía como el gas natural y los recursos hídricos. Pese a que el Perú cuenta con dichos recursos, promueve la FERNC buscando alcanzar un suministro seguro y ambientalmente eficiente.

### 3.7.2 Fases de desarrollo de las tecnologías para generar electricidad

Las tecnologías más usadas en el Perú son la hidráulica (fase de madurez) y el gas natural (fase de crecimiento), debido principalmente a su abundancia en el país y bajos costos variables. En el caso de las fuentes de energía renovable no convencionales (FERNC) se puede decir que éstas aún se encuentran transitando de una fase embrionaria a una de crecimiento<sup>222</sup>; razón por la cual se han establecido incentivos para fomentar su desarrollo<sup>223</sup>.

**Gráfico N° 107: Etapas de tecnologías para generar electricidad**



Fuente: Infosinergmin, Año 11, N° 9 – 2009.

<sup>221</sup> Como es el caso de la Unión Europea, Estados Unidos, Chile, etc.

<sup>222</sup> La tecnología basada en gas natural se encuentra en la fase de crecimiento mientras que las tecnologías basadas en el carbón y la gran hidráulica se encuentran en la fase de madurez. Finalmente, las tecnologías basadas en el resto de fuentes se encuentran en fase de envejecimiento.

<sup>223</sup> Al respecto, véase el Decreto Legislativo N° 1002.

### 3.7.3 El marco normativo peruano de fomento de FERNC

La promoción de las fuentes de energía renovable en el Perú se basa en un marco normativo especial, donde caben mencionar las siguientes normas:

- El Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de fuentes de energía renovable, aprobado por Decreto Legislativo N° 1002 (Publicado en el Diario Oficial El Peruano en mayo del año 2008).
- El Decreto Legislativo que promueve la inversión en la actividad de generación con recursos hídricos y con otros recursos renovables, aprobado por Decreto Legislativo N° 1058 (Publicado en el Diario Oficial El Peruano en junio del año 2008).
- Nuevo Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables, aprobado por Decreto Supremo 012-2011-EM, el cual derogó al Decreto Supremo 050-2008-EM.

### 3.7.4 Objetivo de la normativa y definición de RER

El objetivo principal del marco normativo de las FERNC es el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (RER) para mejorar la calidad de vida de las personas y proteger el ambiente, declarándose de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica mediante los referidos recursos.

Según las normas que regulan las FERNC, se consideran como Recursos Energéticos Renovables (RER) a la biomasa, la energía eólica, la energía solar, la energía geotérmica, la energía mareomotriz y la energía hidráulica; pero en el caso de esta última, se toman en cuenta solo a las pequeñas centrales hidráulicas que tienen una capacidad instalada menor o igual a 20 MW de potencia.

Por consiguiente, los RER contemplados en las normas encajan con la definición de Recursos Energético Renovables No Convencionales (FERNC).

Respecto a las instituciones que se encuentran vinculadas con el desarrollo de las FERNC se deben mencionar las siguientes:

- **El Ministerio de Energía y Minas:** autoridad competente responsable de promover los proyectos que utilicen recursos renovables. Elabora el Plan Nacional de Energías Renovables y las Bases de la Subasta para la generación eléctrica con RER.
- **Los Gobiernos Regionales:** pueden promover el uso de los recursos renovables dentro de sus circunscripciones territoriales.
- **OSINERGMIN:** es el organismo responsable de conducir las subastas donde se determinarán los precios de las energías renovables.
- **COES:** propondrá los procedimientos de conexión al sistema interconectado nacional de los generadores con recursos renovables.
- **CONCYTEC:** es el responsable de implementar los mecanismos para el desarrollo de proyectos de investigación sobre energías renovables.

### 3.7.5 Energías renovables en la matriz de generación eléctrica

Mediante el Decreto Legislativo N° 1002 se estableció que el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) sea el organismo encargado de determinar cada 5 años el porcentaje

en el cual participarán en el consumo nacional los Recursos Energéticos Renovables (RER). El límite de participación de las Fuentes de Energía Renovable No Convencional (FERNC), en la producción de electricidad del país es hasta un 5% del consumo<sup>224</sup> nacional.

### 3.7.6 Algunos alcances e impactos de la regulación de las FERNC

- Las tecnologías RER despacharán primero pues se les considera sin costo variable.
- De haber problemas de capacidad en transmisión y/o distribución del SEIN, los generadores basados en RER tendrán prioridad para conectarse, hasta el límite máximo establecido por el MINEM.
- Los generadores basados en RER con características de cogeneración<sup>225</sup> o generación distribuida<sup>226</sup>; pagarán solo el costo incremental que generen por el uso de las redes de transmisión<sup>227</sup>.
- El generador que produzca con RER o recursos hídricos podrá depreciar en forma acelerada sus activos respectivos hasta en 5 años (a una tasa anual no mayor al 20%) para efectos del impuesto a la renta, contribuyendo al financiamiento de los activos RER de las centrales hidráulicas, así como a la factibilidad de los proyectos.

### 3.7.7 Licitaciones y regulación de tarifas para generación con RER

A continuación, se detallan los pasos del proceso para generar electricidad con RER.

#### A. Determinación de la energía RER a licitar

OSINERGMIN es la entidad encargada de realizar subastas públicas para adjudicar la demanda de energía basada con RER con una periodicidad de dos años según la evaluación del MINEM. Para determinar la demanda a licitar, se multiplica el consumo nacional por un porcentaje objetivo que fija el MINEM, resultado al que se resta la energía RER subastada el año anterior, obteniéndose la energía requerida. En las bases de la subasta se debe establecer la participación de cada tipo de tecnología RER en dicha energía requerida. Asimismo, cabe añadir que la adjudicación de la subasta será para los proyectos cuyas ofertas de precio y cantidad cumplan con los límites técnicos establecidos.

#### B. Tarifa base (precio máximo) y adjudicación de la energía RER requerida

OSINERGMIN es la entidad encargada de determinar la tarifa base (i.e. la tarifa máxima que podría resultar de la subasta), considerando costos, factor de planta y una rentabilidad no menor a la tasa establecida en el artículo 79 de la LCE, es decir 12%. La fijación de la tarifa base se realiza para cada una de las tecnologías RER, por lo que se tendrán diferentes tarifas bases para cada tipo de generador RER.

Con la referencia de la tarifa base<sup>228</sup> y la energía requerida total RER y de cada tecnología en específico, se inicia la subasta. Cada uno de los generadores RER para cada tipo

<sup>224</sup> La diferencia entre el consumo y la producción de energía se explica por el autoconsumo de los generadores y las pérdidas de energía que ocurre en la transmisión y en la distribución eléctrica.

<sup>225</sup> Aquellos generadores que realicen la producción combinada de energía eléctrica y calor útil.

<sup>226</sup> Aquellos generadores de pequeña escala y que se encuentran muy cerca de la demanda.

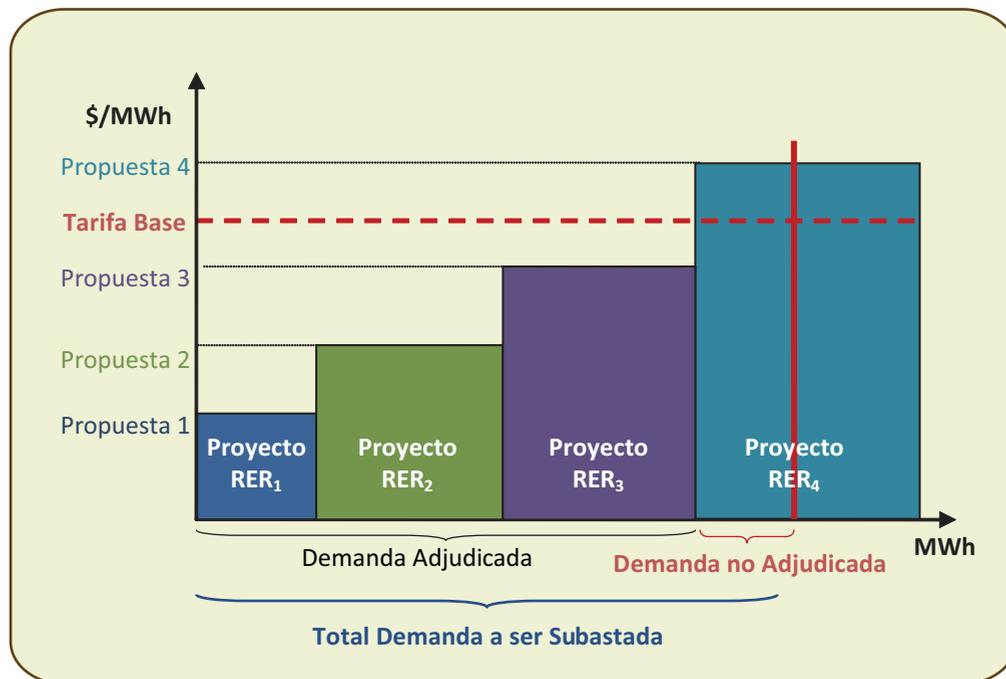
<sup>227</sup> Es decir, no pagarán por los costos iniciales en los que se incurrieron, sino solo pagarán por los costos extra que se generen al utilizarlas. Disposición establecida en el inciso b) de la Octava Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

<sup>228</sup> La cual no debe ser revelada a no ser que las pujas superen dicho nivel antes de copar la energía requerida.

de tecnología ofertarán sus propuestas. Para efectos prácticos, nos interesan dos de los elementos de las propuestas: el precio ofertado y la cantidad que ofrecen producir.<sup>229</sup> El suministro de energía RER será adjudicado por cada tecnología a los postores que manifiesten estar dispuestos a recibir por cada unidad producida la menor tarifa adjudicada en el proceso de licitación. La subasta buscará completar la cantidad total a licitar; sin embargo, puede quedar demanda no adjudicada pues puede no haberse cubierto toda la demanda y las propuestas por encima de la tarifa base no se podrán aceptar.

El **Gráfico N° 108** muestra un ejemplo del procedimiento. Dadas la energía requerida y el precio máximo para una determinada tecnología RER. El generador RER1 es el que ofrece el precio más bajo el cual es menor a la tarifa base (tarifa máxima), por lo que es el primero en ser adjudicado al precio que ofreció y su precio ofrecido será su tarifa de adjudicación. Como su oferta no cubre toda la demanda requerida, se elige al siguiente postor, generador RER2, cuyo precio ofertado es menor a la tarifa base, nuevamente su propuesta será su tarifa de adjudicación. Como aún no se cubre la demanda subastada; se busca a un tercero y su propuesta tampoco sobrepasa la tarifa base, por lo que se le adjudica suministro. Dado que aún no se llega a cubrir la demanda subastada, se evalúa al cuarto, y su propuesta sobrepasa la tarifa base; por lo que no se le adjudica suministro, quedando parcialmente desierta la subasta.

**Gráfico N° 108: Demanda subastada, tarifa base y tarifa adjudicada**



Elaboración: Propia

### C. Precio que recibirá el generador por su energía vendida y aplicación del factor de actualización

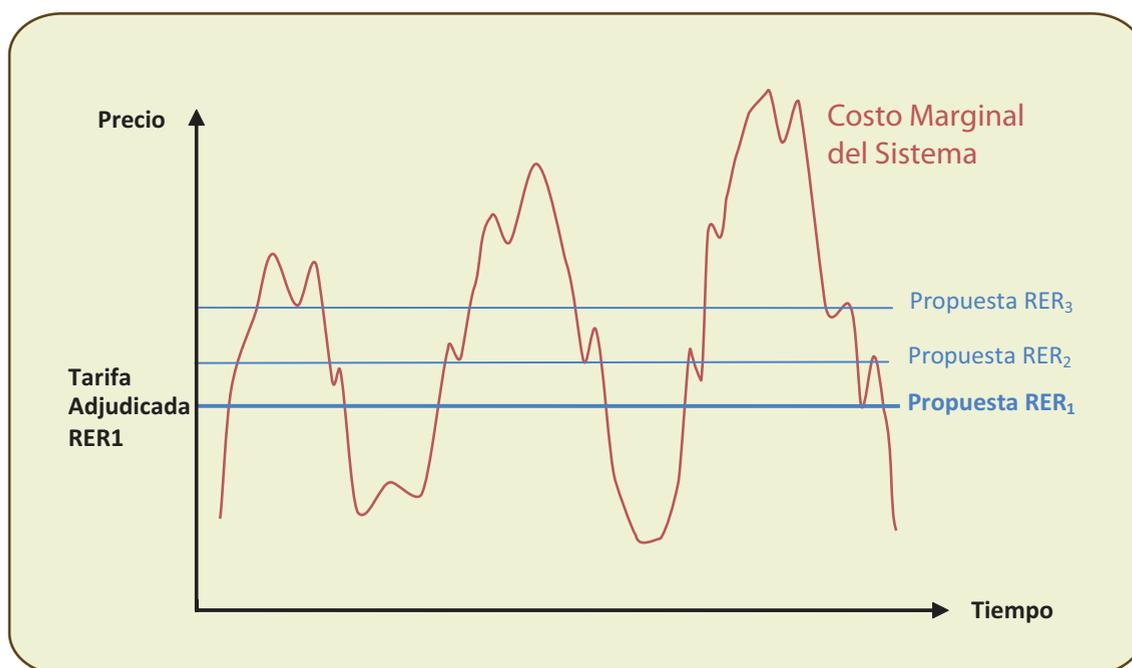
Una vez que empiece a producir el generador RER, el precio que recibirá por cada unidad de energía adjudicada vendida será el precio spot, en caso sus ingresos totales producto de sus ventas valorizadas al precio spot resulten menos que sus ingresos

<sup>229</sup> Existen otras características técnicas que no se tomarán en cuenta en esta ilustración.

garantizados, es decir, su demanda adjudicada multiplicada por el precio de adjudicación, recibirá una compensación o prima. Para este efecto, OSINERGMIN es la entidad encargada de determinar la compensación o prima que se entregará a los adjudicatarios según las categorías y tecnologías de generación. El pago de la prima se realiza en el año siguiente, tomando en cuenta la tasa establecida en el artículo 79 de la LCE (12%).

Este mecanismo brinda estabilidad económica a los proyectos sustentados con RER al garantizarle al generador un ingreso pre establecido durante su período de contrato. El plazo de vigencia de la tarifa de adjudicación que está entre veinte y treinta años, quedará establecido en las bases de la subasta según la tecnología de generación. Debe notarse que si los ingresos de los generadores RER superan los ingresos garantizados, la prima debería ser negativa.

**Gráfico N° 109: Tarifas adjudicada y primas**



Elaboración: Propia

#### D. Las subastas RER en la práctica

En la práctica, muchos de los adjudicatarios de la generación RER se ubican en zonas donde no se tiene conexión con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), por lo que dentro de sus ofertas deberán incluir la construcción de la infraestructura necesaria para su conexión al sistema de transmisión.

La primera subasta RER ha tenido dos convocatorias, cuyos resultados se muestran en el **Cuadro N° 50** y en el **Cuadro N° 51**.

**Cuadro N° 50: Resultados de la 1º Subasta de Energías Renovables:  
1º Convocatoria**

<b>I. Energía Requerida</b>				
	Biomasa	Eólica	Solar	Total
Energía Requerida (GWh/año)	813	320	181	1314
Energía Adjudicada (GWh/año)	143.3	571	172.94	887.24
% Adjudicado	18%	178%	96%	68%

<b>II. Potencia Requerida</b>	
	Hidroeléctricas
Potencia Requerida (MW)	500
Potencia Adjudicada (MW)	161.71
% Adjudicado	32%

<b>III. Resultados en Precios</b>				
	Precio Base fijado por OSINERGMIN	Precio Promedio Ofrecido	Nº de Proyectos Propuestos	Nº de Proyectos Adjudicados
Biomasa (Ctv US\$/kWh)	12.00	8.10	2	2
Eólica (Ctv US\$/kWh)	11.00	7.92	6	3
Solar (Ctv US\$/kWh)	26.90	22.14	6	4
Hidroeléctrica (Ctv US\$/kWh)	7.40	5.99	17	17

Fuente: OSINERGMIN

**Cuadro N° 51: Resultados de la 1º Subasta de Energías Renovables:  
2º Convocatoria**

<b>I. Energía Requerida</b>			
	Biomasa	Solar	Total
Energía Requerida (GWh/año)	419	8	427
Energía Adjudicada (GWh/año)	11.7	0	11.7
% Adjudicado	3%	0%	3%

<b>II. Potencia Requerida</b>	
	Hidroeléctricas
Potencia Requerida (MW)	338.29
Potencia Adjudicada (MW)	19
% Adjudicado	6%

<b>III. Resultados en Precios</b>				
	Precio Base fijado por OSINERGMIN	Precio Promedio Ofrecido	Nº de Proyectos Propuestos	Nº de Proyectos Adjudicados
Biomasa (Ctv US\$/kWh)	5.50	0.12	5.00	1.00
Solar (Ctv US\$/kWh)	21.10	0.00	3.00	0.00
Hidroeléctrica (Ctv US\$/kWh)	6.40	5.92	17.00	2.00

Fuente: OSINERGMIN

La tarifa de adjudicación RER debe actualizarse sólo cuando su factor de actualización varíe en más del 5% respecto a su valor anterior. El factor de actualización se calcula dividiendo el índice de precios *Finished Goods Less Food and Energy*<sup>230</sup> más reciente entre el valor que tomó dicho índice al inicio del plazo de vigencia de la última tarifa de adjudicación.

### 3.7.8 Ingreso por energía y potencia para los generadores RER

#### A. Los ingresos anuales por venta de energía de los generadores RER adjudicatarios<sup>231</sup>

Están compuestos por las inyecciones netas de energía según contrato RER<sup>232</sup> valorizadas al precio *spot* más el pago de las primas que perciben al año siguiente considerando una tasa de descuento del 12% (tasa establecida en el artículo 79 de la LCE). El generador RER recibirá estos ingresos por parte del resto de generadores cuando se realice el pago de las valorizaciones de transferencia de energía entre generadores<sup>233</sup>.

#### B. El pago por potencia firme para los generadores RER

Depende del grado de control de la capacidad de generación que depende de la tecnología que utilice el generador RER (v.g. la generación eólica tiene muy poco control de su capacidad de producción pues depende de los vientos). Este pago forma parte de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme.

### 3.7.9 Disponibilidad de las centrales RER

La disponibilidad de una central eléctrica para generar electricidad (despachar) en cualquier momento es muy importante, pues de ello depende la seguridad del suministro. Sin embargo, las centrales sustentadas en tecnologías con RER tienen poca probabilidad de estar disponibles cuando se necesite despachar debido a su menor grado de control de la capacidad de generación. Una central eólica o fotovoltaica tendrá disponibilidad durante ciertas horas del día mientras se presenten vientos o rayos solares, respectivamente. En horas de la noche, cuando la demanda alcance sus picos más altos, los vientos serán insuficientes, y no habrá rayos solares, por lo que no se podrán utilizar las hélices o las celdas solares para generar electricidad. Por su parte, una central a diésel con suministro de combustible asegurado tiene una probabilidad del 97% de estar disponible para despachar. Debido a este motivo, y tomando como referencia otros países, la recomendación es que las generadoras RER estén respaldadas por otras generadoras de alta disponibilidad.

<sup>230</sup> El Índice de precios *Finished Goods Less Food and Energy* se traduce como índice de precios de bienes finales, exceptuando alimentos y energía. Este índice se ubica como la serie WPSSOP3500 publicada por el Bureau of Labor Statistics - United States. Para efectos del cálculo del factor de actualización, se debe considerar la publicación del índice más reciente.

<sup>231</sup> Los generadores RER adjudicatarios tienen la posibilidad de vender libremente a otros generadores o distribuidores, pero dicha comercialización la deben realizar al precio *spot*. Si se encontrasen conectados a algún sistema aislado, entonces deben vender su producción adjudicada a los distribuidores a la respectiva tarifa de adjudicación. En este caso, OSINERGMIN establecerá el correspondiente mecanismo de compensación a las Distribuidoras que operan en los sistemas aislados.

<sup>232</sup> Los generadores RER también pueden vender la energía que producen mediante contratos bilaterales, por lo que a las inyecciones totales se les debe restar los retiros de energía por contratos con terceros para obtener las inyecciones netas de energía, que son valoradas según el contrato de suministro de energía con RER.

<sup>233</sup> Los generadores RER que no llegaron a ser adjudicatarios en el proceso de subasta pueden comercializar su energía producida en el mercado al igual que cualquier otro generador eléctrico. La diferencia que tienen los generadores RER adjudicatarios con los no adjudicatarios es el ingreso garantizado resultado de la tarifa de adjudicación. Es decir, que sean cualesquiera fuesen las condiciones del mercado, los generadores RER adjudicatarios tienen un piso para sus ingresos enfrentando en consecuencia menor volatilidad y por lo tanto menor riesgo. En cambio, los generadores RER no adjudicatarios se enfrentan por completo a la volatilidad del mercado, arriesgándose a que dichos precios no sean suficientes para cubrir sus costos.

### 3.8 Prospectiva: nuevas tecnologías de generación eléctrica

#### 3.8.1 Nuevas tecnologías disponibles y su uso futuro esperado

El **Cuadro Nº 52** muestra que hoy en día con las tecnologías nuevas disponibles se puede satisfacer en total 5.6 veces la demanda total de energía del mundo.

**Cuadro Nº 52: Tecnologías accesibles hoy en día**

Tecnología	Veces
Sol	3.8
Geotérmica	1
Eólica	0.5
Biomasa	0.4
Hidráulica	0.15
Energía oceánica	0.05

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2009 – 2018, OSINERGMIN.

El **Cuadro Nº 53** muestra la cantidad de veces que se incrementará el uso de la energía renovable en el mundo para el 2030. Así podemos ver que el uso de la hidroenergía no llega a duplicarse; la biomasa crece más de 4 veces; la energía eólica crece 18 veces, la energía solar, 60 veces; la energía mareomotriz, 46 veces; entre otros.

**Cuadro Nº 53: Incremento del uso de energía renovable**

Tecnologías (*)	2004	2030	Aproximate increase (times) (**)
Electricity Generation (TWh)	3179	7775	>2
Hydropower	2810	4903	<2
Biomass	227	983	>4
Wind	82	1440	18
Solar	4	238	60
Geothermal	56	185	>3
Tide and Wave	<1	25	46
Biofuels (Mtoe)	15	147	10
Industry and Buildings (Mtoe)*	272	539	2
Commercial biomass	261	450	<2
Solar Heat	6.6	64	10
Geothermal heat	4.4	25	6

(\*) *Electricity generation (generación eléctrica), hydropower (hidroenergía), biomass (biomasa), wind (viento), geothermal (geotérmica), tide and wave (marea – energía de las olas), biofuels (biocombustibles) en Mtoe (Millones de toneladas equivalentes de petróleo - Million Tonnes of Oil Equivalent), comercial biomass (biomasa comercial), solar heat (calor solar), geothermal heat (calor de la tierra).*

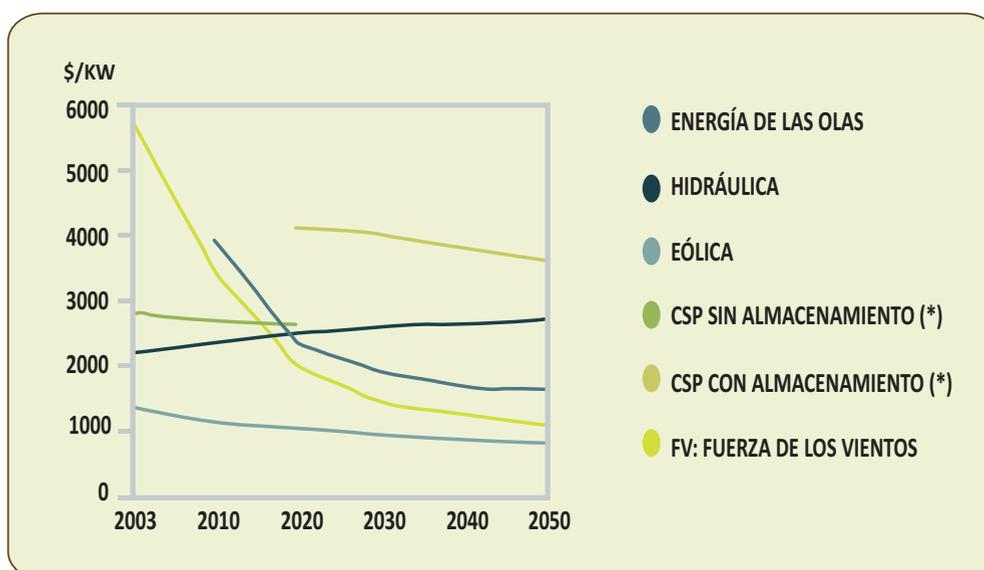
(\*\*) *Aproximate increase (incremento aproximado); times (veces).*

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2009 – 2018, OSINERGMIN.

### 3.8.2 Generación con combustibles fósiles y energía renovables

El **Gráfico N° 110** muestra la evolución y prospectiva de los costos de generación eléctrica con energías renovables, se puede apreciar que la energía hidráulica incrementa sus costos, principalmente por temas medio ambientales asociados a la construcción de las centrales hidroeléctricas y embalses. La energía eólica continua la disminución de sus costos; la energía mareomotriz (energía de las olas) también disminuye dramáticamente sus costos; la energía solar térmica (CSP) sin almacenamiento disminuye levemente sus costos hasta el año 2020, luego de lo cual se desarrolla la energía solar térmica con almacenamiento, la cual en principio es cara, pero disminuyen sus costos con el paso del tiempo; la energía fotovoltaica comienza con costos muy elevados, los mismos que disminuyen rápidamente hasta llegar a niveles bastante competitivos. Finalmente, las centrales a gas natural de ciclo combinado disminuyen levemente sus costos.

**Gráfico N° 110: Prospectiva de los costos de generación con energía renovable**



(\*) CSP: energía solar térmica

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2009 – 2018, OSINERGMIN.

### 3.8.3 Gas natural a partir del CO<sub>2</sub>

Uno de los recientes hallazgos científicos de mucha importancia fue el que se realizó en el Centro para la Innovación en Captura y Almacenamiento de Carbono (CICCS) en el Reino Unido, los cuales lograron desarrollar una nueva tecnología por la que se obtiene gas natural a partir de la transformación de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Dicho laboratorio se dedica a la búsqueda de métodos para captar y procesar el CO<sub>2</sub> y de esta manera ayudar a contrarrestar el efecto invernadero en la atmósfera del planeta.

### Imagen N° 20: Gas natural a partir del CO<sub>2</sub>



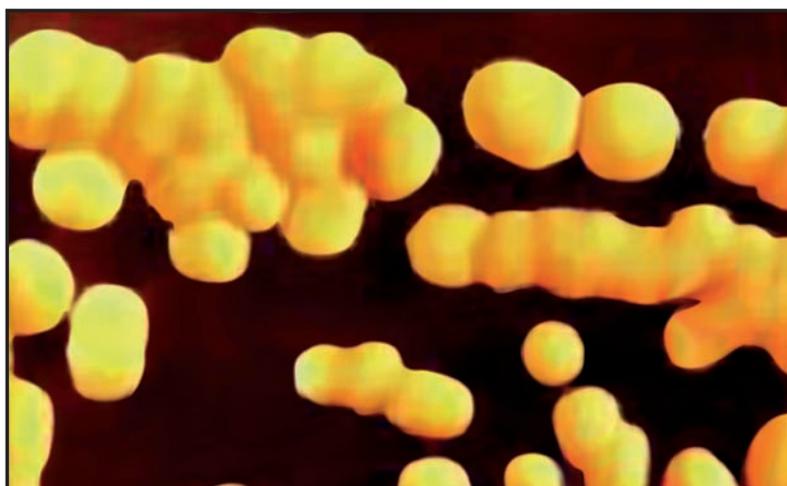
Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2009 – 2018, OSINERGMIN.

Mediante esta tecnología se logra generar gas metano, uno de los principales componentes del gas natural, utilizando para ello un proceso muy parecido a la fotosíntesis llevada a cabo por las plantas.

#### 3.8.4 Modificación genética de bacteria para que excrete petróleo

Otro avance científico importante fue el realizado por científicos de Silicon Valley, los cuales han logrado que una bacteria excrete petróleo crudo mediante un proceso de modificación genética. Este tipo de experimentos abre la posibilidad que en el futuro se puedan llenar los depósitos de combustibles con estas bacterias generando petróleo.

### Imagen N° 21: Bacteria que excreta petróleo



Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2009 – 2018, OSINERGMIN.

Esta bacteria conocida por algunos como “Petróleo 2.0” tiene además la característica de emitir menos carbono que el que capta de manera natural. El tiempo que puede durar el proceso de modificación genética de estas bacterias es de varias semanas y puede llegar a costar hasta \$ 20,000.

### 3.8.5 Lasers para una mejor combustión del carbón

Actualmente Zolo Technologies se encuentra trabajando conjuntamente con Siemens en el desarrollo de técnicas que permitan optimizar los procesos de combustión de carbón en las centrales eléctricas mediante el uso de más de un láser de manera que se logre un mejor aprovechamiento de los recursos y se cuide el medio ambiente.

El uso del láser permite la medición de la cantidad óptima de aire y carbón en la combustión de las calderas de generación por lo cual puede corregir un posible desequilibrio y aumentar la eficiencia de la combustión. Este aumento en la optimización de la combustión aumenta la eficiencia de las centrales térmicas a carbón hasta en un 3% y llevaría a una reducción considerable en la cantidad de carbón que se quemaría; por ejemplo, solo en los Estados Unidos la cantidad de carbón quemado se reduciría en 30 millones de toneladas por año y las emisiones de CO<sub>2</sub> se reducirían en 75 millones de toneladas. Este nuevo sistema además permitiría construir plantas con una menor potencia generando ahorros en su construcción.

### 3.8.6 Plantas de carbón sin refrigeración

Actualmente, Siemens se encuentra construyendo una planta de carbón que se podría instalar en regiones áridas, ya que su consumo de agua para refrigeración es más bajo.

#### Imagen N° 22: Plantas de carbón sin refrigeración



Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2009 – 2018, OSINERGMIN.

### 3.8.7 Energía eólica offshore

La empresa noruega Statoil Hydro y Siemens se encuentran desarrollando una turbina de viento que sea capaz de operar en el mar, que se convertiría en la primera turbina de viento flotante en el mundo.

**Imagen N° 23: Turbina eólica flotante**



Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2009 – 2018, OSINERGMIN.

### 3.8.8 Suministros de energía del mañana

El desarrollo de redes inteligentes de tecnología aplicadas a los sistemas eléctricos permitiría una mayor eficiencia en el consumo de energía y podría ayudar a integrar la energía solar y la del viento en un único suministro.

**Imagen N° 24: Global Technology Revolution – Top 16 Rand Corporation**



Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2009 – 2018, OSINERGMIN.

## Referencias bibliográficas

### Libros y documentos

- Armstrong, Cowan and Vickers (1994). *Regulatory Reform: Economic Analysis and British Experience*. The MIT Press, Cambridge, Mass.
- Berg, Sanford y John Tschirhart (1988). *Natural monopoly regulation: principles and practice*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Besanko, D. and R. Braeutigam (2008). *Microeconomics*, 3rd edition, John Wiley & Sons.
- Bonifaz, José Luis (2001). *Distribución Eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia*. Consorcio de Investigación Económico y Social, CIES.
- Bustos, A. y A. Galetovic (2002). *Regulación por Empresa Eficiente: ¿Quién es Realmente Usted?*. Universidad de Chile. Mimeo.
- Cabral, Luis (1997). *Economía Industrial*. Madrid: McGraw-Hill.
- Carlton, Dennis and Jeffrey Perloff (2004). *Modern Industrial Organization*, Fourth Edition. Addison – Wesley.
- Chiang, Alpha and Kevin Wainwright (2005). *Fundamental Methods of Mathematical Economics*. Fourth Edition. Nueva York: Mc Graw-Hill.
- Church, Jeffrey R. y Roger Ware (2000). *Industrial Organization: A Strategic Approach*. McGraw-Hill, New York.
- COES (2009). *Determinación de la Capacidad Máxima de Generación Eólica en el SEIN – COES*, Informe Final.
- Córdova, Roberto (1999). *Breve historia de las turbinas hidráulicas*. Desde la Ciencia, N° 1, Volumen 2, pp. 14-19.
- Dammert Lira, Alfredo (2009). *Generación Eléctrica con Energías Renovables No Convencionales: El Mecanismo de Subastas*. Revista del Círculo de Derecho Administrativo, N° 8, Año 4, pp. 275-286.
- Dammert Lira, Alfredo (2009). *Las Subastas de Energía en el Sector Eléctrico Peruano*. Revista Athina, revista de derecho de los alumnos de la Universidad de Lima. Año 4, N° 8, 2010.
- Dammert, Alfredo, Raúl García, y Fiorella Molinelli, (2008). *Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico*. Lima: Fondo Editorial de la PUCP.
- Dammert, A., J. Gallardo y L. Quiso (2004). *Problemática de la Supervisión de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Perú*. Documento de Trabajo No 6. Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.
- Dammert, A., J. Gallardo y R. García (2004). *Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano*. Documento de Trabajo N° 5. Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.
- De la Cruz y García (2003). *La Problemática de la Actividad de Transmisión de Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política*. Lima: Consorcio de Investigación Económica Social.

- Demsetz, Harold (1968). Why regulate utilities? *Journal of Law and Economics*, Vol. 11, No. 1, pp. 55-65.
- CAHUA S.A. Memoria Anual 2004, 2005, 2006 y 2007.
- EDEGEL. Memoria Anual 2002, 2003, 2004, 2006, 2007, 2008 y 2009.
- EEP SA. Memoria Anual 2002, 2003, 2004, 2005, 2006, 2007 y 2008.
- ENERSUR. Memoria Anual 2005, 2006, 2007 y 2008.
- Frank, Robert H. (2009). *Microeconomía Intermedia. Análisis Económico y Comportamiento*. séptima edición, McGraw-Hill Interamericana. México D.F.
- Gallardo, J. y L. Bendezú (2004). Evaluación del Fondo Social de Compensación Eléctrica. Documento de Trabajo N° 7. Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN.
- Gallardo, J. y S. Dávila (2002). Concentraciones Horizontales en la Actividad de Generación Eléctrica: El Caso Peruano. Documento de Trabajo N° 2. Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN.
- Hogan, William (2002). Electricity Markets Restructuring: Reforms of Reforms. *Journal of Regulatory Economics* 21.1, pp. 103 – 132.
- International Atomic Energy Agency (2007). Energy, electricity and nuclear power estimates for the Period up to 2030. IAEA, Vienna.
- IPAE (2009). Prospectiva del Sector Eléctrico 2009 – 2018. Elaborado por encargo de OSINERGMIN.
- Irving P. Church (1905). *Hydraulic Motors*. New York: John Wiley & Sons, pp 83-93.
- Joskow, P. (1999). Introduciendo la Competencia en las Industrias de Redes Reguladas: De las Jerarquías a los Mercados en el Sector Electricidad. CISEPA - Documento de Trabajo No 173.
- Krishna, Vijay (2002). *Auction Theory*. Elsevier Science. San Diego, California.
- Lasheras, M. (1999). *La Regulación Económica de los Servicios Públicos*. Editorial Ariel Economía, Barcelona.
- McKinsey Global Institute (2008). Fueling sustainable development: The energy productivity solution. McKinsey & Company.
- Martin, S. (1994). *Industrial Economics: Economic Analysis and Public Policy*. New Jersey: Prentice-Hall, Englewood Cliffs
- Ministerio de Energía y Minas (2003). Atlas de Energía Solar en el Perú.
- Ministerio de Energía y Minas (2005). Compendio de Centrales Hidráulicas y Térmicas Mayores.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Nacional de Energía 2002, 2003, 2004, 2005, 2006 y 2007.
- Ministerio de Energía y Minas (2008). Anuario Estadístico de Electricidad.
- Ministerio de Energía y Minas (2009). Código Nacional de Electricidad – Suministro.

- Ministerio de Energía y Minas (2010). Plan Referencial de Electricidad 2008 – 2017.
- Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), Proyecto del Milenio de Naciones Unidas, el Banco Mundial y Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP) (2005). Energy Services for the Millennium Development Goals, Washington D.C.
- Newbery, D. (2001). Privatization, Restructuring and Regulation of Network Utilities. The MIT Press, Cambridge, Mass.
- OSINERGMIN (2009). Bases para la subasta de suministro de electricidad con RER.
- OSINERGMIN (2009). Infosinergmin, Año 11, N° 9.
- OSINERGMIN (2009). Libro Blanco del Marco Regulatorio de la Distribución Eléctrica en el Perú. Consorcio ME – COMILLAS.
- OSINERGMIN (2008). Distancias Equivalentes y Diagramas Unifilares de Transmisión Secundaria de los Sistemas de Distribución Eléctrica al 31/12/2008.
- Phillips, Charles F. (1993). The regulation of public utilities: theory and practice. Public Utilities Reports Inc, Arlington, Virginia.
- Ruff, L. (2003). Transmission Pricing in Peru. Interim Report. PEPSA. (mimeo)
- Spiller, P., S. Oren, M. Abdalá y G. Tamayo (2004). Revisión del Marco Regulatorio de la Generación Eléctrica en el Perú. Informe final. Macroconsult y Law and Economics Consulting Group (LECG).
- Tirole, Jean (1990). La Teoría de la Organización Industrial. Editorial Ariel, Barcelona.
- Varian, Hal R. (1999). Microeconomía Intermedia: Un enfoque actual. Barcelona: Antoni Bosch.
- Varian, Hal R. (1992). Análisis Microeconómico. Tercera edición. Barcelona: Antoni Bosch.
- Vickrey William (1961). Counterspeculation and Competitive Sealed Tenders. Journal of Finance. 16:1, pp. 8-37.
- Viscusi, W., Vernon, J. y J. Harrington (2000). The Economics of Regulation and Antitrust. The MIT Press.
- Von der Fehr, N.-H. M. y D. C. Harbord (1997). Capacity Investment and Competition in Decentralised Electricity Markets. Memorandum 27, Department of Economics, University of Oslo.
- Williamson, Oliver (1976). Franchise Bidding for Natural Monopolies - in General and with Respect to CATV. Bell Journal of Economics, Vol. 7. No. 1, pp. 73-104.

## Leyes y reglamentos

- Acuerdo Regional N° 011-2009-GR-LL/CR.
- Código Nacional de Electricidad – Suministro, Parte 2: Reglas de Seguridad para la Instalación y Mantenimiento de Líneas Aéreas de Suministro Eléctrico y Comunicaciones.
- Decreto de Urgencia N° 046-2007.
- Decreto Legislativo N° 1002.
- Decreto Legislativo N° 1041.
- Decreto Legislativo N° 1058.
- Decreto Ley N° 25844. Ley de Concesiones Eléctricas.
- Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- Decreto Supremo N° 064-2005-EM, Reglamento de Cogeneración.
- Decreto Supremo N° 069-2006-MEM, Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados.
- Decreto Supremo N° 027-2007-EM, Reglamento de Transmisión.
- Decreto Supremo N° 022-2009-EM, Reglamento de Usuarios Libres.
- Decreto Supremo 050-2008-EM, Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables.
- Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico.
- Ley N° 27510, Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica (FOSE).
- Ley N° 28213, Ley que prorroga la Ley N° 27510 que crea el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE).
- Ley N° 28307.- Modifica y amplía los Factores de Reducción Tarifaria de la Ley N° 27510, Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE).
- Ley N° 28832, Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- Ley N° 29179, Ley que establece mecanismo para asegurar el suministro de electricidad para el mercado regulado.
- Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión”.
- Reglamento Nacional de Edificaciones - Norma Técnica E.C. 010. Redes de Distribución de Energía Eléctrica.
- Resolución Directoral N° 028-2008-EM/DGE.
- Resolución Directoral N° 080-78-EM/DGE. Norma de Conexiones para Suministro de Energía Eléctrica hasta 10 kW.
- Resolución Ministerial N° 432-2007-MEM/DM.

## Páginas web

- Apoyo y Asociados: <http://www.aai.com.pe/>
- Compañía Eléctrica El Platanal S.A.: <http://www.celepsa.com/>
- Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES): [www.coes.org.pe/](http://www.coes.org.pe/)
- Duke Energy: <http://www.duke-energy.com.pe/es/index.htm>
- Edegel: <http://www.edegel.com/>
- Egasa: [www.egasa.com.pe](http://www.egasa.com.pe)
- Egemsa: [www.egemsa.com.pe](http://www.egemsa.com.pe)
- Egesur: [www.egesur.com.pe](http://www.egesur.com.pe)
- Electroandes: [www.snpower.com.pe](http://www.snpower.com.pe)
- Electroperú: [www.electroperu.com.pe](http://www.electroperu.com.pe)
- Endesa: <http://www.endesa.es/Portal/es/default.htm>
- Enersur: [www.enersur.com.pe](http://www.enersur.com.pe)
- Equilibrium: <http://www.equilibrium.com.pe/>
- Ernst y Young: <http://www.ey.com/PE/ES>
- Fernández Diez, Pedro (2003). Turbinas Hidráulicas. <http://es.libros.redsauce.net/>
- Grupo Aguaytia: [www.aguaytia.com](http://www.aguaytia.com)
- Kallpa Generación S.A.: <http://www.kallpageneracion.com.pe/webkallpa/>
- London Metal Exchange: [www.lme.com](http://www.lme.com)
- Ministerio de Energía y Minas: [www.minem.gob.pe](http://www.minem.gob.pe)
- Minera Corona: [www.mineracorona.com.pe](http://www.mineracorona.com.pe)
- OSINERGMIN: [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe)
- Pacific Credit Rating: <http://www.ratingspcr.com/>
- San Gabán: [www.sangaban.com.pe](http://www.sangaban.com.pe)
- Shougesa: [www.shougesa.com.pe](http://www.shougesa.com.pe)
- SN Power Peru: <http://www.snpower.com.pe/>
- Termoselva – Estados Financieros: [http://www.aguaytia.com/i\\_term01.htm](http://www.aguaytia.com/i_term01.htm)
- U.S. Department of Justice and the Federal Trade Commission. Horizontal Merger Guidelines: [http://www.usdoj.gov/atr/public/guidelines/horiz\\_book/15.html](http://www.usdoj.gov/atr/public/guidelines/horiz_book/15.html)
- Zhejiang Longer Electric Co: <http://chinameter.en.busytrade.com/>