



Universidad de San Carlos de Guatemala  
Facultad de Ingeniería  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**IMPACTOS ECONÓMICOS EN EL DESPACHO DIARIO DE ENERGÍA EN GUATEMALA  
CON LA MIGRACIÓN DEL REGLAMENTO TRANSITORIO DEL MERCADO ELÉCTRICO  
REGIONAL (RTMER), AL REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (RMER)**

**René Roberto Castellanos Moreira**

Asesorado por el Ing. Ronny Alejandro Sánchez Villanueva

Guatemala, septiembre de 2014

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**IMPACTOS ECONÓMICOS EN EL DESPACHO DIARIO DE ENERGÍA EN GUATEMALA  
CON LA MIGRACIÓN DEL REGLAMENTO TRANSITORIO DEL MERCADO ELÉCTRICO  
REGIONAL (RTMER), AL REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (RMER)**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**RENÉ ROBERTO CASTELLANOS MOREIRA**  
ASESORADO POR EL ING. RONNY ALEJANDRO SÁNCHEZ VILLANUEVA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2014

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Narda Lucía Pacay Barrientos
VOCAL V	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Otto Fernando Andrino González
EXAMINADOR	Ing. Adolfo René Hernández Hernández
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

## HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**IMPACTOS ECONÓMICOS EN EL DESPACHO DIARIO DE ENERGÍA EN GUATEMALA  
CON LA MIGRACIÓN DEL REGLAMENTO TRANSITORIO DEL MERCADO ELÉCTRICO  
REGIONAL (RTMER), AL REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (RMER)**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 03 octubre de 2013.



**René Roberto Castellanos Moreira**

Guatemala, 28 de julio de 2014

**Ingeniero**

Francisco Javier González López

**Coordinador Área de Potencia**

Escuela de Mecánica Eléctrica

**Señor Coordinador:**

Atentamente informo a usted que he tenido a bien revisar el Trabajo de Graduación titulado "IMPACTOS ECONÓMICOS EN EL DESPACHO DIARIO DE ENERGÍA EN GUATEMALA CON LA MIGRACIÓN DEL REGLAMENTO TRANSITORIO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (RTMER), AL REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (RMER)" desarrollado por el estudiante René Roberto Castellanos Moreira; y habiéndolo encontrado satisfactorio en su contenido y resultados me permito dar aprobación al mismo en el entendido de que tanto el Autor como el Asesor, somos responsables del desarrollo y conclusiones del mismo.

Sin otro particular quedo de usted,

Atentamente,



Ing. Ronny Alejandro Sánchez Villanueva

Colegiado 8931

Asesor

**Ronny Alejandro Sánchez Villanueva**  
INGENIERO ELECTRICISTA  
COLEGIADO No. 8931



Ref. EIME 35.2014  
Guatemala, 6 de AGOSTO 2014.

Señor Director  
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **IMPACTOS ECONÓMICOS EN EL DESPACHO DIARIO DE ENERGÍA EN GUATEMALA CON LA MIGRACIÓN DEL REGLAMENTO TRANSITORIO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (RTMER), AL REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (RMER)**, del estudiante **René Roberto Castellanos Moreira**, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López  
Coordinador Área Potencia



sro



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 35. 2014.

**El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; RENÉ ROBERTO CASTELLANOS MOREIRA titulado: IMPACTOS ECONÓMICOS EN EL DESPACHO DIARIO DE ENERGÍA EN GUATEMALA CON LA MIGRACIÓN DEL REGLAMENTO TRANSITORIO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (RTMER), AL REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (RMER), procede a la autorización del mismo.**

**Ing. Guillermo Antonio Puente Romero**



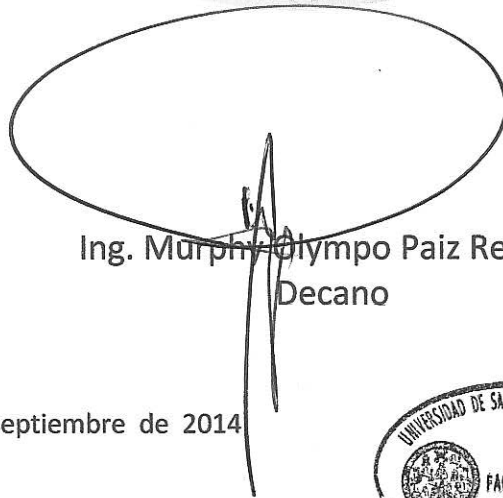
**GUATEMALA, 19 DE AGOSTO 2,014.**



DTG. 491.2014

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **IMPACTOS ECONÓMICOS EN EL DESPACHO DIARIO DE ENERGÍA EN GUATEMALA CON LA MIGRACIÓN DEL REGLAMENTO TRANSITORIO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (RTMER), AL REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (RMER)**, presentado por el estudiante universitario **René Roberto Castellanos Moreira**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. ~~Murphy~~ Olympo Paiz Reñinos  
Decano

Guatemala, 19 de septiembre de 2014

/gdech





## **ACTO QUE DEDICO A:**

- Dios** Por su infinito amor y misericordia, cuidando siempre a mi familia y a mí.
- Mis padres** René Castellanos Domínguez y Florida Alma Moreira de Castellanos. Aquí comienza la cosecha de sus esfuerzos.
- Mi hermana** Marian Castellanos, la responsabilidad ha sido siempre tu mayor virtud.
- Mi hermano** Marlon Castellanos, gracias por compartir tu nobleza con nosotros.
- Mi hermana** Maite Castellanos, siempre necesitaremos de tu dulzura y cariño.



## **AGRADECIMIENTOS A:**

<b>La Universidad de San Carlos de Guatemala</b>	Por ser una ilustre casa de estudios y aportar profesionales al pueblo de Guatemala.
<b>Facultad de Ingeniería</b>	Por inculcar la admiración, respeto y pasión por la ingeniería.
<b>Mi familia</b>	Gracias por creer y confiar, enseñarme valores y el amor a Dios.
<b>Mis amigos de estudio</b>	A todos, compañeros de cursos y en general de la facultad, tendré presente siempre esos momentos de alegría, risas y apoyo, gracias por una bella amistad.
<b>Amigos profesionales</b>	Por compartir su conocimiento, motivar a la superación y brindar una amistad sincera.
<b>Mi asesor</b>	Ing. Ronny Sánchez, agradeciendo su atención y dirección en este trabajo.



## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES .....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS .....	XI
GLOSARIO .....	XIII
RESUMEN .....	XIX
OBJETIVOS.....	XXI
INTRODUCCIÓN.....	XXIII
1. INTRODUCCIÓN A LOS MERCADOS ELÉCTRICOS .....	1
1.1. Conceptos generales .....	1
1.2. Conceptos de mercados eléctricos.....	6
1.2.1. Historia de los mercados eléctricos.....	7
1.2.2. Estructuras de mercados eléctricos .....	11
1.2.2.1. Mercados con estructura tipo <i>Pool</i> .....	12
1.2.2.2. Mercados con estructuras tipo bolsa de energía .....	13
1.2.2.3. Contratos bilaterales físicos .....	13
1.2.2.4. Contratos bilaterales financieros.....	14
1.2.3. Despachos de energía.....	15
1.2.3.1. Despacho económico.....	15
1.2.3.2. Compromiso de unidad, <i>Unit</i> <i>commitment</i> .....	19
1.2.3.3. Coordinación hidrotérmica .....	20
1.2.3.3.1. Valor del agua.....	21
1.2.4. Servicios complementarios en los mercados eléctricos.....	22

1.2.4.1.	Regulación primaria de frecuencia.....	22
1.2.4.2.	Regulación secundaria de frecuencia..	23
1.2.4.3.	Regulación terciaria de frecuencia.....	23
1.2.4.4.	Control de tensión .....	23
1.2.4.5.	Servicio de arranque en negro.....	24
1.2.4.6.	Manejo de saturaciones en las líneas..	24
1.2.4.7.	Programación y despacho .....	24
2.	REGULACIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO EN GUATEMALA.....	25
2.1.	Antecedentes y evolución del subsector eléctrico en Guatemala .....	25
2.1.1.	Reforma del Marco Regulatorio, Ley General de Electricidad y su Reglamento .....	27
2.1.2.	Mercado Mayorista de Guatemala .....	30
2.1.2.1.	Agentes del mercado guatemalteco.....	31
2.1.2.2.	Ente regulador.....	32
2.1.2.3.	Operador de Sistema (OS) / Operador de Mercado (OM).....	34
2.1.2.4.	Sistema de transporte .....	35
2.1.2.5.	Servicio final de distribución.....	38
2.2.	Funcionamiento del Mercado Mayorista de electricidad en Guatemala .....	40
2.2.1.	Predespacho.....	46
2.2.1.1.	Programación de Largo Plazo (PLP) ...	48
2.2.1.2.	Programación semanal .....	50
2.2.1.3.	Programación diaria .....	53
2.2.2.	Operación en tiempo real .....	54
2.2.3.	Posdespacho .....	55

3.	REGLAMENTOS DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER).....	59
3.1.	Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional .....	60
3.2.	Reglamentación del mercado eléctrico regional.....	63
3.2.1.	Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER) .....	64
3.2.1.1.	Base de datos regional.....	64
3.2.1.2.	Servicios auxiliares.....	65
3.2.1.3.	Informe y análisis de perturbaciones ...	66
3.2.1.4.	Operación técnica del MER.....	66
3.2.1.5.	Estudios eléctricos.....	67
3.2.1.6.	Organización comercial.....	69
3.2.1.6.1.	Mercado de Contratos Regional bajo el RTMER .....	71
3.2.1.6.2.	Mercado de Oportunidad Regional bajo el RTMER.....	72
3.2.1.6.3.	Desvíos en las transacciones bajo el RTMER .....	73
3.2.1.6.4.	Conciliación de las transacciones con el RTMER .....	75
3.2.2.	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).....	78
3.2.2.1.	Libro I, de los aspectos generales .....	78
3.2.2.2.	Libro II, de la operación técnica y comercial .....	91

	3.2.2.2.1	Mercado de Oportunidad Regional bajo el RMER.....	91
	3.2.2.2.2.	Mercado de Contratos Regional bajo el RMER .....	93
	3.2.2.2.3.	Sistema de precios nodales .....	104
	3.2.2.2.4	Operación técnica con el RMER.....	105
	3.2.2.2.5.	Desviaciones al predespacho regional .....	116
	3.2.2.3.	Red de Transmisión Regional (RTR).....	118
4.		IMPACTOS EN EL DESPACHO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE GUATEMALA MIGRANDO DESDE EL RTMER HACIA EL RMER.....	123
4.1.		Implicaciones y discusiones bajo la operación del RMER .....	123
4.2.		Despacho de energía eléctrica nacional y regional durante la estación lluviosa en Guatemala.....	129
4.3.		Despacho de energía eléctrica nacional y regional durante la estación seca en Guatemala .....	145
	4.3.1.	Comparación de despacho de energía bajo directrices del RTMER y el RMER .....	151
4.4.		Despacho de servicios auxiliares al MER .....	157
	4.4.1.	Reserva de potencia activa .....	157
	4.4.2.	Suministro de potencia reactiva .....	159
	4.4.3.	Desconexión de carga.....	160



4.4.4.	Arranque en negro.....	160
4.5.	Proyección de Guatemala en el Mercado Eléctrico Regional.....	161
4.5.1.	Inyecciones de energía programa al MER bajo el RTMER.....	161
4.5.2.	Inyecciones de energía programada al MER bajo el RMER.....	163
4.5.3.	Retiros de energía programados al MER bajo el RMER.....	168
4.5.4.	Otros cargos y abonos en el MER.....	172
	CONCLUSIONES.....	191
	RECOMENDACIONES.....	195
	BIBLIOGRAFÍA.....	197
	APÉNDICE.....	199



## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Estructura de sistema de potencia verticalmente integrado .....	5
2.	Esquema de un sistema eléctrico de potencia .....	5
3.	Estructura de un sistema eléctrico de potencia con participantes independientes.....	6
4.	Curva de costos de producción de una central térmica .....	17
5.	Costos de producción de un grupo de centrales térmicas .....	19
6.	Consecuencias en las decisiones del despacho hidrotérmico.....	21
7.	Sistema Nacional Interconectado de Guatemala .....	37
8.	Organización del Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala....	39
9.	Comportamiento típico de la demanda de energía del SNI .....	52
10.	Flujo de energía desde el nodo $i$ , hacia el nodo $r$ .....	99
11.	Ejecución de flexibilidad en el contrato del agente inyector.....	100
12.	Ejecución de flexibilidad en el contrato del agente de retiro .....	102
13.	Ejecución de flexibilidad para ambos agentes del contrato. ....	103
14.	Primer sistema de transmisión regional, línea SIEPAC .....	122
15.	Proyección de demanda para la semana 43 del año 2013.....	131
16.	Proyección de demanda de los días 23 y 24 de octubre 2013 .....	137
17.	Precios de oportunidad de la energía, de los días 23 y 24 de octubre 2013, según programas de despacho diario.....	138
18.	Proyección de demanda de los días 23 y 24 de abril 2014 .....	149
19.	Precios de oportunidad de la energía programados, correspondientes a los días 23 y 24 de abril 2014.....	150

20.	Gráficas comparativas de costos operativos de programación del SNI para la semana 17 de 2013 y 2014.....	153
21.	Curvas POE, para la semana 17 de 2013 con el RTMER y la semana 17 de 2014 con el RMER, según posdespachos .....	156
22.	Inyecciones de energía de Guatemala bajo el RTMER.....	162
23.	Inyecciones de energía al MER de los 6 países bajo el RMER.....	165
24.	Exportaciones de energía en el MCR bajo el RMER .....	166
25.	Exportaciones de energía en el MOR bajo el RMER.....	168
26.	Retiros de energía de los 6 países al MER bajo el RMER .....	171
27.	Cargos y abonos correspondientes a las desviaciones del sistema de Guatemala .....	174
28.	Cargos y abonos por conceptos de CVT .....	176
29.	Demanda de energía por país miembro del MER.....	179
30.	Cargos por servicio de regulación del sistema.....	181
31.	Cargos por servicio de operación del sistema .....	183
32.	Cargos y abonos por CVT a EPR, Guatemala.....	185
33.	Cuotas del IAR, para EPR por el uso de la línea SIEPAC.....	187
34.	Cargos y abonos por transacciones de Guatemala (US\$).....	189

## **TABLAS**

I.	Líneas de transmisión constituyentes del proyecto SIEPAC .....	119
II.	Bahías en las subestaciones pertenecientes al proyecto SIEPAC.....	120
III.	Pronósticos de demanda para la semana 43 del 2013.....	135
IV.	Precios de oportunidad de la energía para la semana 43 del 2013, según programas de despacho diario .....	136
V.	Pronósticos de demanda para la semana 17 del 2014.....	147
VI.	Precios de oportunidad de la energía durante la semana 17 del 2014, según programas de despacho diario .....	148

VII.	Transacciones programadas durante la semana 17 de 2013.....	152
VIII.	Transacciones programadas durante la semana 17 de 2014.....	152
IX.	Comparación de costos operativos del SNI para abril de 2013 con el RTMER y abril de 2014 con el RMER .....	153
X.	Comparación de los precios de oportunidad de energía de Guatemala bajo el RTMER y el RMER .....	155
XI.	Inyecciones de energía de Guatemala hacia el SER, bajo el RTMER .....	162
XII.	Inyecciones de energía bajo el RMER de los 6 países del MER.....	164
XIII.	Retiros de energía al MER de los 6 países bajo el RMER .....	169
XIV.	Transacciones por desviaciones, integradas por meses .....	173
XV.	Cargos variables de transmisión .....	175
XVI.	Demanda de energía consumida por país desde junio 2013 hasta abril 2014 .....	178
XVII.	Cuotas por servicio de regulación del sistema, asignadas por país ...	180
XVIII.	Cuotas por servicios de operación del sistema, asignadas por país.....	182
XIX.	Cargos y abonos por CVT hacia EPR Guatemala .....	184
XX.	Cuotas por cargos complementarios de transmisión de la línea SIEPAC.....	186
XXI.	Integración por mes, de cargos y abonos de Guatemala al MER.....	188



## LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
$\forall$	Cuantificador universal para todo elemento
$\partial$	Derivada parcial de una función
$\Sigma\Sigma$	Doble sumatoria
US\$	Dólar americano
Hz	Hertz, unidad de medida de frecuencia eléctrica
kV	Kilovoltio
kW	Kilovatio o Kilowatt
MCM	Mil Circular Mils
MW	Megavatio o Megawatt
MWh	Megavatio-hora o Megawatt-hora
m	Metro
$\lambda$	Multiplicador de Lagrange
$\mathcal{E}$	Operador de la transformada de Laplace
%	Porcentaje
$\Sigma$	Sumatoria





## GLOSARIO

<b>ACAR</b>	<i>Aluminium Conductor Alloy Reinforced.</i>
<b>AMM</b>	Administrador de Mercado Mayorista.
<b>Año estacional</b>	Período definido en la regulación del subsector eléctrico nacional, comprende desde el 1 de mayo hasta el 30 de abril del año siguiente.
<b>Biomasa</b>	Materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía.
<b>Black Start</b>	Conocido también como arranque en negro, facultad de una central eléctrica para arrancar de forma autónoma, sin dependencia de la red eléctrica.
<b>Bunker</b>	Combustible derivado de petróleo.
<b>Caudal ecológico</b>	Caudal mínimo en cuenca necesario para preservar fines ecológicos de la misma.
<b>Co-generador</b>	Propietario de instalaciones de producción de energía para uso propio y posee excedentes para ventas a terceros.

<b>CDC</b>	Centro de Despacho de Carga.
<b>CNEE</b>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
<b>Conciliación</b>	Proceso del cálculo de los montos correspondientes a las transacciones de energía.
<b>Contingencia</b>	Falla inesperada de uno o varios elementos componentes de un sistema eléctrico.
<b>Costo operativo</b>	Representación del costo de la operación de un sistema.
<b>CRIE</b>	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
<b>CVT</b>	Cargo Variable de Transmisión.
<b>DTER</b>	Documento de Transacciones Regionales
<b>Entalpía</b>	Cantidad de energía que un sistema termodinámico intercambia con su entorno.
<b>EOR</b>	Ente Operador Regional.
<b>EPR</b>	Empresa Propietaria de la Red.
<b>ETCEE</b>	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.

<b>FPN</b>	Factor de Pérdidas Nodales.
<b>Función de Lagrange</b>	Procedimiento para la optimización de funciones de múltiples variables sujetas a restricciones.
<b>Generación forzada</b>	Condición de operación para una unidad cuyo precio no resulta económico para la operación del sistema en general.
<b>Hidrotérmico</b>	Término para referirse a sistemas con unidades hidroeléctricas y unidades térmicas.
<b>IAR</b>	Ingreso Autorizado Regional.
<b>ITE</b>	Informe de Transacciones Económicas.
<b>MCR</b>	Mercado de Contratos Regional.
<b>MER</b>	Mercado Eléctrico Regional.
<b>MOR</b>	Mercado de Oportunidad Regional.
<b>Motor recíprocante</b>	Motores de combustión interna, usan el movimiento causado por la explosión del combustible.
<b>Nodo</b>	Punto de conexión entre dos o más elementos de un circuito o red de transmisión de energía eléctrica.
<b>OS/OM</b>	Operador de Sistema y/o de Mercado.

<b>POE</b>	Precio de Oportunidad de la Energía.
<b><i>Pool</i></b>	Estructura de operación de un mercado eléctrico.
<b><i>Power Exchange</i></b>	Estructura de operación de un mercado eléctrico, también se le llama Bolsa de Energía.
<b>Precio Exante</b>	Precio nodal, calculado en la programación de despacho, antes de la operación en tiempo real.
<b>Precio Expost</b>	Precio nodal, calculado después de la operación en tiempo real.
<b>Predespacho</b>	Programación de transacciones y flujos de energía para la operación de un sistema eléctrico.
<b>Redespacho</b>	Modificación a la programación efectuada en un predespacho.
<b>RMER</b>	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.
<b>RRa</b>	Reserva Rápida, servicio utilizado como respuesta a contingencias en la operación en tiempo real.
<b>RRO</b>	Reserva Rodante Operativa, servicio auxiliar de reserva secundaria de potencia en el sistema nacional.

<b>RRR</b>	Reserva Rodante Regulante, servicio auxiliar de reserva primaria de potencia en el sistema nacional.
<b>RTMER</b>	Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional.
<b>RTR</b>	Red de Transmisión Regional.
<b>Sistema SCADA</b>	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i> (Supervisión, Control y Adquisición de Datos).
<b>SER</b>	Sistema Eléctrico Regional.
<b>SIEPAC</b>	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
<b>SNI</b>	Sistema Nacional Interconectado.
<b>Spot</b>	En economía se utiliza para hacer referencias a transacciones instantáneas o de corto plazo.
<b>TCP</b>	Transacciones de Contratos Programadas.
<b>TOP</b>	Transacciones de Oportunidad Programadas.
<b>Unit Commitment</b>	Término referente a la función del compromiso de cualquier unidad generadora con el despacho energético económico.

**Vertimiento**

Situación en la cual la capacidad de almacenamiento de los embalses se ha superado, obligando a la apertura de compuertas para evitar daños a la estructura.

**Zafra eléctrica**

Período de actividad en la producción de los ingenios azucareros con excedentes de energía a la venta.

## RESUMEN

El presente trabajo de graduación evalúa los resultados de la planificación y operación del despacho diario de energía eléctrica en el sistema nacional guatemalteco, debido al cambio de los reglamentos vigentes de operación a nivel centroamericano, encontrando los impactos para Guatemala desde un aspecto económico.

En el capítulo 1 se abordan los temas de administración y estructuras de mercados eléctricos, la optimización del despacho de carga mediante la minimización de la función de costos operativos, las bondades y complicaciones de un despacho hidrotérmico y la separación de funciones que implica la constitución de un mercado eléctrico en las actividades del sistema de potencia que tiene como consecuencia la formación de grupos participantes en un mercado.

El capítulo 2 profundiza en el marco regulatorio nacional; explicando el funcionamiento del mercado a término de Guatemala que asegura a largo plazo el abastecimiento de energía para la demanda del país, sin que esto represente un despacho físico de las unidades comprometidas; y el mercado de oportunidad de corto plazo, en el que un despacho económico se hace con base en los costos variables auditados, encontrando la solución del menor costo operativo y apilando generación en orden de mérito económico hasta abastecer las proyecciones de demanda nacional y regional que se puedan presentar por relaciones contractuales.

Seguidamente, el capítulo 3 explica la coexistencia entre el Mercado Eléctrico Regional y los sistemas o mercados nacionales de sus países miembros, también expone los cambios más significativos con la migración del Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional al Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, encontrando que existe cierta discrepancia entre la actual reglamentación regional y la regulación nacional del mercado guatemalteco en cuanto a la forma de optimizar los recursos energéticos.

En el capítulo 4, se calculan los precios de oportunidad de la energía con base en la optimización de los despachos de energía nacional y regional, para los escenarios de época seca y época lluviosa en Guatemala; y se calculan los costos operativos del sistema nacional con el cambio hacia la reglamentación vigente, encontrando que la participación en el Mercado Eléctrico Regional no encarece los precios de compra de energía para la demanda nacional, aunque si puede abaratar los costos operativos por una posible importación.

Además se presenta una serie de tablas y gráficas que resumen la proyección por mes de Guatemala bajo el nuevo reglamento, como el principal exportador de energía para la región, también resume los principales cargos y abonos para Guatemala por la participación en el mercado regional que pueden impactar directamente en los resultados económicos para la demanda.

Finalmente, se concluye que el posible aumento del costo operativo del sistema nacional por la exportación no representa un impacto económico negativo para el despacho en Guatemala, pues la armonización entre normativas nacionales y regionales, logra establecer que las exportaciones no sean físicas y que además el sobre costo por mantener los niveles de operación (tensión y frecuencia) del sistema regional debido a las exportaciones; son cargados directamente al agente responsable de la exportación.



## **OBJETIVOS**

### **General**

Determinar los principales impactos económicos en el despacho diario de energía eléctrica para Guatemala con la migración del Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional hacia el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.

### **Específicos**

1. Presentar los conceptos generales de los mercados eléctricos, la importancia de un despacho económico de energía y las características de un sistema hidrotérmico.
2. Exponer la regulación y el funcionamiento del mercado eléctrico de Guatemala.
3. Exponer los cambios en la operación y planificación del Mercado Eléctrico Regional, debidos a la transición hacia la actual reglamentación del mismo.
4. Calcular y evaluar los costos operativos del sistema nacional guatemalteco y los precios diarios de energía, en función de los beneficios o perjuicios económicos que la participación en el Mercado Eléctrico Regional implica para Guatemala con los cambios hacia la reglamentación vigente.



## INTRODUCCIÓN

Guatemala tiene constituido actualmente un mercado mayorista de electricidad, la planificación y operación del sistema eléctrico de potencia nacional se realiza con criterio económico optimizando los recursos energéticos disponibles y tomando en cuenta las características y restricciones de la red de transmisión.

Casi paralelamente con los inicios en 1996 del Mercado Mayorista en Guatemala, los países centroamericanos sentaron las bases para la formación y crecimiento gradual de un mercado eléctrico competitivo a nivel regional, conocido como Mercado Eléctrico Regional (MER).

La coexistencia del mercado nacional y el mercado regional tiene impactos tanto técnicos como económicos para Guatemala, especialmente en la programación del despacho de carga, suponiendo que la operación de las interconexiones regionales beneficia en la operación de los sistemas involucrados.

Sin embargo, el crecimiento gradual y consolidación del Mercado Eléctrico Regional llevó al cambio en su reglamentación vigente en el 2013, implicando cambios importantes relacionados a la planificación y operación de los mercados o sistemas nacionales participantes en el mercado regional.

Los resultados de la participación de Guatemala en el Mercado Eléctrico Regional, con el nuevo Reglamento del Mercado Eléctrico Regional son los que se presentan y concluyen a continuación.



# **1. INTRODUCCIÓN A LOS MERCADOS ELÉCTRICOS**

Con el paso de los años ha evolucionado la demanda de energía eléctrica de las poblaciones y con fines de reducir los costos de producción de este servicio indispensable, varios países han migrado de sus clásicas estructuras de administración verticalmente integradas de sistemas de potencia, a estructuras segmentadas y de competencia, a dichas estructuras se ha optado por nombrarles “mercados eléctricos”.

## **1.1. Conceptos generales**

Previo a profundizar en la materia de administración de mercados eléctricos y su aplicación en Guatemala y Centro América, es necesario aclarar ciertos conceptos estrechamente relacionados con el tema.

**Energía:** es definida como la utilización de la potencia disponible con el transcurrir del tiempo, obteniendo así un trabajo útil.

**Potencia:** eficacia de un sistema para realizar un trabajo, en mercados eléctricos es la disponibilidad del recurso de una unidad generadora que se aprovecha para generar energía.

**Energía eléctrica:** es una fuente de energía secundaria, para su producción es necesario el aprovechamiento de otras fuentes de energía, como es el caso del agua en movimiento, el viento, el gas natural, los derivados del petróleo, la luz solar, entre otras.

Central generadora: es toda instalación en donde algún tipo de recurso energético puede ser convertido en energía eléctrica, dependiendo de la fuente primaria que se utilice, las centrales generadoras de electricidad pueden clasificarse en:

Centrales térmicas de carbón: siendo el carbón la fuente de energía primaria en estas centrales, este debe pulverizarse antes de entrar en una cámara de combustión tapizada de finas tuberías en cuyo interior el agua se vaporiza. Dicho vapor se encuentra a alta presión para luego ser conducido a través de tuberías especialmente diseñadas hasta llegar a una turbina acoplada mecánicamente a un generador.

A medida que el vapor pasa por las turbinas de alta presión, este va perdiendo entalpía, sin embargo, en muchos casos el vapor que sale de la primera etapa es reutilizado en siguientes etapas en donde los diseños de tuberías y turbinas permiten la utilización de vapor a menor presión, aumentando en alguna medida la eficiencia de las centrales.

Por lo general estas centrales presentan costos de operación relativamente bajos, pero también restricciones técnicas que hacen su operación poco versátil, de modo que su producción de energía no puede variar tan fácilmente como en el caso de una planta de bunker o diésel, por tales motivos, generalmente en la producción de energía para el abastecimiento según las curvas de demanda, estas suelen ubicarse como generación base, manteniendo ciclos continuos de operación sin salir de línea por largos períodos de tiempo.

Centrales de gas de ciclo combinado: son más eficientes y menos contaminantes que las centrales convencionales de carbón, su mayor

rendimiento se debe a que el combustible se utiliza dos veces para generar electricidad en dos turbinas; una movida directamente por el gas quemado y otra por acción del vapor generado en el proceso anterior.

Centrales térmicas de bunker o derivados del petróleo: son motores reciprocantes, los cuales usan la energía liberada en la quema de bunker o derivados de petróleo como fuente impulsora, por lo general se localizan muy próximas a las refinerías, por sus características de operación de rápido arranque y versatilidad de operación suelen utilizarse para cubrir los picos de la demanda.

Centrales de energías renovables: entre estas tecnologías de generación pueden contarse la eólica, la hidráulica, de biomasa y solar; su principal ventaja es que presentan un impacto ambiental muy reducido, salvo algunas características de la construcción de las hidroeléctricas; asimismo, los costos de operación son por lo general muy reducidos en comparación con las centrales térmicas, sin embargo, su principal desventaja es que su capacidad de producción depende de la disponibilidad de los recursos naturales.

Dicho todo lo anterior, cabe resaltar que la energía solar es la madre de todas las energías renovables, pues el movimiento de algunos recursos como el agua o el viento dependen de la energía del sol; son estos movimientos los que se aprovechan en parques de generación eólica o en sistemas de generación por agitación de las olas del mar, entre otras.

También es importante considerar que la demanda de energía eléctrica presenta variaciones con el transcurrir del tiempo, para fines de planificación se consideran variaciones en cada intervalo de 60 minutos, estos intervalos varían según la conveniencia de los entes encargados de los despachos energéticos,

estos cambios se deben a diversos factores, entre ellos: el tipo de industria y sus ciclos de producción, las condiciones climáticas, las actividades sociales de un país que pueden resultar en días con baja o alta demanda, entre otros.

Dado que la energía eléctrica como tal no puede almacenarse, esta debe ser producida, transportada y finalmente consumida, de modo que la generación en un sistema eléctrico de potencia debe seguir el comportamiento de la curva de demanda, tratando siempre de mantener un equilibrio entre generación y demanda, se debe hacer énfasis en este equilibrio como una condición operativa, ya que al existir un exceso de generación se ve aumentada la frecuencia del sistema, siendo el aumento de la frecuencia una condición crítica o riesgosa para los elementos del sistema, como también la baja frecuencia debida a una generación insuficiente para la demanda.

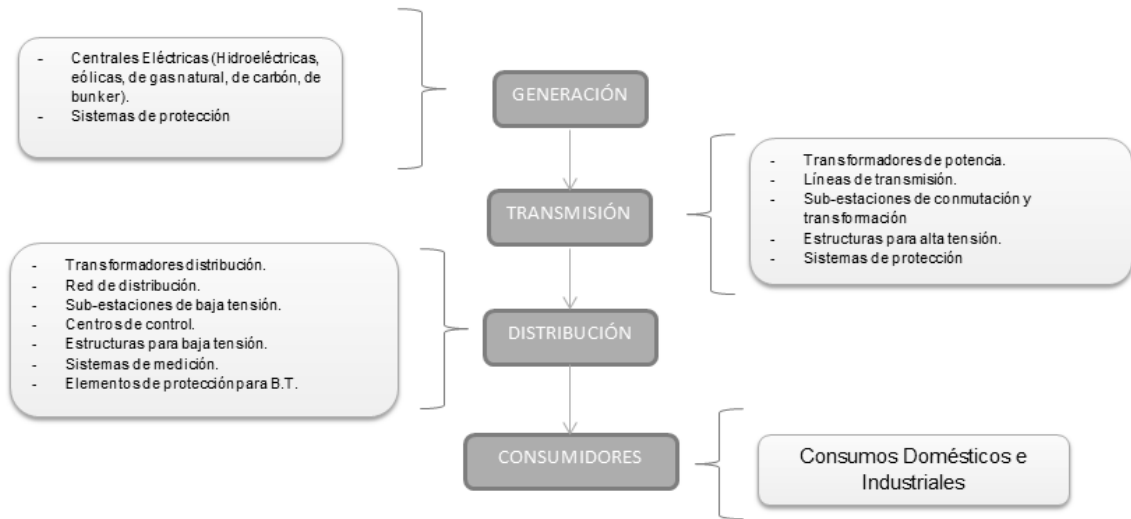
Sistemas eléctricos de potencia: definido como el conjunto de elementos diseñados para la producción, el transporte, la distribución y operación de la energía eléctrica, abasteciendo las demandas existentes de energía.

Desde su concepción y en la mayoría de países, los sistemas eléctricos de potencia han sido operados por una misma empresa, razón por la cual se ha interpretado la administración de los recursos energéticos y de la electricidad como un monopolio natural, de manera que una misma empresa abarca todas las etapas del sistema.

Tradicionalmente los sistemas eléctricos de potencia han tenido una estructura verticalmente integrada en donde un mismo ente de iniciativa privada o de carácter gubernamental tiene a su cargo la administración de los recursos energéticos, la figura 1 esquematiza la estructura verticalmente integrada de un sistema eléctrico de potencia y la figura 2 muestra sus etapas.

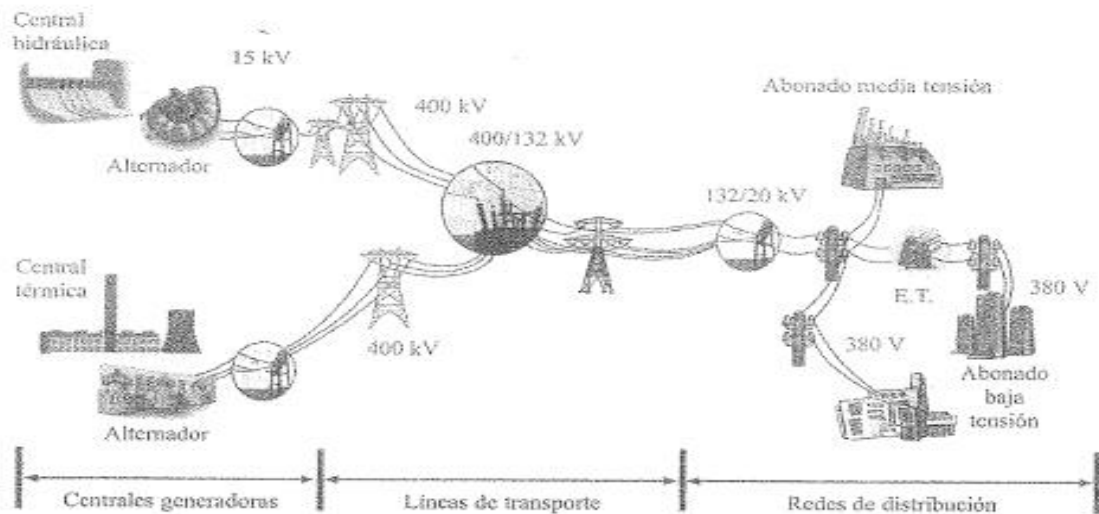


Figura 1. Estructura de sistema de potencia verticalmente integrado



Fuente: elaboración propia.

Figura 2. Esquema de un sistema eléctrico de potencia

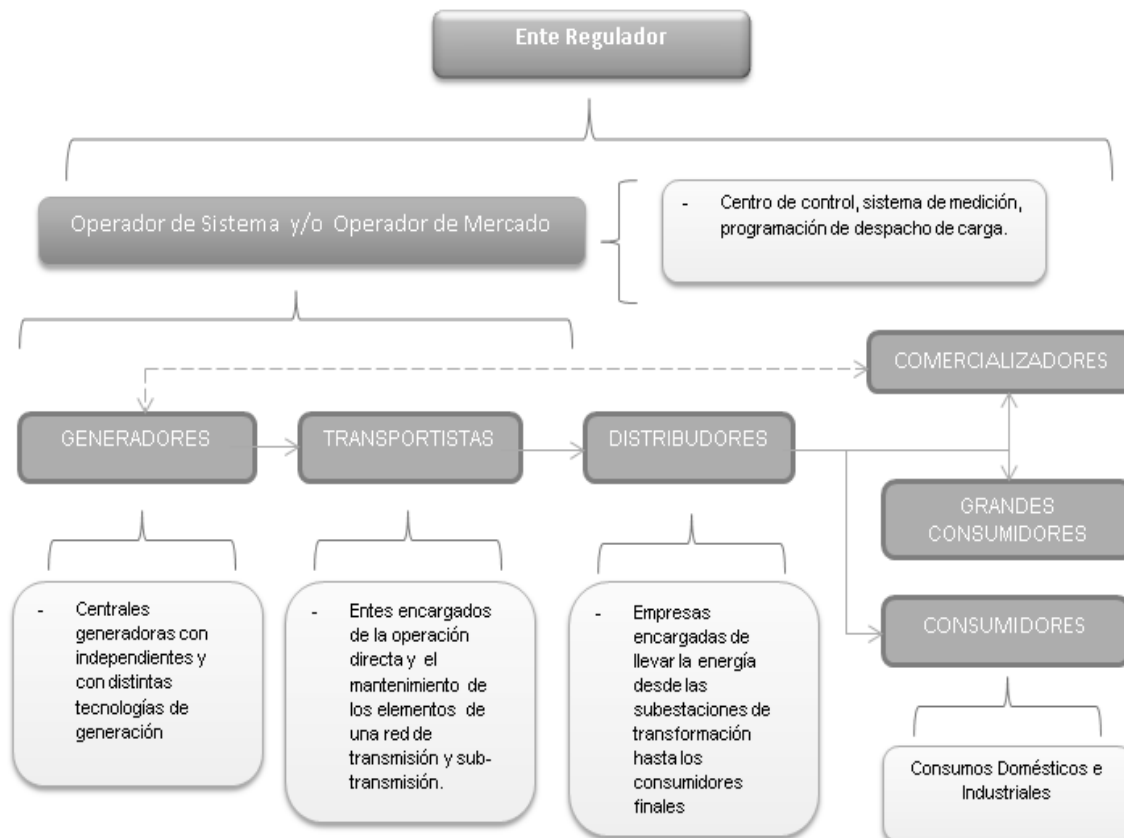


Fuente: SABINA SCARPELLINI, Alfonso. *Introducción a los mercados energéticos*. p. 98.

## 1.2. Conceptos de mercados eléctricos

El concepto de mercado eléctrico introduce nuevas figuras en la operación y regulación de los sistemas eléctricos de potencia, a la vez segmenta las etapas de un sistema e independiza administrativamente una de otra, en la figura 3 se esquematiza la segmentación por etapas y la introducción de nuevas figuras.

Figura 3. Estructura de un sistema eléctrico de potencia con participantes independientes



Fuente: elaboración propia, con base en las estructuras de mercados eléctricos internacionales.

### **1.2.1. Historia de los mercados eléctricos**

Las condiciones económicas son siempre un tema delicado desde el punto de vista de los consumidores, que desde luego necesitan las condiciones más favorables en cuanto a precios, así como la seguridad de abastecimiento del suministro; una empresa verticalmente integrada que administre todas las etapas del sistema de potencia no siempre garantiza ambas necesidades.

A medida que una empresa logra consolidar un monopolio, los precios de su producto o servicio tienden a elevarse ya que la falta de competencia lo permite, lo que eventualmente sucedió en algunos países, acompañado de la falta de planificación para el crecimiento de los parques de generación, en perjuicio del exponencial crecimiento de las poblaciones; lo cual equivale al crecimiento de la demanda de energía.

En 1982 se produjo en Chile una revolución respecto a la forma de ver las compañías eléctricas, pues se segmentaron las empresas del sector eléctrico en las etapas de operación de los sistemas de potencia; resultado de ello fue que las empresas se podían dedicar exclusivamente a una actividad, ya sea la generación, el transporte o la distribución.

De esta forma, ponían a competir entre sí a las empresas generadoras, estas debían presentar ofertas económicas a un ente encargado del despacho de energía; de modo que se considerarían despachadas las ofertas de menor precio, estableciendo así un orden de mérito económico, estas ofertas de despacho se iban apilando hasta abastecer las demandas de energía, creando así su primer mercado eléctrico al que se le denominó tipo *Pool*.

Años después siguieron su ejemplo, aunque con justificadas variantes los sistemas de Inglaterra y Gales en 1990, así como Argentina y Noruega en 1991, realizando también una revolución en la forma de administrar los recursos energéticos.

Eventualmente, otros países han ido adoptando esta idea de los mercados eléctricos conforme a sus necesidades, entre ellos: Alemania, España, Nueva Zelanda y ciertos países americanos como es el caso de Guatemala.

Por lo anterior se hizo necesario establecer mecanismos de subasta de energía, con los cuales se determine las unidades convocadas para los despachos de energía con criterio económico, que tomen en cuenta las restricciones operativas de las diferentes tecnologías de generación (despacho hidrotérmico en el caso de Guatemala), manteniendo siempre la competitividad y el bienestar social en cuanto a precios.

De aquí nace la figura del operador de mercado; encargado de realizar las competencias libres y transparentes entre los ofertantes del mercado, nace también el operador de sistema, el cual vela por la operación dentro de los límites de seguridad del sistema, los entes reguladores del mercado y por último los comercializadores de energía.

Derivado de la segmentación por etapas para la eliminación de los monopolios, todas las estructuras de mercados eléctricos coinciden en crear grupos de participantes bien definidos en el subsector, a estos grupos generalmente se les denomina agentes; los diferentes grupos de agentes se describen a continuación:

Generadores: sin discriminación de su tecnología empleada y confinados a la producción de energía eléctrica, son las empresas propietarias de las centrales eléctricas. Es la generación de electricidad la actividad hacia donde más puede enfocarse e incentivarse la libre competencia.

Transportistas: encargados de conducir la energía producida en las centrales de generación hasta los centros de distribución, operan a altas tensiones para evitar el exceso de pérdidas en los conductores; entre sus elementos de operación se pueden contar las subestaciones de conmutación y transformación, torres para alta tensión y líneas especialmente diseñadas para la conducción a esos niveles de energía; dada la naturaleza de esta etapa son pocas las empresas que compiten como transportistas, al grado de no poder implementarse la competencia en esta etapa, razón por la cual se toman medidas como la regulación de tarifas de transmisión. En la mayoría de los casos no existe un mercado de transmisión.

Distribuidores: por lo general son empresas delimitadas por zonas geográficas; al igual que en la transmisión, tienden a establecerse monopolios naturales por la falta de competencia debido a la naturaleza de la actividad, por tal motivo se hace necesaria también la regulación de sus tarifas; que deben incluir los costos de inversión, operación y mantenimiento. Para la transmisión y distribución debe existir una figura que regule las tarifas, y así prevenir comportamientos y actitudes discriminatorias o abusivas al existir una sola empresa con las instalaciones de distribución por área.

Comercializadores: esta figura existe como resultado de la creación de los mercados eléctricos, pues son entes con la capacidad de comprar y vender energía, pueden representar ante el mercado a aquellos generadores que no

están reconocidos como agentes, los comercializadores ayudan a estimular la competencia.

Grandes consumidores: los consumidores son la razón de ser de los sistemas de potencia y se encuentran al final de estos complejos sistemas, especialmente los grandes consumidores adquieren cantidades de energía en bloques considerablemente voluminosos, pueden ser fábricas con demandas muy grandes permitiéndoles acceder a precios libremente pactados en contratos con comercializadores, distribuidores, entre otros.

Consumidores regulados: son aquellos consumidores que tienen demandas considerablemente pequeñas; confinados en los cascos urbanos, en la mayoría de los casos están atados a una tarifa por consumo, establecida y aprobada por los entes reguladores.

Ente regulador: como consecuencia de la segmentación jurídica y legal de las empresas verticalmente integradas para la administración de los sistemas de potencia y la creación de los mercados eléctricos, se hizo necesaria la creación de un ente regulador encargado de velar por el cumplimiento de las normativas y reglamentos que se establezcan, así como la regulación en aquellos sectores del mercado en donde la competencia no sea efectiva (transmisión y distribución).

Operador de Sistema (OS): es el responsable de la operación técnica del sistema, debe considerar en todo momento los límites seguros de operación, las restricciones de los elementos y un criterio de despacho económico; cumpliendo siempre con el abastecimiento de la demanda en tiempo real. Debe girar las instrucciones necesarias para la realización de maniobras en los elementos de transmisión, así como las instrucciones para entrar o salir de línea

a unidades generadores conforme al mérito económico y según lo requiera la variante demanda.

Operador de Mercado (OM): es el responsable de la gestión económica del sistema, asume la gestión de ofertas de compra y venta de energía, ejerciendo sus funciones con transparencia y objetividad. Le corresponde la casación de las ofertas de compra y venta de energía, así como la comunicación a vendedores y compradores de los resultados para cada período de programación; finalmente establece el precio de producción de energía para cada período tomando en cuenta las curvas de costos de cada oferta presentada.

La programación de despacho de energía o despacho de carga con carácter económico generalmente es una tarea que compete tanto a operadores de mercado como a los operadores de sistema, al grado que en algunos países son un mismo ente; por las gestiones económicas (contratos de ventas de energía, asignación de costos, otros) y por las gestiones técnicas (rampas de arranque, limitaciones de líneas de transmisión, capacidades operativas de las unidades, otros).

### **1.2.2. Estructuras de mercados eléctricos**

La principal motivación para la aparición de mercados eléctricos fue la búsqueda de mejores precios a través de la competencia, dirigida principalmente a las empresas generadoras, esto llevó a que a nivel mundial, se desarrollaran diferentes estructuras y mecanismos para la participación de las empresas en los mercados eléctricos, con toda la complejidad que puedan tener hoy en día, desde el punto de vista operativo pueden clasificarse 4 estructuras básicas para entender el funcionamiento de un mercado eléctrico;

los mercados eléctricos que existen actualmente usan herramientas de estas 4 estructuras, es decir que son un híbrido de las siguientes:

#### **1.2.2.1. Mercados con estructura tipo *Pool***

El término *Pool* tiene un significado especial en mercados eléctricos ya que prácticamente la competencia de una oferta de menor precio desplaza a otra oferta de mayor precio, buscando siempre la opción más económica pero segura de suministros.

Los generadores presentan ofertas de inyección con las cuales el operador de mercado realiza complejos cálculos y proyecciones para el precio y el plan de generación de las centrales; este debe garantizar el abastecimiento de demanda, tomando en cuenta períodos proyectados de mantenimientos para centrales, líneas de transmisión y todos los elementos de un sistema de potencia (programa de despacho).

Para ello los ofertantes y consumidores renuncian a establecer o pactar transacciones de energía entre ellos y dejar toda la programación de despacho en manos del operador de mercado y operador de sistema, de esta manera los generadores se ven obligados a participar y competir remitiendo al despacho económico sus ofertas de venta de energía, que en la mayoría de los casos serán similares a sus curvas de costos que incluyen costo de arranque y otras variables.

El plan de operación o programa de despacho es elaborado por el operador de mercado y remitido al operador de sistema, para verificar su factibilidad técnica; así, luego del acuerdo alcanzado entre operadores, el



programa deberá ser publicado, así como cumplido y respetado por los participantes del *pool*.

Para la realización de todos los pasos anteriores se establecen horarios y fechas, ya que el procedimiento puede ser bastante largo y tedioso pero siempre realizado con transparencia, eficacia y respeto, pudiendo solicitar las aclaraciones que consideren necesarias los participantes.

#### **1.2.2.2. Mercados con estructuras tipo bolsa de energía**

Una bolsa de energía (*Power Exchange*) a diferencia del tipo *pool* es típicamente un despacho de mercado descentralizado, aun así, ciertos autores lo consideran como una variante de los mercados tipo *pool*.

En una bolsa de energía el operador de mercado recibe ofertas por compras y ventas de energía, y es encargado realizar la casación entre ellas.

Una bolsa de energía no tiene un carácter de participación obligatoria como en el caso del *Unit Commitment* del *pool* y el enfoque es más comercial.

En las bolsas de energía el precio se fija por medio de mecanismos de subasta o casación, hasta el punto en el que la curva de demanda se intersecta con la curva ofertas, en donde se cree que se ha alcanzado un equilibrio.

#### **1.2.2.3. Contratos bilaterales físicos**

En los contratos bilaterales los compradores y vendedores pactan y negocian libre y directamente; tales mercados son extremadamente flexibles, ya

que pueden realizar cualquier tipo de trato que se especifique entre las partes y en los términos que ellos convengan.

Este tipo de mercado se caracteriza por la estrecha relación con la programación de despacho, pues mediante el contrato de abastecimiento de energía el suministrador asegura la inyección de potencia al sistema con sus centrales de generación, es decir que el despacho es físico, la unidad comprometida en el contrato es la encargada del suministro, no obstante existen flexibilidades para abaratar los costos de generación, ya sea contratando potencia con comercializadores u otros generadores de costos menores, siempre que el contrato lo permita.

Básicamente estos contratos de suministro de energía son compromisos de venta y compra de energía entre las partes, en el cual las condiciones de mercado que varían con las estaciones del año afectan directamente a los precios de la energía, lo que puede resultar muy beneficioso o muy perjudicial para las partes vendedoras, ya que el precio pactado por el intercambio en contratos generalmente es poco flexible, en favor del comprador.

#### **1.2.2.4. Contratos bilaterales financieros**

Estos contratos al igual que los contratos físicos son producto de un libre intercambio comercial, sin embargo su diferencia más representativa es que no están vinculados estrictamente a la programación del despacho de carga, puesto que estos tienen por objeto seguir una estrategia de mercado acorde a las condiciones variantes del mismo, aunque siempre existe el riesgo de variaciones del precio en tiempo real, por lo general para poner en práctica esta modalidad se necesita conocer con antelación de al menos 24 horas, las condiciones de mercado.

Como consecuencia, estos contratos no pueden constituir por si solos un mercado de electricidad, pero sí son un complemento del mismo.

### **1.2.3. Despachos de energía**

En la operación normal de los sistemas de potencia, son comunes la presencia de los siguientes problemas: un despacho económico, el *Unit Commitment*, la coordinación hidrotérmica, entre otros.

#### **1.2.3.1. Despacho económico**

El despacho económico es siempre una tarea fundamental en cuanto a la operación de los sistemas de potencia, trata de resolver los problemas de costo mínimo de producción de energía de un sistema en general, puesto que es básicamente un problema de optimización con restricciones de operación, donde se intenta determinar la potencia de salida de un grupo de centrales; es necesario conocer los costos variables de los combustibles, los rendimientos térmicos de las unidades, la topología de la red de transmisión, etc.

A fin de encontrar la solución más óptima para satisfacer la demanda del sistema en un instante concreto a un mínimo costo.

La función objetivo es:

$$\text{mín} \sum_{j=1}^n C_j(P_j) \quad (1.1)$$

Siempre que se cumpla la restricción:

$$\sum_{j=1}^n P_j = D \quad (1.2)$$

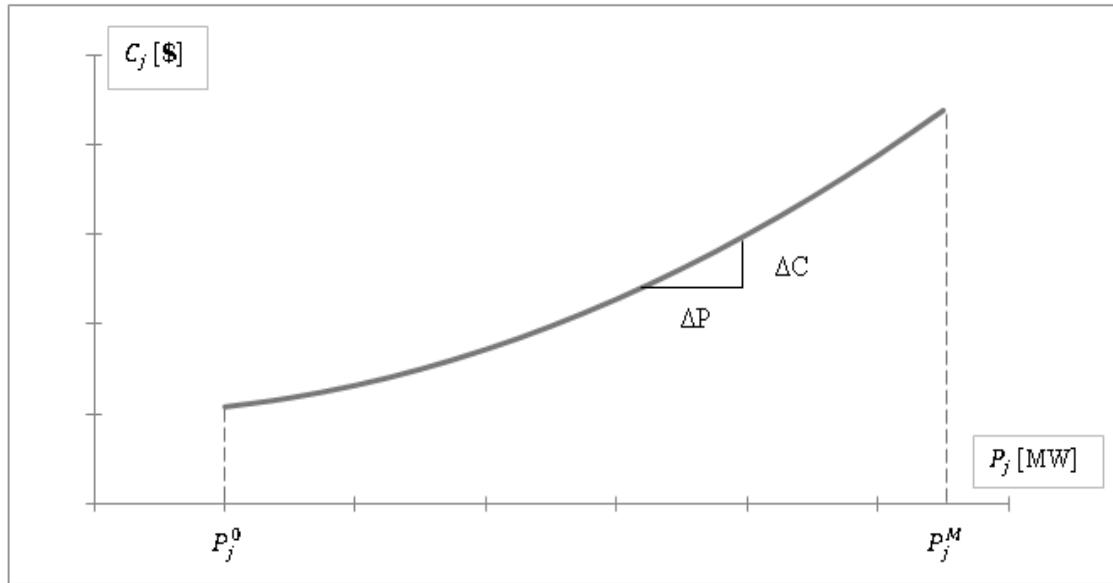
Donde  $n$  es el número de centrales eléctricas,  $C_j(P_j)$  es el costo de producción de la central  $j$  en función de la potencia de salida  $P$  y  $D$  es la demanda por abastecer.

Comúnmente las curvas de costos de generación de las centrales eléctricas son funciones no convexas y no diferenciables, pero se aproximan a funciones cuadráticas convexas como en la figura 4, con lo que se ejemplifica un costo variable en función del consumo de combustible, así la ecuación de costo de producción puede escribirse como:

$$C_j(P_j) = a_j P_j^2 + b_j P_j + c_j \quad (1.3)$$

Donde  $a$ ,  $b$  y  $c$  son constantes operativas de la central  $j$ .

Figura 4. **Curva de costos de producción de una central térmica**



Fuente: elaboración propia, basado en modelos del costo cuadrático de producción de centrales térmicas.

De la curva de costo de producción de las centrales térmicas, se puede deducir que la derivada del costo de producción respecto de la potencia de salida es el Costo Marginal  $CM_j$  o lo mismo que decir:

$$CM_j = \frac{\partial C_j(P_j)}{\partial P_j} = 2a_j P_j + b_j \quad (1.4)$$

Entre los métodos más populares para la solución del problema de despacho económico está la función de Lagrange, la cual consiste en afectar la restricción (1.2) aplicada a la función objetivo con un multiplicador de Lagrange  $\lambda$  y agregarla a la función objetivo (1.1), así:

$$E(P_j, \lambda) = \sum_{j=1}^n C_j(P_j) + \lambda (D - \sum_{j=1}^n P_j) \quad (1.5)$$

La condición necesaria para minimizar la función Lagrange, viene dada por su primera derivada respecto de cada una de sus derivadas independientes y luego igualar a cero el grupo de ecuaciones resultantes. El número de variables está determinado por el número de centrales que constituyen el sistema ( $n$ ), más el multiplicador de Lagrange, es decir,  $n + 1$  variables.

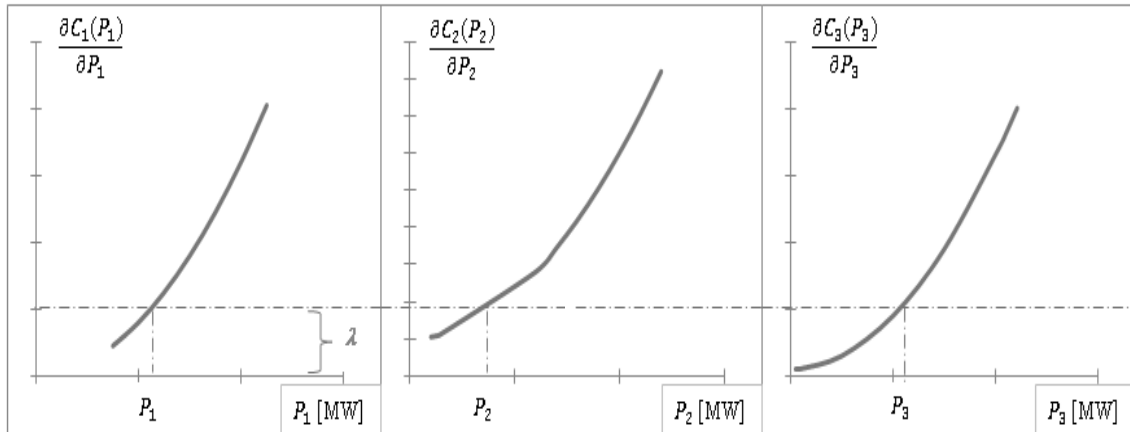
$$\frac{\partial E_j(P_j, \lambda)}{\partial P_j} = \frac{\partial C_j(P_j)}{\partial P_j} - \lambda = 0 \quad (1.6)$$

$$\frac{\partial E_j(P_j, \lambda)}{\partial \lambda_j} = D - \sum_{j=1}^n P_j = 0 \quad (1.7)$$

La ecuación (1.6) significa que debe existir un valor del multiplicador de Lagrange que garantice la operación del mínimo costo del sistema, respetando siempre la restricción (1.2) y (1.7), de (1.6) se puede observar que para la óptima explotación del sistema, el multiplicador de Lagrange es igual a los costos marginales de cada generador (1.4).

La figura 5 muestra la existencia de un único valor del multiplicador de Lagrange, para diferentes valores de los costos de producción de las centrales del sistema, que minimiza el costo total del mismo.

Figura 5. **Costos de producción de un grupo de centrales térmicas**



Fuente: elaboración propia, con base en la existencia de un único valor de multiplicador de Lagrange, para diferentes costos de producción de centrales, que minimiza el costo total del sistema.

### 1.2.3.2. **Compromiso de unidad, *Unit commitment***

El *Unit Commitment* consiste en la programación de arranques y paradas de unidades térmicas comprometidas al despacho económico, determinando cuando están en servicio y cuanto generan en cada período. El objetivo es optimizar los costos de producción, teniendo en cuenta la evolución de la demanda a cubrir por las unidades térmicas a lo largo del horizonte de la programación, encargándose de satisfacer las restricciones de producción, rampas, reservas, tiempos mínimos de arranque y parada, límites de combustible y disponibilidad del mismo.

### **1.2.3.3. Coordinación hidrotérmica**

Un importante aspecto de un sistema con disponibilidad de generación hidrotérmica es poder utilizar la energía de bajo costo o gratis que está almacenada en los embalses, minimizando así los gastos de combustible con las unidades térmicas.

Sin embargo, la disponibilidad de energía hidroeléctrica está limitada por la capacidad de almacenamiento en los embalses, esto introduce una dependencia entre la decisión operativa de hoy y los costos operativos en el futuro.

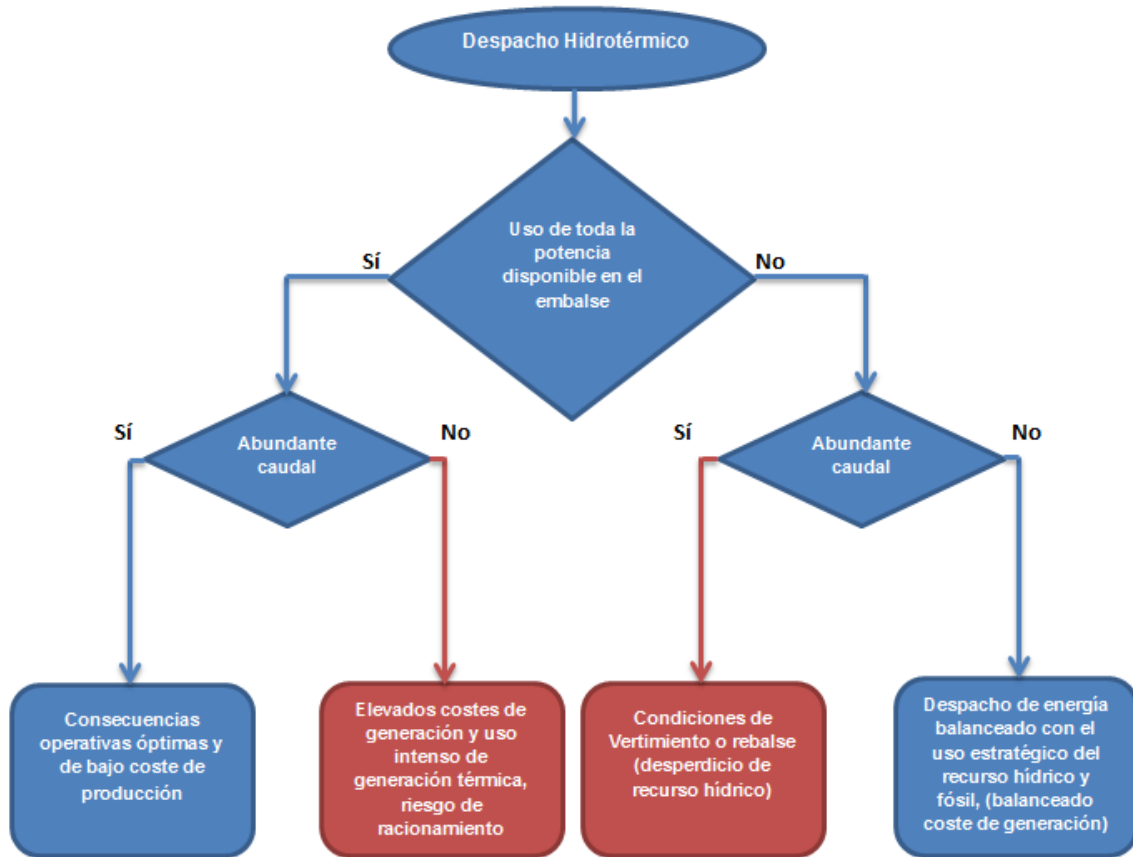
En otras palabras, si tomando la decisión hoy del uso de las reservas de energía hidroeléctrica con el objetivo de minimizar los costos térmicos, ocurre una sequía severa en el futuro, podría ocurrir un racionamiento y un costo operativo elevado del sistema.

Si, por otro lado, preservamos las reservas de energía hidroeléctrica a través de un uso más intenso de generación térmica y los caudales futuros son altos, puede ocurrir un vertimiento en los embalses del sistema, lo que representa un desperdicio de energía y consecuentemente, un aumento en el costo operativo.

Por lo tanto, a diferencia de los sistemas puramente térmicos, cuya operación es desacoplada en el tiempo, la operación de un sistema hidrotérmico es un problema acoplado en el tiempo, es decir, una decisión operativa hoy afecta el costo operativo futuro, la figura 6 esquematiza la importancia en la toma de decisiones respecto al uso de los recursos.



Figura 6. Consecuencias en las decisiones del despacho hidrotérmico



Fuente: elaboración propia, basado en los riesgos de despachos de sistemas hidrotérmicos.

### 1.2.3.3.1. Valor del agua

Este es un concepto que se relaciona con darle precio a la utilización en un momento determinado del agua almacenada en los embalses de hidroeléctricas de regulación anual, el objetivo es regular el uso del agua en la planificación a largo plazo.

Es decir, que la generación hidroeléctrica no dependerá únicamente de los caudales entrantes por las turbinas de las unidades, sino también por la capacidad de almacenamiento de los grandes embalses de las hidroeléctricas y los niveles de cotas que se alcancen al inicio de cada operación.

#### **1.2.4. Servicios complementarios en los mercados eléctricos**

Puede resultar obvio e incluso redundante que se mencione que el abastecimiento de energía y el respaldo de potencia, sean los principales productos en la actividad de un mercado eléctrico, sin embargo no está demás hacerlo notar; aun así no son los únicos servicios que se prestan en los mercados reales, existen otros servicios complementarios que si bien no solían verse con tanto detalle, son indispensables desde el punto de vista técnico y operativo, los cuales se describen a continuación:

##### **1.2.4.1. Regulación primaria de frecuencia**

Consiste en proveer una adecuada capacidad de respuesta de las centrales de generación, con el fin de mantener la frecuencia dentro de su valor nominal, la regulación primaria funciona como control a la desviación de frecuencia, las desviaciones de frecuencia se originan por desbalances de potencia debido a rápidas fluctuaciones en la generación o en el consumo, la regulación primaria permite ajustar continuamente los recursos de generación ante variaciones de carga en tiempo real, para ello las unidades generadoras deben disponer de reserva necesaria y ajustar sus equipos de control automáticos de velocidad (AVR).

#### **1.2.4.2. Regulación secundaria de frecuencia**

Este servicio cubre las necesidades que no puede satisfacer la regulación primaria de frecuencia, en esta regulación se tienen unidades sincronizadas con el sistema que siguen en pequeños lapsos de tiempo las fluctuaciones de la demanda, en este caso se usan los equipos de control automáticos de generación (AGC), este servicio es un respaldo temporal para el operador de sistema.

#### **1.2.4.3. Regulación terciaria de frecuencia**

Este servicio se utiliza luego de haber convocado la reserva primaria y secundaria, generalmente para el caso de contingencias; la característica principal es el tiempo de actuación el cual se debe considerar relativamente corto entre el arranque de las unidades y la toma de carga, ya que este servicio es coordinado en forma manual entre el operador del sistema y los operadores de plantas, se orienta a equilibrar la producción y el consumo luego de la pérdida de generación.

#### **1.2.4.4. Control de tensión**

En este servicio se coordina la participación de las centrales de generación con su factor de potencia, ya que la regulación de la tensión depende de la capacidad de las unidades en la regulación de su potencia reactiva.

También puede regularse la tensión en las líneas usando la misma red de transmisión y otros elementos estáticos, tales como compensadores de barras, reactores y ajustando las derivaciones de los transformadores de potencia.

#### **1.2.4.5. Servicio de arranque en negro**

Este servicio tiene el propósito de restablecer el sistema en caso de una falla que pueda causar el colapso del mismo, para tener participación en este servicio las plantas deben tener la capacidad de autoarranque o *black start*, es decir, debe estar en la facultad de comenzar a funcionar sin la necesidad de suministro externo, así como poder autorregular su consumo de potencia reactiva durante el proceso de restauración del sistema.

#### **1.2.4.6. Manejo de saturaciones en las líneas**

El manejo de la saturación o congestión de algunas líneas de transmisión es una actividad que está ligada al proceso del despacho ya que si se toman en cuenta las pérdidas y los límites de operación, estos afectan a los costos de producción y por tanto a los intercambios de energía entre áreas de control.

#### **1.2.4.7. Programación y despacho**

Finalmente el despacho de energía para cada período considera la optimización de los recursos del sistema eléctrico de potencia que resulten en la operación económica del mismo, incluyendo las condiciones contractuales, los planes de generación y todos los servicios complementarios descritos anteriormente, generalmente todas estos elementos deben planificarse, organizarse, plasmarse en papel y hacerse público por medios de comunicación a los agentes y participantes del mercado, esta es tarea de los operadores de mercado y operadores de sistema, este proceso debe realizarse con transparencia, honestidad y compromiso.

## **2. REGULACIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO EN GUATEMALA**

Antes de establecerse los protocolos y reglamentos para la regulación de un mercado regional de electricidad en Centro América; se consolidó en Guatemala una estructura revolucionaria para la administración de los recursos y los suministros de energía eléctrica; esta desintegraba la tradicional estructura vertical y administrada por el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), en favor de un mercado que incentivara la libre competencia.

### **2.1. Antecedentes y evolución del subsector eléctrico en Guatemala**

Los inicios del subsector eléctrico en Guatemala datan desde 1870, con la instalación de las primeras plantas generadoras, la línea de transmisión Palín – Guatemala (considerada de las más grandes en ese entonces) y la creación de la Empresa Eléctrica de Guatemala S. A., en concesión por 50 años.

Entre 1930 y 1945 son realizadas las primeras gestiones públicas; se crea la primera central hidroeléctrica en Quetzaltenango para la alimentación del ferrocarril de Los Altos llamada Santa María; hubo un auge en la concesión de pequeñas centrales municipales y se construyó la planta termoeléctrica La Laguna, en Amatitlán.

Desde 1959 hasta 1996, la administración de los recursos y suministro de energía eléctrica desde la generación, el transporte y la distribución fue competencia absoluta del INDE, ya que al acercarse el final de la concesión EEGSA dejó de invertir en generación y se vio afectada por la crisis petrolera

mundial; el INDE se encargó también de la planificación y expansión de la matriz energética con la cual debía abastecerse la demanda existente y las proyecciones crecientes de la misma, de esta forma se consolidó un monopolio en el subsector eléctrico y se estableció como una empresa verticalmente integrada.

Por muchos años, el INDE gozó de una muy buena administración y organización, abasteciendo la demanda de Guatemala con el funcionamiento de centrales hidroeléctricas como Aguacapa, Los Esclavos, Jurún Marinalá y su mayor éxito desarrollado entre 1976 y 1983; cuando se construyó una de las obras más importantes de la ingeniería en Guatemala, siendo esta la central hidroeléctrica Chixoy, que en ese entonces producía el doble de la energía que requería la demanda del pueblo guatemalteco y la cual hasta el día de hoy con el crecimiento constante de la demanda, sigue siendo el proyecto de generación más grande en funcionamiento en Guatemala.

Sin embargo, después de este éxito y logro de ingeniería muy bien reconocido a nivel regional, el INDE se vio gravemente perjudicado y dañado por malas administraciones y pésimas planificaciones en cuanto a la expansión de la matriz de generación y los sistemas de transporte, en algún momento de la historia a esta situación se sumaron sucesos del oscuro período de la guerra interna del país, puesto que cuando algunas estructuras de transmisión eran dañadas deliberadamente impidiendo así la continuación del suministro de energía, la responsabilidad de los actos recaía en los distintos grupos insurgentes de ese entonces.

Lo cierto es que con el paso de los años, crecen las poblaciones, cambian sus rutinas y por lo tanto crecen y se marcan las tendencias de demandas de energía de los países, lo cual no pudo ser diferente en Guatemala, hasta el

punto en el que el valor de la capacidad instalada del parque de generación había sido alcanzado por la demanda de energía de la población, esta situación límite coincidió con años extremadamente secos y cambios en las condiciones climáticas a nivel mundial, con lo cual las proyecciones de caudales y la regulación del embalse de Chixoy fueron muy afectadas, así la falta de suministro y de planes de expansión de generación, llevaron a los famosos racionamientos y cortes de suministro de energía en la década de los años 90.

Entre 1991 y 1996 se hace notar el agotamiento del modelo de administración del subsector en ese entonces, por lo que se lleva a cabo una transición hacia el nuevo modelo del sistema, firmando 13 contratos que abastecerían el suministro de energía en los próximos años.

Esto último creó varios descontentos entre personas de la población que se interesaron en el tema, puesto que consideraron que los precios pactados en los contratos para el suministro de energía eran exageradamente altos y afectarían directamente el bolsillo del ciudadano guatemalteco, sin embargo el abastecimiento de energía por medio de estos contratos fue la solución más inmediata a la problemática de los racionamientos.

### **2.1.1. Reforma del Marco Regulatorio, Ley General de Electricidad y su Reglamento**

Los sucesos descritos anteriormente llevaron a que en 1996 el gobierno de turno impulsara la aprobación del Decreto-Ley Número 93-96 del Congreso de La República de Guatemala, con fecha 16 de octubre de ese mismo año; promulgando así La Ley General de Electricidad.

Poco tiempo después; se hizo la publicación del Reglamento de La Ley General de Electricidad en el acuerdo Gubernativo 256-97 del 21 de marzo de 1997, iniciando así el proceso de segmentación del subsector eléctrico de Guatemala, la creación de un mercado de electricidad competitivo, la creación de los entes reguladores y operadores, y finalmente la desmonopolización del subsector, que hasta el 21 de noviembre de 1996 estuvo bajo la administración del INDE.

Los principios generales de la ley contenidos en su Título I, Capítulo I, Artículo 1, planteaban un escenario atractivo para inversionistas nacionales y extranjeros capaces de instalar unidades generadoras que abastecieran la demanda y dieran seguridad y continuidad al suministro de energía ya que en ese entonces el Estado no contaba o no pudo crear proyectos para la expansión de la capacidad de generación; dicho artículo se cita textualmente a continuación:

La presente ley norma el desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de electricidad, de acuerdo con los siguientes principios y enunciados:

Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país;

Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público; también es libre el servicio de distribución privada de electricidad.



En los términos a que se refiere esta ley, el transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización.

Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre los generadores, comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación del mercado mayorista, estarán sujetos a regulación en los términos a que se refiere esta ley.<sup>1</sup>

En el artículo 3 de ese mismo Título, se designa al Ministerio de Energía y Minas como el órgano del Estado responsable de formular y coordinar las políticas, planes de Estado, programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar esta ley y su reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones.

El cometido original de la ley fue la separación de las funciones de generación, transmisión y distribución, así serían competencias de distintas empresas y no de una sola; estando esto plasmado en su Capítulo IV, Artículo 7:

Una misma persona, individual o jurídica, al efectuar simultáneamente las actividades de generar y transportar y/o distribuir energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional –SEN- deberá realizarlo a través de empresas o personas jurídicas diferentes.

---

<sup>1</sup> Decreto 93-96. *Ley General de Electricidad*. p. 3.

Sin perjuicio de lo anterior, los generadores y los adjudicatarios de servicio de distribución final podrán ser propietarios de líneas de transmisión secundarias, para conectarse al Sistema Nacional Interconectado y los adjudicatarios de servicios de distribución final, de centrales de generación de hasta 5 Megavatios.

El presente artículo no será aplicable a las empresas con potencias de generación instaladas de hasta 5 MW, ni a las empresas eléctricas municipales, cualquiera que sea su capacidad instalada, salvo el caso cuando se trate de empresas o entidades municipales de capitales mixtos o financiados con recursos no municipales.<sup>2</sup>

La Ley y su reglamento también incentivarían la competencia entre unidades generadoras, para buscar las opciones más económicas y seguras, esperando que se formase un mercado de oportunidad, es decir, la competencia libre entre las ofertas de energía de los generadores.

Aunque conscientes de la existencia de los 13 contratos firmados entre EEGSA y algunas unidades generadoras antes de la promulgación de la Ley como respuesta a los racionamientos de energía; la formación del mercado competitivo y libre tendría que evolucionar lentamente puesto que las condiciones contractuales que tenía EEGSA debían respetarse.

### **2.1.2. Mercado Mayorista de Guatemala**

En Guatemala existe un mercado mayorista de electricidad, puesto que la libre elección entre suministradores y compradores es posible únicamente para aquellos consumidores que tengan una considerable demanda de potencia, la definición del mercado mayorista se encuentra en el Título I, Capítulo III,

---

<sup>2</sup> Decreto 93-96. *Ley General de Electricidad*. p. 7.

Artículo 6 del Decreto 90-96, “Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y largo plazo entre agentes del mercado”.<sup>3</sup>

#### **2.1.2.1. Agentes del mercado guatemalteco**

Las generalidades del Mercado Mayorista de Guatemala están contenidas en el Reglamento de la Ley General de Electricidad; en su Título IV, Capítulo I, Artículo 39 (Reformado por el artículo 4, del Acuerdo Gubernativo No. 68-2007), expone que los agentes enunciados con anterioridad en la ley, deben cumplir lo siguiente:

Agentes del Mercado Mayorista: Son los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas cuyo tamaño supere el límite establecido en el reglamento de la ley<sup>4</sup>

Generadores: tener una Potencia Máxima mayor de cinco megavatios (5 MW);

Comercializadores: comprar o vender bloques de energía asociados a una Oferta Firme Eficiente o Demanda Firme de por lo menos dos megavatios (2 MW). Los mismos límites aplicarán a los importadores o exportadores;

Distribuidores: tener un mínimo de quince mil (15,000) usuarios;

Transportistas: tener capacidad de transporte mínima de diez megavatios (10 MW)

---

<sup>3</sup> Decreto 93-96. *Ley General de Electricidad*. p. 6.

<sup>4</sup> Decreto 93-96. *Ley General de Electricidad*. p. 5.

Tales límites serán revisados periódicamente y podrán ser modificados por el Ministerio, a fin de acomodarse a la realidad internacional de los mercados eléctricos.

Participantes del Mercado Mayorista: Son el conjunto de agentes del Mercado Mayorista más el conjunto de las empresas que sin tener esta última condición realizan transacciones económicas en el Mercado Mayorista, con excepción de los usuarios del servicio de distribución final sujetos a regulación de precios.

Generación Distribuida Renovable: Es la modalidad de generación de electricidad, producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución cuyo aporte de potencia neto es inferior o igual a cinco megavatios (5 MW). Para los efectos del Reglamento se considerarán tecnologías con recursos renovables a aquellos que utilizan la energía solar, eólica, hidráulica, geotérmica, biomasa y otras que el Ministerio determine.

Gran Usuario: Es un consumidor de energía cuya demanda de potencia excede cien kilovatios (100 kW), o el límite inferior fijado por el Ministerio en el futuro. El gran usuario no estará sujeto a regulación de precio y las condiciones de suministro serán libremente pactadas con el distribuidor o con cualquier otro suministrador.<sup>5</sup>

### **2.1.2.2. Ente regulador**

De acuerdo con las teorías de mercado expuestas en el Capítulo 1 de esta tesis, La figura de regulador de mercado se encomiendan a la Comisión

---

<sup>5</sup> Acuerdo Gubernativo Número 256-97. *Reglamento de la Ley General de Electricidad*. p. 20-30.

Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), en el Decreto 93-96, Título I, Capítulo II, Artículo 4; citando textualmente lo siguiente:

Se crea la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, en adelante la Comisión, como un órgano técnico del Ministerio. La Comisión tendrá independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:

- a) Cumplir y hacer cumplir la presente ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores.
- b) Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- c) Definir las tarifas de transmisión y distribución, sujetas a regulación de acuerdo a la presente ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas;
- d) Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo;
- e) Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas;

- f) Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en esta ley y su reglamento.<sup>6</sup>

### **2.1.2.3. Operador de Sistema (OS) / Operador de Mercado (OM)**

Siguiendo con las teorías expuestas en el anterior capítulo, la administración del subsector queda a cargo del Operador de Sistema que a la vez cumple como Operador de Mercado, según el Decreto 93-96 del Congreso de la República, en su artículo 44 expone:

La administración del Mercado Mayorista estará a cargo de un ente privado, sin fines de lucro, denominado Administrador de Mercado Mayorista, cuyas funciones son:

- a) La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo de costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores.
- b) Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores, cuando ellas no correspondan a contratos de largo plazo libremente pactados.

---

<sup>6</sup> Decreto 93-96. *Ley General de Electricidad*. p. 4.

c) Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Los agentes del Mercado Mayorista, operarán sus instalaciones de acuerdo a las disposiciones que emita el Administrador del Mercado Mayorista.

El funcionamiento del Mercado Mayorista se normará de conformidad con esta ley y su reglamento. La conformación de mecanismos de financiamiento y el funcionamiento del Administrador del Mercado Mayorista se normará de conformidad con la ley, su reglamento, y su propio reglamento específico.<sup>7</sup>

#### **2.1.2.4. Sistema de transporte**

La ordenación de actividades de transmisión de energía están contenidas en el Título V, Capítulo I, en los artículos 40 al 64 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

*El sistema de transmisión es el conjunto de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, entre el punto de entrega del generador y el punto de recepción del distribuidor o de los grandes usuarios y comprende un sistema principal y sistemas secundarios.*

Sistema Principal: Es el sistema de transmisión compartido por los generadores. La comisión definirá este sistema, de conformidad con el informe que al efecto le presente el administrador del mercado mayorista.

---

<sup>7</sup> Decreto 93-96. *Ley General de Electricidad*. p. 12-13.

Todo aquel elemento que no sea parte del sistema principal, será considerado como sistema secundario.<sup>8</sup>

La construcción, explotación, modificación, ampliación y cierre de estas instalaciones está sometida a autorizaciones administrativas con evaluaciones técnicas.

La otorgación es competencia de la Comisión con asesoría del Administrador de Mercado Mayorista y los criterios para ello están plasmados en las siguientes normas emitidas y revisadas por la Comisión:

- Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte (NEAST)
- Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT)
- Normas Técnicas de Diseño y Operación del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (NTDOST)
- Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS)
- Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión (NTT)

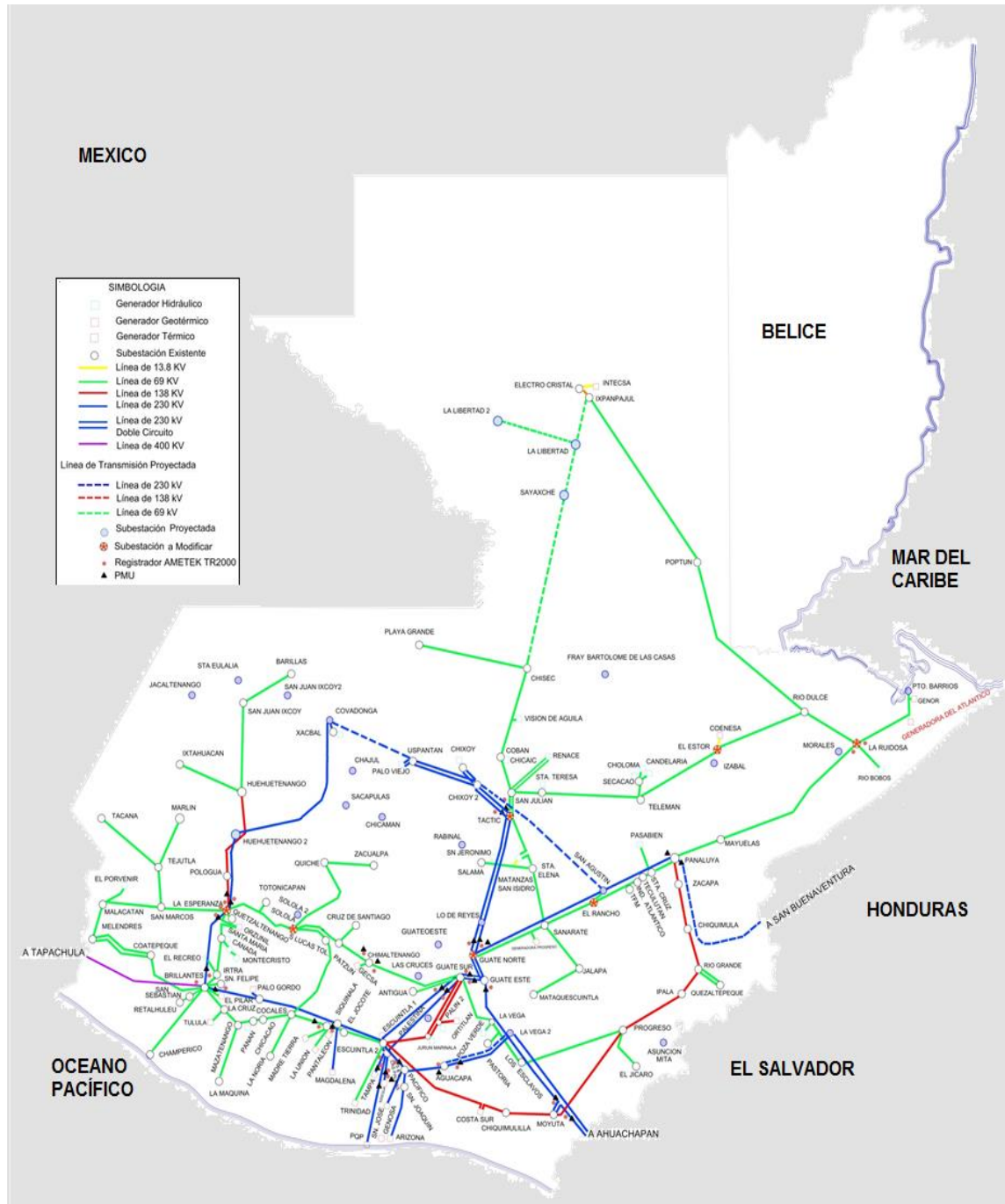
La figura 7, muestra el sistema de transporte actualizado.

---

<sup>8</sup> Decreto 93-96. *Ley General de Electricidad*. p. 6.



Figura 7. Sistema Nacional Interconectado de Guatemala



Fuente: Administrador de Mercado Mayorista, *Informe Estadístico 2013*. p. 14.

### **2.1.2.5. Servicio final de distribución**

Las condiciones generales del servicio de distribución están contenidas en el Título VI, Artículos 65 al 114 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, entre los principales detalles de este servicio están:

Los distribuidores deben realizar licitaciones abiertas y celebrar contratos con suministradores que garanticen sus requerimientos de potencia y energía, los cuales no pueden ser mayores a 15 años.

Todo distribuidor autorizado está obligado suministrar a los consumidores que lo requieran y soliciten siempre que estén ubicados dentro de una franja de no menos de 200 metros en torno a sus instalaciones de distribución.

La acometida estará a cargo del distribuidor, en el caso de un consumidor fuera de la franja de préstamo de servicio obligatorio, deberán acudir a las normas emitidas por la Comisión.

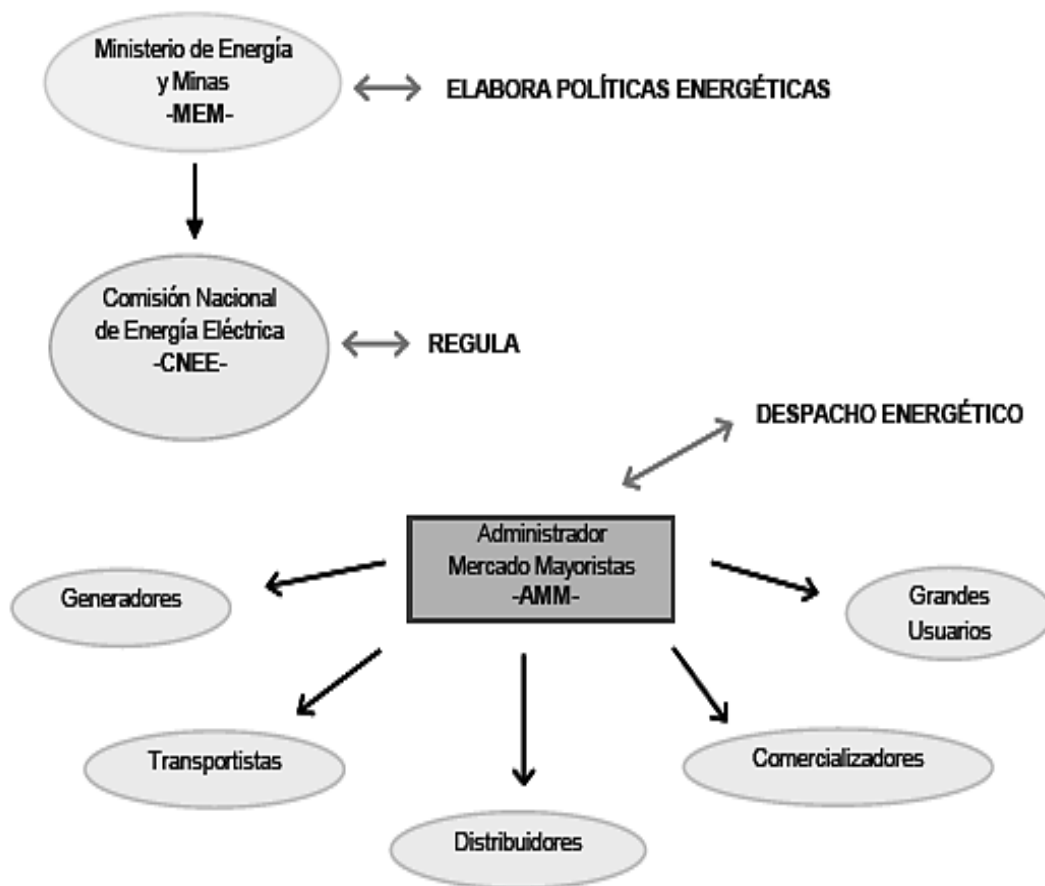
Asimismo, todo usuario consumidor que solicite el suministro eléctrico deberá firmar un contrato con el distribuidor, el cual deberá estar de acuerdo a las normas de servicio propias de cada distribuidor, que podrán ser reguladas por la Comisión y del cual tendrá una copia el usuario.

Los criterios y regulaciones para la actividad de distribución de energía eléctrica están regulados por las siguientes normas:

- Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD)
- Normas Técnicas de Diseño y Operación de las Instalaciones de Distribución (NTDROID)

Finalmente la organización del mercado nacional guatemalteco puede ejemplificarse en la figura 8, claramente se observa que la administración no es en forma vertical, más bien es un mercado con despacho centralizado.

Figura 8. **Organización del Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala**



Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

## **2.2. Funcionamiento del Mercado Mayorista de electricidad en Guatemala**

La complejidad de operar y organizar los sistemas de eléctricos potencia, se hace mayor cuando la administración del mismo se hace en forma de mercado competitivo; conscientes de esta tediosa pero necesaria tarea, mediante el Acuerdo Gubernativo Número 299-98 en Guatemala el 25 de mayo de 1998; La Presidencia de la República encomienda al Ministerio de Energía y Minas emitir el Reglamento del Administrador de Mercado Mayorista, bajo el cual se rige el funcionamiento de las actividades del ente operador del sistema nacional; el reglamento se analiza y describe a continuación:

El Administrador de Mercado Mayorista coordina los productos y servicios que se compran y venden en el mercado guatemalteco:

- Potencia eléctrica
- Energía eléctrica
- Servicios de transporte de energía eléctrica
- Servicios complementarios

Las operaciones de compra y venta en el Mercado Mayorista se pueden realizar a través de:

- Un mercado de oportunidad o mercado *Spot*, para las transacciones de oportunidad de energía eléctrica, con un precio establecido en forma horaria, o el período que defina la Comisión, en caso que la misma considere necesario reducir este período. En este mercado las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía,

calculado con base en el costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de la oferta disponible.

- Un mercado a término, para contratos entre agentes o grandes usuarios con plazos, cantidades y precios pactados entre las partes, en este mercado los agentes y grandes usuarios pactan libremente las condiciones de sus contratos; los contratos existentes antes de la vigencia de la ley son considerados como pertenecientes al mercado a término. Los contratos del mercado a término deben estar enmarcados dentro de lo preceptuado por la ley y sus reglamentos, su coordinación comercial y operativa es realizada por el Administrador de Mercado Mayorista.

Estos contratos no contienen cláusula de compra mínima obligada de energía (a excepción de los contratos existentes antes de la Ley) y no limitan el derecho de vender excedentes, es en este mercado en donde los distribuidores pueden pactar sus contratos de respaldo de potencia con proveedores que posean oferta firme eficiente.

- Un mercado de transacciones de desvíos de potencia diario y mensual, en este se liquidan las diferencias entre la potencia disponible y la potencia firme de los participantes productores, valoradas al precio de referencia de la potencia, mismo que se utiliza en la liquidación mensual de dichas transacciones.

“El objetivo del Administrador del Mercado Mayorista es asegurar el correcto funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado y de sus interconexiones”<sup>9</sup>.

Es función del Administrador del Mercado Mayorista realizar el despacho o programación de la operación con criterio económico, la coordinación de servicios auxiliares, la coordinación de la operación del sistema nacional interconectado dentro de los requerimientos de calidad de servicio y seguridad, el posdespacho y la administración de las transacciones comerciales del mercado mayorista, así como la coordinación conjunta con los respectivos organismos homólogos de otros países para las operaciones y transacciones comerciales relacionadas con la importación y exportación de energía eléctrica.

En el mercado guatemalteco se entiende por servicios complementarios al sistema de eléctrico de potencia los siguientes:

- Reservas operativas, divididas en reservas rodantes y reserva rápida:
  - Las reservas rodantes se dividen a su vez en:
    - Reserva Rodante Regulante o RRR comprende la disminución del 3 por ciento de la máxima potencia registrada que puede aportar una unidad o central generadora al SNI, funciona como primer respuesta a los desbalances de carga presentados en el sistema, es una reserva obligatoria para todos los participantes productores

---

<sup>9</sup> Acuerdo Gubernativo Número 299-98, *Reglamento del Administrador de Mercado Mayorista*. p. 70

y a pesar de ser un servicio, el mismo no es sujeto remuneraciones adicionales.

- Reserva Rodante Operativa o RRO este servicio está sujeto al despacho económico de energía, puesto que se realiza tomando en cuenta la magnitud de la demanda estimada, la generación proyectada, las ofertas de potencia y precio que realizan los agentes de las unidades o centrales habilitadas para este servicio, por lo cual la RRO si es un servicio remunerado en el mercado guatemalteco.

Las unidades que resultan despachadas para este servicio están obligadas a permanecer sincronizadas al sistema y variar su producción de energía en función del comportamiento de la demanda para cada instante.

- La Reserva Rápida o RRa tiene como objetivo contar con potencia para cubrir las desviaciones respecto a la operación programada que son provocadas por contingencias u otro tipo de imprevistos importantes y podrá ser proporcionadas por unidades térmicas de punta o unidades hidroeléctricas que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia máxima en un tiempo no mayor de 30 minutos.
- La Reserva Fría, se define como la generación que puede ser arrancada y conectada al SNI en un plazo comprendido entre 1 y 48 horas, esta se transa a través de contratos en el mercado a término entre los participantes y su liquidación no esta a cargo del Administrador de Mercado Mayorista.

- Regulación de Frecuencia, “la frecuencia nominal del SNI es de 60 Hertz, y permanecerá constante mientras haya un balance exacto entre la generación y la demanda más las pérdidas”<sup>10</sup>, la frecuencia del SNI debe mantenerse con límites establecidos según las normas técnicas entre 59,9 Hertz y 60,1 Hertz para condiciones normales y entre 59,8 Hertz y 60,2 Hertz para condiciones de emergencia, el control de la frecuencia se hace mediante las reservas operativas:
  - Regulación primaria: se controla mediante el gobernador de las unidades generadoras, como requisito todas las unidades generadoras deben operar con sus gobernadores desbloqueados, salvo autorización. Su estatismo debe ajustarse a niveles establecidos entre 2 y 6 por ciento. La banda muerta debe ser inferior al 0,1 por ciento (0,06 Hertz).
  - Regulación secundaria: las unidades habilitadas para el control automático de generación deben mantener la reserva que indique el Administrador de Mercado Mayorista para tal fin.
  - Desconexión automática por baja frecuencia, a fin de asegurar el balance entre generación y demanda en condiciones de emergencia, por lo menos el 45 por ciento de la carga del SNI debe estar bajo el control de equipos de desconexión automática por baja frecuencia, excluyendo cargas esenciales como hospitales, comisarias, cuarteles de bomberos, aeropuertos y otras instalaciones de seguridad pública.

---

<sup>10</sup> AMM. *Norma de Coordinación Comercial. N° 4.*



- Reducción manual de carga, luego de agotar las reservas operativas, el Administrador de Mercado Mayorista está facultado para ordenar a los participantes consumidores la desconexión temporal de carga de acuerdo a ofertas de demanda interrumpible.
- Control de potencia reactiva y tensión, este servicio actualmente tampoco es remunerado en el mercado guatemalteco, ya que no se comercializa la potencia reactiva, sin embargo existen responsabilidades para cada tipo de agente que opera directamente en el sistema.

Para los generadores, es necesario mantener en buenas condiciones un regulador automático de tensión en cada unidad generadora que actúe directamente sobre la excitación de la máquina y eventualmente en el conmutador de tomas del transformador elevador, los generadores también deben en condiciones normales o de emergencia entregar o absorber potencia reactiva según lo requiera el Administrador del Mercado Mayorista y lo permita su curva de capacidad registrada en la base de datos.

Es responsabilidad de los transportistas mantener disponible la totalidad de los equipos de compensación de potencia reactiva inductiva y capacitiva en sus redes para los requerimientos que el operador del sistema indique, a fin de mantener la tensión dentro de los límites establecidos en las normas técnicas para todos los nodos.

Mientras que para los distribuidores y grandes usuarios no vinculados deben incluir en los convenios de conexión que acuerden con los transportistas los valores mínimos del factor de potencia y en ningún caso están obligados a superar el 0,95.

- Arranque en negro, si como consecuencia de perturbaciones en el SNI, se produjera la formación de islas o el colapso total del sistema, podrá ser necesario recurrir al arranque en negro de determinadas unidades generadoras a fin de iniciar el proceso de restablecimiento.

Entre las unidades con capacidad de arranque en negro se incluyen aquellas que pueden arrancar sin necesidad de una fuente externa y las que pueden permanecer en servicio, alimentando exclusivamente sus servicios auxiliares; el Administrador del Mercado Mayorista debe realizar estudios técnico-económicos para determinar las ubicaciones más convenientes para instalar estas unidades y poder ofertar el servicio.

Para entender cómo el Administrador del Mercado Mayorista ejerce sus funciones, pueden considerarse tres etapas en el desarrollo de las actividades de éste; el predespacho, la operación en tiempo real y el posdespacho.

### **2.2.1. Predespacho**

Consiste en determinar el programa de carga de la oferta disponible, que permita abastecer la demanda prevista para el mercado mayorista en un período de tiempo determinado, minimizando el costo total de operación, tomando en cuenta las condiciones de compra mínima de energía obligada de los contratos existentes, las restricciones de transporte y los requerimientos operativos de calidad y de confiabilidad, de conformidad con los criterios, principios y metodología establecidos en las normas de coordinación.

El despacho debe considerar como demanda a cubrir la correspondiente a los participantes consumidores y como oferta a despachar la correspondiente a los participantes productores.

El administrador del mercado mayorista calcula el costo variable de cada unidad generadora que esté disponible en el mercado, conforme a lo establecido en el reglamento y las normas de coordinación, de la siguiente manera:

- a) Para cada unidad térmica, los costos deben estar asociados al combustible, al costo de operación y mantenimiento, al costo de arranque y parada de las máquinas, así como a su eficiencia.
- b) Para cada central hidroeléctrica con embalse de regulación anual, el costo variable será el valor del agua que calcule el Administrador del Mercado Mayorista y como mínimo será el costo de operación y mantenimiento. Para el resto de centrales generadoras hidroeléctricas, el costo variable será igual a sus respectivos costos de operación y mantenimiento, pues es competencia del Administrador del Mercado Mayorista optimizar el uso de recursos renovables disponibles.
- c) Para centrales generadoras basadas en recursos renovables no hidráulicos, el costo variable es como mínimo su respectivo costo de operación y mantenimiento.
- d) Para cada bloque de importación de electricidad, el costo variable es de valor calculado según la metodología informada por el importador, según las tecnologías de generación descritas.<sup>11</sup>

---

<sup>11</sup> Acuerdo Gubernativo Número 299-98, *Reglamento del Administrador de Mercado Mayorista*. p. 77

Se define como precio de oportunidad de la energía, el máximo costo variable de las unidades generadoras del SNI en el nodo de referencia, que resultan generando sin restricciones en el despacho de energía, respetando los requerimientos de servicios complementarios y excluyendo el costo de la generación forzada.

Para el establecimiento del precio de oportunidad de la energía, el Administrador del Mercado Mayorista calcula los costos variables de cada unidad generadora y de cada bloque de importación, que resulte económicamente despachado en el nodo de referencia, ajustando el costo variable de cada unidad generadora o bloque de importación por el correspondiente factor de pérdidas nodales de energía, de acuerdo a los procedimientos establecidos en las normas de coordinación.

#### **2.2.1.1. Programación de Largo Plazo (PLP)**

El Administrador de Mercado Mayorista debe realizar una programación de largo plazo conforme a un año estacional; que es el período comprendido desde el 1 mayo hasta el 30 de abril del siguiente año, coincidiendo así con los cambios de las estaciones verano e invierno y con el inicio y fin de la actividad de la zafra de los autoprodutores azucareros (ingenios).

Esta información se envía a todos los participantes del mercado y a la Comisión, así de haber alguna observación esta puede hacerse con sus justificaciones respectivas y considerarse en los ajustes a la programación de largo plazo del Administrador de Mercado Mayorista.

La PLP tiene por objetivo:

- Realizar una programación indicativa de los resultados probables de la operación del mercado mayorista, optimizando el uso de los recursos energéticos en función de las hipótesis de cálculo para las variables aleatorias.
- Detectar y cuantificar los riesgos de vertimiento en centrales hidroeléctricas y riesgos de desabastecimiento.
- Determinar la necesidad de servicios complementarios, realizando los estudios técnico-económicos para cuantificar los márgenes de reserva.
- Calcular los costos mayoristas previstos para el traslado a tarifas para cada agente distribuidor.

Para ello realiza:

- Los estudios técnicos y económicos, necesarios para determinar los factores de pérdidas nodales de energía, previstos para el período y los niveles óptimos de reserva y seguridad, asociados a los servicios complementarios, para el funcionamiento del SNI, con criterios de calidad y confiabilidad.
- El programa de mantenimiento mayor, entendiéndose este como toda salida prevista de una unidad generadora o de un equipo del sistema de transporte o distribución, por un período mayor a tres días. Para el efecto, el Administrador de Mercado Mayorista recibe de cada participante un programa de mantenimientos mayores durante el año

estacional, que contiene información general de mantenimientos preventivos y de contingencia; para la coordinación final de los mismos.

- Estudios eléctricos que permiten determinar los límites máximos de transporte de cada línea del SNI e identificar otras restricciones operativas.

#### **2.2.1.2. Programación semanal**

Tomando como base la programación de largo plazo, se realiza una programación semanal, cuyo objetivo es obtener información e informar a la vez a los participantes del mercado sobre las previsiones de potencia para generar en cada central durante la semana, precios de oportunidad previstos, mantenimientos programados, servicios de reservas secundarias y de contingencia.

Para esto, semanalmente las plantas hidroeléctricas indican su potencia disponible y los aportes de agua previstos; las plantas con embalse de regulación anual, indican el volumen de agua o el nivel de embalse y la cantidad de energía semanal disponible; de esta forma el Administrador de Mercado Mayorista calcula un valor de agua conforme a las metodologías aprobadas en la normas de coordinación comercial y operativa.

Mientras que las unidades térmicas semanalmente realizan una declaración de la cantidad de energía y potencia ofrecida así como de la metodología para el cálculo del costo variable de operación, contrastado con un cálculo del mismo efectuado por el Administrador de Mercado Mayorista.

Los costos variables asociados a la operación de las unidades generadoras térmicas e hidroeléctricas, son referidos al nodo de la respectiva central; mientras que los asociados a las importaciones se refieren al nodo de la respectiva interconexión.

De modo que la energía prevista por unidad generadora es el resultado de un despacho económico y la actividad comercial de compra y venta de potencia y energía en el mercado a término no puede restringir el despacho económico, es decir que se obvia cualquier renglón de compra mínima obligada de energía (exceptuando los contratos existentes antes de la ley).

También se consideran restricciones de los mínimos técnicos de las unidades generadoras, por su tipo de tecnología y por la asignación de servicios complementarios.

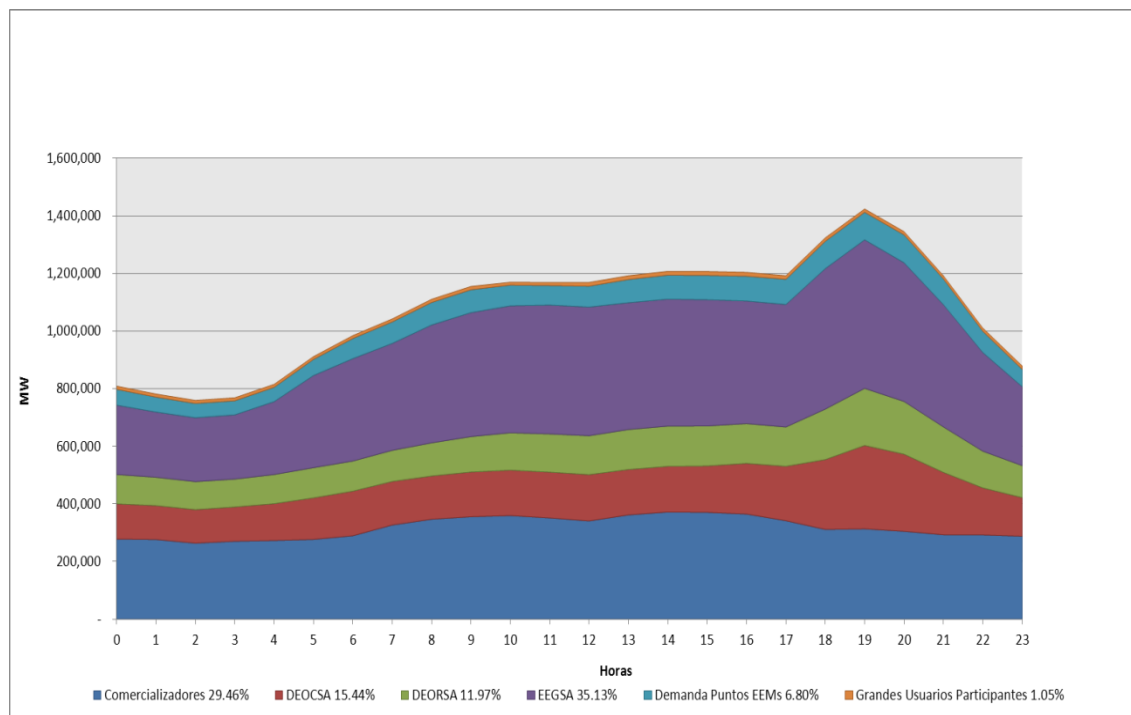
Los contratos existentes antes de la promulgación de la Ley de 1996, que incluyen la compra mínima de energía obligada, en todo caso se programan buscando el mínimo costo de operación. Los costos diferenciales provenientes de los contratos existentes con relación a los precios de referencia de potencia, son repartidos entre los participantes consumidores de dicho mercado.

La programación semanal del despacho toma la definición de las bandas horarias contenidas en el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, correspondientes a los períodos de máxima, media y mínima demanda definidos así:

- Banda de punta o período de máxima demanda: 18:00 a 21:59 horas.
- Banda intermedia o período de demanda media: 06:00 a 17:59 horas.
- Banda de valle o período de demanda mínima: 22:00 a 05:59 horas.

En la siguiente figura puede observarse el comportamiento típico en la demanda del sistema nacional interconectado, en las tres bandas antes mencionadas, para el día de máximo consumo de energía del año 2013.

Figura 9. **Comportamiento típico de la demanda de energía del SNI**



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista, Informe estadístico 2013. p. 16.



### **2.2.1.3. Programación diaria**

El programa de despacho diario se realiza todos los días tomando como base las proyecciones estipuladas para el día siguiente en la programación semanal y las condiciones que marcan la tendencia en el sistema; este debe incluir:

- Programa de carga, proyectando la asignación de energía para cada central y por cada hora.
- Riesgo de desabastecimiento, con el seguimiento de fallas de larga duración, comienzo o fin de fallas de corta duración y, de corresponder, programa de restricciones al suministro.
- Combustibles previstos, información que debe ser tomada en cuenta para el proceso de optimización.
- Identificación de generación forzada.
- Asignación de servicios complementarios.
- Programas de intercambios por importación y exportación y programa de carga en las interconexiones internacionales.
- Precios de oportunidad de la energía previstos.
- Mantenimientos para el día de ejecución.

### **2.2.2. Operación en tiempo real**

El Administrador de Mercado Mayorista realiza la coordinación de la operación en tiempo real del SNI y de las interconexiones internacionales, e integra los servicios complementarios necesarios, con el objetivo de mantener el balance entre generación y demanda y preservar la seguridad del servicio.

Esta tarea es realizada desde el centro de despacho de carga o CDC, de acuerdo a las condiciones que presenta el sistema, teniendo autoridad para desconectar carga y emitir ordenes de arranque y parada de unidades generadoras; las órdenes deben considerar tipo de tecnología, mantenimientos programados, rampas de arranque y parada y el orden de mérito ya que el despacho debe ser económico en todo momento y apegarse a lo establecido en el programa de despacho diario.

Para la operación en tiempo real, el centro de despacho de carga instruye a los participantes del mercado para que realicen las maniobras que determine necesarias en el cumplimiento de sus funciones; estos deberán informar al centro de despacho de carga cualquier desviación que surja en sus valores de generación o consumo previstos, cambios en su disponibilidad, fallas, ingreso o salida de equipos, y cualquier otro tipo de maniobra que afecte la operación y seguridad del SNI.

Los participantes están obligados a adquirir todos los equipos que especifique el Administrador de Mercado Mayorista para la operación en tiempo real, esto se refiere a un sistema de medición comercial con unidades remotas de control, comunicación SCADA o cualquier otro sistema de medición e información que el Administrador de Mercado Mayorista requiera y la Comisión avale.

Si la operación en tiempo real considera que las condiciones del sistema son muy diferentes a las consideradas en el programa de despacho, puede realizar redespachos y de esta forma informar a los agentes del mercado sobre los cambios en la operación del sistema, siempre que estos sean justificados.

### **2.2.3. Posdespacho**

El posdespacho comprende la liquidación de las transacciones que se realizaron durante la operación, conforme a las lecturas de las mediciones en tiempo real, esto incluye:

- Cálculo horario del precio de oportunidad de la energía que se dio durante la ejecución del despacho en tiempo real.
- Cálculo del costo por los servicios complementarios y su asignación de carga a pagar a los participantes del mercado.
- Identificación de la generación forzada, calculando los correspondientes sobrecostos y su asignación de cargos a pagar a los participantes.
- Realizar el seguimiento de fallas de corta y larga duración e informar a la Comisión de la finalización o permanencia esperada.

Como es de esperarse siempre existirán desviaciones respecto a la programación del despacho, por lo cual debe darse seguimiento a las desviaciones de fuerza mayor que afecten significativamente a la programación, es decir, motivos ajenos al caprichoso comportamiento de la demanda; cuando estos motivos son encontrados deben informarse al participante del mercado

que corresponda, esperando una respuesta de este y a la vez informar también a la Comisión de dicho incumplimiento.

El Posdespacho también comprende la elaboración de un informe de transacciones económicas, realizado al finalizar cada mes, en este se incluye la información de cada transacción de cada participante.

Para el caso de los generadores y consumidores, incluye la suma del resultado neto por transacciones de energía, el resultado neto por transacciones de desvíos de potencia, el resultado neto de las transacciones por servicios complementarios, el resultado neto de los cargos por pérdidas y cargos por peaje.

Mientras que para los participantes transportistas, les corresponde la doceava parte de la remuneración anual por concepto de peaje y cargo de conexión, de acuerdo a lo establecido en el reglamento de la Ley.

Adicionalmente para cada participante del mercado se incluye la cuota por administración y operación del mercado y el sistema.

El resultado neto de transacciones por servicios complementarios de cada participante está dado por la remuneración correspondiente a los servicios aportados, menos las compras por los restantes servicios requeridos, menos los cargos por incumplimiento en sus compromisos relativos a dichos servicios.

Los cargos por pérdidas se calculan mensualmente como el valor económico de las pérdidas totales en el monto que resulta de valorizar la diferencia entre la generación de los productores y la energía entregada a los consumidores al precio de oportunidad de la energía.

El cargo por pérdidas a pagar por los distribuidores, grandes usuarios y comercializadores que demandan energía eléctrica en el mercado mayorista, está dado por el valor económico de las pérdidas totales menos los cargos por pérdidas abonadas por participantes productores y exportadores, el cargo por pérdidas de cada participante consumidor se obtiene repartiendo proporcionalmente el monto total de pérdidas en su energía consumida.

Los cargos por transporte son asignados a generadores e importadores, siendo el monto total de los peajes del sistema de transporte, principal y secundario, que corresponda cobrar por los transportistas. Estos cargos se asignan en proporción a la potencia firme de cada generador o transacción internacional.

Sin embargo para los participantes productores con contratos que entregan la energía vendida en el nodo de la central, no se incluyen los cargos de pérdidas y peajes correspondientes a las unidades generadoras comprometidas, dichos cargos son asignados al participante consumidor del contrato.

Finalmente cada uno de los participantes del mercado mayorista tiene la obligación de hacer efectivos los pagos resultantes de sus transacciones en el mercado de acuerdo a la información contenida en el documento de transacciones económicas, dentro de los plazos y formas que definan los procedimientos para la liquidación y facturación de las normas de coordinación comercial, en caso de incumplimiento en el pago en el plazo establecido, se aplica un cargo adicional, pudiendo la Comisión aplicar otras sanciones si ésta lo considera apropiado.

Los participantes del mercado pueden remitir al Administrador de Mercado Mayorista observaciones y quejas acerca del informe del posdespacho, en un tiempo estipulado y con su respectiva justificación; el Administrador de Mercado Mayorista debe responder el reclamo dentro del plazo establecido en las normas, si las partes de dicho desacuerdo no están conformes, el reclamo se eleva a la Comisión para su resolución definitiva.

Los precios y costos a trasladar a las tarifas de distribución están asociados a los contratos de cada distribuidor conforme lo establece el reglamento de la Ley, el Administrador de Mercado Mayorista debe obtener un resultado medio esperado, es decir, de carácter indicativo en la programación de largo plazo para las tarifas de los distribuidores, discriminados en cada banda horaria que defina la Comisión.

### **3. REGLAMENTOS DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER)**

Los países centroamericanos han mantenido desde siempre una relación estrecha, ya sea por tratar de sacar provecho a su posición geográfica o siendo esta misma la que los obliga a buscar el provecho para las partes involucradas; como quiera que sea la relación especial entre los países existirá siempre, es más en contadas ocasiones durante el desarrollo de la historia se han realizado esfuerzos por unificar los Estados de los países de Centro América, para bien o para mal, existieron siempre diferencias que acabaron por imponerse a dichos esfuerzos de unificación.

Sin embargo siempre ha de existir una iniciativa de cooperación entre los países de esta región, tal y como sucede hoy en día con el funcionamiento de las interconexiones eléctricas entre países que ya forman parte de una red de transmisión regional que a su vez es parte de un mercado mayorista regional de electricidad.

A lo largo de la historia ha quedado marcado que la nación que posea fuentes de energía y sepa explotarla de manera eficiente para impulsar trabajo contrae a si misma progreso, y termina por desarrollarse integralmente.

Por ello fue fácil llegar a la conclusión de que promoviendo el desarrollo de la industria eléctrica en la región, esto emprendería el beneficio para todos los habitantes de la región; buscando el abastecimiento de energía y una mejor economía.

### **3.1. Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional**

El 30 de diciembre de 1996 El Congreso de la República de Guatemala aprobó el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional, que los presidentes de los seis países de América Central firmaron como acuerdo para la creación gradual de un mercado centroamericano en donde se llevarían a cabo transacciones de energía eléctrica entre los países participantes, denominados como las partes, siendo estos Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

El objetivo del Tratado fue cimentar las bases para la formación y crecimiento gradual de un sistema eléctrico regional de transacciones; este sería competitivo, recíproco, no discriminatorio, de respeto, eficiente y de protección al medio ambiente; mismas directrices que se utilizan hoy día para establecer los reglamentos que rigen el mercado regional de electricidad.

Este mercado operaría como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes.

Los principios que rigen la constitución del Tratado Marco para el funcionamiento del Mercado Eléctrico Regional o MER y por lo tanto también para sus reglamentos son los siguientes:

Competencia: Libertad en el desarrollo de las actividades con base en las reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias.



Gradualidad: Evolución progresiva mediante la incorporación de nuevos participantes, el aumento progresivo de la operación coordinada, el desarrollo de las redes de interconexión y el fortalecimiento de los organismos regionales; y

Reciprocidad: Derecho de cada Estado de aplicar a otro Estado las mismas reglas y normas que ese Estado aplica temporalmente de conformidad con el principio de Gradualidad.<sup>12</sup>

De manera que a nivel regional se reconocerían como agentes del mercado a las empresas públicas o privadas de cualquiera de los países que tengan actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica.

Exceptuando a los transportistas, todo agente puede llevar a cabo libremente y sin discriminación alguna la compra y venta de energía eléctrica. Sin embargo mientras la legislación de un país permita a una misma empresa la realización de dos o más actividades en la prestación del servicio de electricidad (integración vertical), estas deberán crear unidades de negocios separadas ante el mercado regional para permitir una clara identificación de costos por actividad, recordando que una de las bases para formar un verdadero mercado de electricidad competitivo, es según las teorías internacionales, la separación de funciones en las actividades de un sistema de potencia.

La generación a nivel regional es una de las actividades que es regulada y monitoreada por los organismos que se describen más adelante; sin embargo se toman como generadores a aquellas empresas que estén reconocidas como

---

<sup>12</sup> *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.* p 5.

tal ante su sistema nacional, así mismo la instalación de centrales generadoras puede realizarse en cualquiera de los países miembros, cumpliendo con los requisitos que cada uno de estos presente en su constitución nacional.

Mientras que la transmisión regional se estableció como el flujo de energía que cruza las fronteras de los países participantes, permitiendo las transacciones del mercado a través de las redes actuales de alta tensión y las que se construyan en el futuro, las empresas de transmisión tendrán como único fin la actividad del transporte de energía; cada gobierno debe asignar a un ente como accionista de una Empresa Propietaria de Red (EPR), con el fin de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener un primer sistema de transmisión regional que interconecte los sistemas de los seis países.

Como era de esperarse la creación de un mercado de electricidad necesita de figuras reguladoras para el mismo y que operen el sistema, por tanto aparecen las figuras de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE, como ente regulador; y Ente Operador Regional EOR como figura de operador regional del sistema y del mercado, ambas instituciones tendrán a su cargo tareas específicas, especiales y únicas, las cuales se describen más adelante.

La CRIE se constituyó como el ente regional, regulador y normativo del mercado, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realiza sus funciones con imparcialidad y transparencia, compuesta por un comisionado de cada país miembro, designado por su respectivo gobierno por un plazo de cinco años prorrogables.

Mientras que el EOR actúa como operador a nivel regional, con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional aplicable a los países miembros, está a cargo de la operación técnica y comercial del sistema, compuesto por una junta directiva constituida por dos directores por cada país, propuesto por cada gobierno o los agentes del país, por tiempo prorrogable.

### **3.2. Reglamentación del mercado eléctrico regional**

Fue el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, el punto de inicio de la normativa y de los lineamientos para la operación de las interconexiones de los países involucrados, sin embargo aún no estaba constituido como tal un mercado de transacciones; las partes sabían muy bien que para llegar a considerarse un mercado de electricidad en la región debía atravesarse por un proceso largo y gradual, en el cual se tendrían discusiones, debates y consultorías de empresas extranjeras, expertas en el tema y ajenas al mercado.

Entre las principales discusiones sobresale el diseño conceptual del MER, pues inicialmente este se concibió como un séptimo mercado, en convivencia con los seis mercados o sistemas nacionales existentes; con reglas independientes de las de estos y puestos en contacto exclusivamente en los puntos de la Red de Transmisión Regional RTR, definidos como fronteras entre los sistemas nacionales y el sistema regional, es decir un mercado y una operación del sistema que no veía hacia dentro de las instalaciones de transmisión de las naciones, simplemente se limitaba a los puntos de interconexión entre las partes y la RTR.

### **3.2.1. Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional (RTMER)**

Las operaciones y transacciones de energía debían comenzarse a efectuar, tanto la CRIE como el EOR debían viabilizar las mismas, pues de otra manera no se podía operar las transacciones económicas de energía como tales, aun así hubiesen intercambios de energía entre las naciones, esto llevó a la necesidad de emitir el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional, el mismo regiría el mercado desde sus inicios hasta el 31 de mayo del 2013, este período ha sido llamado el período transitorio, a continuación se plantean los aspectos más importantes contenidos en este reglamento, pues ciertamente hubo cambios significativos en la operación tanto técnica como comercial del sistema luego de la fecha indicada.

#### **3.2.1.1. Base de datos regional**

El EOR debía constituir y administrar la integración de una base de datos regional, con la información de la red transmisión de alta tensión, la generación, la demanda y cualquier otra información necesaria para la realización de estudios eléctricos, entre los datos más relevantes se mencionan:

- Datos técnicos de los generadores, turbinas, gobernadores, impedancias, conexiones, curvas de capacidad, otros.
- Datos de operación de los generadores, tiempos mínimos de arranque y parada, lazos de control, restricciones operativas, otros.
- Datos de equipos de la red, parámetros eléctricos de transformadores y líneas de transmisión, subestaciones, interruptores de potencia, seccionadores, otros.

- Perfiles de demanda proyectados por nodo.
- Servicios auxiliares, reserva rodante por área para control primario y secundario de frecuencia.
- Medición comercial, datos de los medidores e identificadores del sistema.
- Conciliación de transacciones, Información comercial de ofertas, resultados del mercado de oportunidad, entre otros.

Todos estos datos y los que el EOR considerara necesarios debían ser validados por cada operador de sistema y/o de mercado de los seis países, y actualizado periódicamente.

#### **3.2.1.2. Servicios auxiliares**

La regulación primaria de frecuencia debía armonizarse con cada área de control, específicamente con el caso de Guatemala, cada generador participante está obligado a destinar el 3 por ciento de su potencia máxima como reserva para el servicio de regulación primaria de frecuencia.

Con respecto a la regulación secundaria de frecuencia, cada área de control estaba encargada de mantener su regulación secundaria de frecuencia dentro de los límites establecidos, si alguna tenía déficit en cuanto a las unidades de regulación o no contaba con los recursos necesarios, podían solicitarse suministros entre áreas de control.

Control de potencia reactiva, cada operador de sistema al igual que con la regulación de frecuencia, debía mantener dentro de los límites permitidos el nivel de voltaje y no afectar a las áreas vecinas.

La reserva rodante debía declararse diariamente ante el EOR por el operador de cada sistema y separando claramente la regulación primaria y la secundaria, mientras que para el servicio de regulación de tensión cada generador debía informar a su respectivo operador de sistema y/o de mercado sobre la curva de capacidad de sus unidades y cualquier modificación que pudiera afectarla.

#### **3.2.1.3. Informe y análisis de perturbaciones**

Una consideración primaria bajo el RTMER era mantener la operación de las interconexiones y así prestar el respaldo para asistir al área afectada en caso de contingencias durante la operación, por esto mismo siempre se trató y se trata hasta la fecha de reducir los posibles riesgos de falla, sin embargo en cuyo caso el EOR coordinaba con los operadores de sistema y/o de mercado las acciones necesarias para el restablecimiento de los sistemas afectados.

#### **3.2.1.4. Operación técnica del MER**

Bajo el RTMER como no podía ser de menos, cada operador de sistema estaba comprometido a cumplir las normas, procedimientos, metodología, reglas y criterios del reglamento, así como la coordinación de intercambios de energía e intercambios de información; aunque para esto fue necesario un proceso de armonización entre las regulaciones nacionales y la regulación regional, o al menos lo fue para el caso de Guatemala.

Con respecto a la programación y coordinación de mantenimientos, debían realizarse solicitudes de mantenimientos y/o pruebas de equipos con 120 horas de anticipación, siempre que los elementos involucrados afectaran la operación regional o a la RTR; para ello las solicitudes debían encontrarse en el formato establecido por el EOR, de ser necesario el EOR debía solicitar los estudios pertinentes respecto a los riesgos que se tomaban con la salida de operación de los elementos de transmisión; antes del 30 de noviembre de cada año el EOR recolectaba toda la información requerida para la elaboración de un plan anual de mantenimientos.

Para la coordinación en tiempo real todas las partes involucradas debían cumplir con los procedimientos establecidos en los anexos al reglamento, identificándose con el apellido de la persona, el nombre de la entidad y utilizando el nombre oficial que identificaba a los elementos del sistema a los que se hacía referencia en las maniobras; las instrucciones y recepciones de operaciones debían ser dictadas con un tiempo prudencial, siendo claras y concisas, cada instrucción debía contar con un respaldo y a la vez constancia mediante un mecanismo de grabación de voz.

Toda reprogramación necesaria debía ser coordinada entre el EOR y los operadores de sistema y/o de mercado respectivos.

#### **3.2.1.5. Estudios eléctricos**

El EOR realizaba los estudios eléctricos pertinentes para garantizar la seguridad operativa de las transacciones programadas en el predespacho y análisis de contingencia ante fallas en el sistema eléctrico regional.

Sus objetivos eran definir los índices de calidad y confiabilidad de la RTR, que el EOR debía analizar y publicar anualmente, basándose en los registros históricos de interrupciones de cada país.

Dependiendo de la naturaleza del estudio, debían tener en cuenta, los pronósticos de corto plazo sobre las condiciones de oferta y de demanda regionales, curvas típicas de demanda horaria, características técnicas de los equipamientos del sistema de transmisión, características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes usuarios que afectarían el comportamiento del sistema de transmisión.

Los estudios eléctricos estaban sujetos a los criterios de desempeño mínimo, que son los que establecen los límites operativos dentro de los cuales el funcionamiento del sistema eléctrico tiene los grados mínimos de seguridad exigidos por las normas; ejecutados a partir de una base de datos confiable y actualizada y cuyos resultados eran auditables y reproducibles por cualquier operador.

Eran realizados con un simulador de calidad reconocida (calidad de la herramienta) y con una base de datos confiable y transparente (calidad de la información).

Dependiendo del proyecto del estudio presentado, podía contener más de uno de los siguientes tipos de análisis:

- Estudios de régimen permanente
- Cálculos de parámetros de líneas de transmisión
- Análisis de desbalances
- Transitorios electromecánicos



- Análisis modal
- Modelaje de generadores y sus controles para nuevas expansiones
- Transientes electromagnéticos
- Análisis de confiabilidad global del sistema y/o específica

### **3.2.1.6. Organización comercial**

En esta parte se normalizaban los productos y servicios que se comercializaron en el MER durante el período transitorio, así como los mecanismos de compra y venta que respetaban la existencia de sistemas o mercados nacionales que mantenían su regulación, a excepción de modificaciones menores que permitían la realización de las ofertas requeridas (armonización). Estas modificaciones requirieron interfaces para homogenizar la estructura principalmente de las ofertas de oportunidad que se pondrían a disposición del MER con esta reglamentación transitoria, en tanto se definía una reglamentación de carácter permanente.

Existían dos niveles de coordinación de despachos con el período transitorio, siendo primero el nacional, efectuado por cada operador de sistema y/o de mercado y segundo a nivel regional coordinado por el EOR; de esta manera se trataba que las diferentes estructuras y regulaciones de los sistemas eléctricos en cada país permanecieran invisibles ante el mercado regional, intentando hacer que el trato de las transacciones del mercado de oportunidad regional por parte del EOR fuese igual para cada país miembro, ya que en cada uno de ellos las regulaciones son distintas hasta la fecha.

El RTMER consideraba que todo agente habilitado en su país para operar en su respectivo mercado, podía solicitar a su respectivo operador de sistema

y/o de mercado su habilitación como agente en el mercado regional, y poner a disposición ofertas o demandas de transacción en el mismo.

Cada operador de sistema y/o de mercado estaba encargado de coordinar internamente las transacciones que pretendía realizar su agente en el mercado regional, así como del manejo de la información de estas, informando el propio operador de sistema y/o de mercado al EOR de las transacciones válidas.

Los productos y servicios eran los siguientes:

- Energía horaria, por contratos y oportunidad
- Servicios auxiliares, según los acuerdos entre áreas de control.
- Servicio de transmisión regional
- Servicios de operación y administración del mercado regional.

Las transacciones de energía se valorizaban mediante un sistema de precios nodales, el cual se fijaba en cada uno de los nodos de acceso a la RTR, así los precios debían reflejar los costos de producción de corto plazo en que una inyección de oportunidad hacía incurrir al sistema para suplir el aumento de un 1 kilo Vatio de demanda, poniendo en evidencia los límites por congestión en la línea.

Este sistema de precios nodales se aplicó solamente a las transacciones en el mercado regional y a cada una de ellas sin importar si era por contratos o de oportunidad.

### **3.2.1.6.1. Mercado de Contratos Regional bajo el RTMER**

El mercado de contratos regionales se consideraba como el conjunto de contratos de importación y exportación de energía eléctrica entre agentes habilitados representados por su respectivo operador de sistema y/o de mercado, en este período transitorio solo estaban permitidos los contratos de tipo Energía No Firme y que a su vez estuviesen en concordancia con la regulación nacional de cada país.

Los contratos debían establecer la energía horaria pactada por ambas partes, los nodos de inyección y retiro, y serían de carácter no firme financieros y su cumplimiento físico estaría sujeto al despacho de la energía producida y consumida de acuerdo a las ofertas de inyección y retiro que los agentes efectuaban para cada día.

También, los agentes debían informar diariamente a su operador de sistema y/o de mercado las ofertas decrementales a ser aplicadas al intercambio, esto se incorporaba a la información para el predespacho regional, dado que el contrato era solo financiero, la parte vendedora informaba los bloques de energía horaria y el precio al cual estaba dispuesta a vender; la parte compradora informaba de los bloques de energía horaria y el precio al que estaba dispuesta a comprar.

El operador de cada sistema y/o de mercado debía informar diariamente al EOR de las ofertas pactadas entre los agentes, el EOR debía entonces validar y llevar un proceso de casación entre las ofertas presentadas por ambas partes, si por cualquier razón estas no coincidían en sus declaraciones el proceso generaba inconsistencias, mismas que debían coordinarse y solventarse entre

los agentes y sus operadores de sistema y/o de mercado y luego entre el operador de sistema y/o de mercado y el EOR, todo esto dentro de un período de tiempo establecido diariamente, de cumplirse la hora límite aquellas inconsistencias sin solventar anulaban la transacción.

Además toda transacción por contratos que no presentaba inconsistencia podía ser restringida por criterios de calidad y seguridad o prioridades de abastecimiento ante el propio operador de sistema y/o de mercado del agente inyector.

#### **3.2.1.6.2. Mercado de Oportunidad Regional bajo el RTMER**

Este tenía por objetivo contar con un ámbito para organizar los intercambios a nivel regional aprovechando ofertas de excedentes o compras para suplir déficit de energía entre los países miembros que por supuesto estuviesen dispuestos a ofertar en el MER.

Los objetivos de estas transacciones eran:

- Optimizar el uso de recursos disponibles en la región, independientemente del país en donde se localizaban, dentro de un marco de reglas comunes (un mercado organizado de intercambios de oportunidad) basadas en competencia.
- Promover el cubrimiento con eficiencia de los desvíos que surgían del Mercado de Contratos Regional, otorgando el respaldo al mercado que permitía reducir los riesgos asociados a los contratos.

- Crear un mecanismo eficiente para cubrir los posibles desvíos que surgían de la operación en tiempo real con respecto a la programación de intercambios.

Al igual que en las ofertas de contrato, estas ofertas de oportunidad estarían sujetas a restricciones técnicas de la RTR.

Cada operador de sistema y/o de mercado presentaba diariamente ante el EOR las ofertas de oportunidad horarias de los agentes dispuestos a participar incluyendo su precio, así fuesen de inyección (excedentes y precio de venta) o de retiro (faltantes o sustitución de energía en los predespachos nacionales), estas ofertas reflejaban los precios en los nodos de la RTR de acuerdo a la metodología y procedimientos vigentes de las regulaciones regionales.

### **3.2.1.6.3. Desvíos en las transacciones bajo el RTMER**

Es inevitable o como quiera verse imposible controlar totalmente las transacciones programadas en intercambios de energía, por ello fue necesario crear un mecanismo con el cual se conciliaran los desvíos en las transacciones.

Se consideraban desvíos técnicos de control a las transacciones que se mantenían en rangos de +/- 4 Mega Vatios-hora durante el intervalo de mercado y una desviación de potencia de 5 Mega Vatios, pudiendo ser compensadas dentro del mismo período u hora.

Otro tipo de desviación a considerar era por faltas leves, las cuales correspondían a cambios en tiempo real con respecto a la programación, debidos a contingencias que duraban más de 15 minutos.

Las desviaciones por fallas severas se consideraban causadas por contingencias que provocaban la actuación del esquema de baja frecuencia en alguno de los sistemas o llevaban a estos a operar en condición de emergencia provocando una desviación del intercambio programado, la conciliación de las desviaciones por fallas severas tomaba en cuenta el sistema en el que ocurría el evento que provocaba la desviación en el intercambio programado en las líneas de interconexión y los efectos que producía en el intercambio neto.

Cuando existía voltaje cero o fallas severas en el sistema de transmisión o apertura de la línea de interconexión en cualquiera de los sistemas del MER, todas las transacciones programadas se eliminaban y todo intercambio en dicho período de mercado, era liquidado en el mercado de oportunidad, valorizado al correspondiente precio nodal establecido en el predespacho del EOR.

Diariamente el EOR comunicaba a cada operador de sistema u operador de mercado un formato definido de predespacho regional conteniendo las transacciones por contrato casadas, de las ofertas de oportunidad despachadas, así como del cumplimiento regional de las reservas de regulación primaria y secundaria de frecuencia, a su vez los operadores de sistema y/o mercado comunicaban a sus respectivos agentes de las mismas; particularmente esta información estaba detallada en la programación diaria que publica el Administrador de Mercado Mayorista para Guatemala.

Un operador de sistema y/o de mercado estaba en la facultad de rechazar el predespacho regional enviado por el EOR, siempre que justificara las razones del rechazo; entre las razones podía citarse, cambios imprevistos de las condiciones del sistema respecto la información para la elaboración de ofertas y déficit por contingencias en los sistemas nacionales, en cuyo caso el

EOR debía coordinar un redespacho tomando en cuenta las solicitudes del redespacho solicitado.

Si las condiciones de déficit se presentaban en tiempo real, es decir, después de entrar en vigencia el predespacho regional del día, el operador de sistema y/o de mercado estaba en la facultad de solicitar un redespacho.

#### **3.2.1.6.4. Conciliación de las transacciones con el RTMER**

El proceso de conciliación de las transacciones internacionales consistía en definir los procedimientos y criterios que empleaba el EOR para la valorización económica de las desviaciones del despacho programado; la conciliación de las desviaciones producto de contingencias en la red interconectada y la realización de la liquidación a final de mes entre los operadores de sistema y/o de mercado responsables de la coordinación comercial.

Cada operador de sistema y/o de mercado era responsable ante el EOR de su área de control y del manejo del sistema de conciliaciones y liquidaciones como resultado de las transacciones internacionales, la información económica resultante de las transacciones internacionales se intercambiaba entre cada operador de sistema y/o de mercado y el EOR, al final de cada mes.

Cada operador de sistema y/o de mercado adquiría la condición acreedora o deudora ante el EOR, siendo responsable de informar a los agentes de su mercado de las obligaciones que resultaran de las transacciones internacionales.

La información disponible para las conciliaciones de las transacciones era tomada del sistema de medición comercial, esta información era enviada al EOR por cada uno de los operadores de sistema y/o de mercado, y utilizada para conciliar tanto transacciones programadas como desvíos de potencia en las transacciones en tiempo real.

El EOR era responsable de conciliar y liquidar los intercambios programados, los desvíos respectivos y los cargos de transmisión.

El EOR aplicaba las conciliaciones y liquidaciones entre operadores de sistema y/o de mercado; y al final integraba el resultado en el Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER), a cada uno de los operadores de sistema o de mercado responsables para que éstos realizaran su liquidación entre sus agentes habilitados.

La valorización de las desviaciones de control se consideraban como compra o venta, según correspondía y valorizadas al precio del mercado de oportunidad fijado en el predespacho del MER en los nodos correspondientes.

Del mismo modo las desviaciones leves eran valoradas de la forma que los desvíos de control, su monto se consignaba en el Documento de Transacciones Económicas Regionales.

Caso muy distinto a las liquidaciones por fallas severas, para la liquidación de estas se tomaban los siguientes criterios:

Cuando la falla ocurría en el sistema exportador y el intercambio neto resultaba menor de lo programado, el país exportador pagaba una compensación al país vecino, por la diferencia entre el flujo real y la



transacción programada, al precio de sustitución en que este incurrió para suplir esta diferencia, precios que obviamente debía demostrarse.

Cuando la falla ocurría en el sistema exportador y el intercambio neto resultaba mayor de lo programado, las transacciones programadas no se alteraban y la energía en exceso no era compensada.

Cuando la falla se originaba en el sistema importador y el intercambio neto resultaba menor de lo programado, las transacciones programadas no se alteraban, así el sistema importador debía pagar conforme las transacciones programadas.

Cuando la falla se originaba en el sistema importador y el intercambio neto resultaba mayor de lo programado, el sistema importador debía compensar por la energía neta en exceso del intercambio programado; la valorización de la desviación era tratada de acuerdo al precio de sustitución en que este incurrió para suplir esta diferencia (demostrando la necesidad del precio en caso fuese mayor).

Si la falla severa ocurría en el sistema de un país que estaba sirviendo de paso o porteo entre países que pactaban transacciones, el país de paso tendría ambas naturalezas, primero de importador en la conciliación con el país que resulte exportador en el flujo de intercambio establecido por EOR y, segundo de exportador en la conciliación con el país que resultara importador en el flujo de intercambio establecido por EOR.

Hasta aquí se mencionan los detalles más importantes con la operación del mercado regional, bajo la vigencia del RTMER.

### **3.2.2. Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER)**

Hasta el 30 de mayo de 2013 luego de una larga serie de pruebas, discusiones, postergaciones y ajustes a los procesos de planeamientos, operaciones y conciliaciones, por fin las transacciones de energía eléctrica a nivel regional son ejecutadas bajo las directrices que dicta el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional RMER, dejando de lado el RTMER.

Con este nuevo reglamento se consolida y reafirma el propósito de la creación de un mercado centroamericano de electricidad, siendo este el de “beneficiar a los habitantes de los países miembros mediante el abastecimiento económico y oportuno de electricidad y la creación de las condiciones necesarias que propicien una mayor confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica de la región”<sup>13</sup>, optimizando los recursos energéticos para el abastecimiento regional, incentivando el desarrollo de proyectos de generación y viabilizando proyectos de transmisión regional aumentando la eficiencia económica en el suministro de energía eléctrica e incentivando la competitividad del sector.

Para su explicación el RMER se dividió en 5 libros, cada uno con un propósito y complementándose entre estos.

#### **3.2.2.1. Libro I, de los aspectos generales**

Aquí se establecen los propósitos del RMER, regulando la operación técnica y comercial del MER, haciéndolo funcionar de manera eficiente, competitiva, transparente y confiable; así mismo se establecen las

---

<sup>13</sup> CRIE. *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional*. Libro I. p. 16.

responsabilidades de la CRIE, el EOR, los operadores de sistema y/o mercado y los agentes participantes en el MER.

El mercado regional queda constituido como un mercado con reglas propias e independiente de los mercados nacionales de los países miembros del mismo, como un mercado mayorista de electricidad superpuesto a los mercados nacionales, operando en una actividad permanente, cuyas transacciones se realizan a través de la infraestructura de la red de transmisión regional y de las redes nacionales, resultando en intercambios de corto plazo producto de un despacho económico regional coordinado con los despachos nacionales; considerando contratos de abastecimiento entre los agentes de distinto país.

Son los agentes quienes participan y realizan las acciones del mercado, pudiendo ser personas naturales o jurídicas dedicadas a la generación, transporte, distribución y comercialización de la electricidad, así como los grandes consumidores, todo participante en cualesquiera de los mercados o sistemas nacionales puede ser reconocido como agente ante el mercado regional, siempre que su estado sea validado por su operador de sistema y/o de mercado respectivo, e inscrito como tal ante el mercado regional.

Contrastando con el ya invalidado RTMER, en este nuevo reglamento se expresan de diferente forma los productos y servicios a prestar en el MER.

- Energía eléctrica
- Servicios auxiliares
- Servicio de transmisión regional
- Servicio de operación del sistema
- Servicio de regulación del sistema

Además toda transacción debe ser conforme a lo estipulado en el Mercado de Contratos Regional (MCR) o el Mercado de Oportunidad Regional (MOR), cada transacción con energía asociada deberá ser valorada con el sistema de precios nodales, los precios nodales se aplican en todos y cada uno de los nodos de conexión a la Red de Transmisión Regional.

El planeamiento y la operación técnica se hacen jerárquicamente y de forma descentralizada, ya que cada operador de mercado y/o de sistema coordina el despacho de energía para su área de control; luego de esto informa al EOR de las acciones a tomarse en cuenta para el mercado de contratos y de oportunidad, así el EOR debe coordinar el predespacho de energía con carácter económico a nivel regional.

Así mismo, la supervisión de la operación en tiempo real es coordinada por el EOR con todos los operadores de sistema y/o de mercado de cada país miembro; teniendo por objetivo mantener las inyecciones y retiros programados en los nodos de la interconexión, preservar la calidad y seguridad de la operación del sistema, supervisar los servicios auxiliares y de ser necesario realizar redespachos por las condiciones de la operación en tiempo real ya sea por desviaciones muy grandes o solicitudes de los operadores de sistema y/o de mercado en caso que sea apropiado.

En el RMER se define el servicio de transmisión regional como la actividad de transmitir energía eléctrica por medio de la Red de Transmisión Regional y los sistemas nacionales; este servicio también está asociado a las transacciones del mercado regional mediante los cargos variables de transmisión CVT, el peaje y el cargo complementario de transmisión; además de la adquisición de los derechos de transmisión para cubrir los eventuales riesgos del pago de los CVT.

Haciendo uso de la Red de Transmisión Regional, definida como el conjunto de instalaciones de transmisión pertenecientes a los agentes transportistas, a través de las cuales se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el mercado regional, prestando el servicio de transmisión regional; es el EOR quien identifica los elementos de esta red en coordinación con los operadores de sistema y/o de mercado

La conciliación, facturación y liquidación de las transacciones es responsabilidad del EOR y los operadores de mercado y/o de sistema, pues el sistema de medición comercial de cada área de control constituye el SIMECR o Sistema de Medición Comercial Regional, este es el base para proveer información acerca de las inyecciones o retiros en tiempo real.

El Documento de Transacciones Económicas Regionales o DTER es el documento básico para la facturación y liquidación de pagos en el mercado regional, este se elabora al final de cada período de conciliación y a diferencia del RTMER, ahora el EOR es quien define el saldo de las cuentas por transacciones de energía eléctrica y servicios para cada agente y operador de sistema y/o de mercado; el documento debe incluir liquidaciones por transacciones programadas tanto por contratos como en oportunidad, por desvíos de potencia, por cargos regionales de transmisión, por cargos de operación y regulación del sistema y mercado respectivamente y por último cualquier cargo definido en el reglamento vigente.

Importante es describir la estructura el Mercado Eléctrico Regional con esta nueva reglamentación, quedando de la siguiente forma jerárquica:

- La regulación regional, formada por el Tratado Marco, sus protocolos, reglamentos y resoluciones de la CRIE.

- Los Organismos Regionales; Comisión Regional de Interconexión Eléctrica CRIE, Ente Operador Regional EOR.
- La regulación y organismos nacionales, operadores de sistema y operadores de mercados.

La CRIE como ente regulador definido con anterioridad en este capítulo conforme al Tratado Marco del Mercado Regional de América Central, regula el funcionamiento del mercado y las relaciones entre agentes de conformidad a las disposiciones de las reglamentaciones vigentes e interpreta el RMER en caso de desacuerdos y confusiones que surjan; tiene como tareas las siguientes:

- Hacer cumplir la normativa del MER establecida en la regulación regional.
- Procurar el desarrollo y consolidación del MER.
- Velar por la transparencia y buen funcionamiento del MER
- Promover la competencia entre los agentes del mercado.
- Aprobar los reglamentos necesarios para la regular la administración y operación del MER.
- Resolver sobre las autorizaciones establecidas en la regulación regional.
- Regular la generación y transmisión regionales.
- Aprobar las tarifas por el uso de la RTR.

- Aprobar cargos por el servicio de operación del sistema provisto por el EOR.
- Imponer sanciones que establezcan los protocolos en relación con los cumplimientos a las disposiciones del Tratado y sus reglamentos.
- Resolver conflictos entre los agentes del MER derivados de la aplicación de la Regulación Regional.
- Adoptar medidas conducentes a evitar el abuso de posiciones dominantes de cualquier agente del mercado.
- Solicitar información a los agentes de mercado, operadores de sistema, operadores de mercado y al EOR.
- Supervisar y vigilar el funcionamiento del MER.
- Aprobar la conexión de nuevas instalaciones de los agentes que a partir de la vigencia del reglamento se conecten directamente a la RTR, de conformidad con el Libro III del RMER.
- Aprobar ampliaciones planificadas o a riesgo de la RTR a propuesta del EOR y de acuerdo a las regulaciones de nacionales de los países en donde se ubique.
- Investigar situaciones de posibles abusos de poder de mercado.
- Preparar periódicamente los informes de diagnóstico del MER para evaluar su desarrollo.

- Exigir a los agentes que adecuen sus instalaciones a los requerimientos establecidos en el reglamento vigente.
- Establecer el canon máximo aceptable asociado a una ampliación de la RTR.

Los recursos para el financiamiento de la CRIE provienen de los cargos por servicios de regulación del MER y otros cargos pagados por los agentes del mercado, aporte de los gobiernos, cobro de sanciones económicas y otras fuentes, siempre que estén establecidas en la reglamentación.

Por otra parte, el organismo regional encargado de operar el mercado y el sistema de potencia es el Ente Operador Regional EOR, este dirige y coordina la operación técnica y realiza la gestión comercial, son sus funciones las siguientes:

- Proponer a la CRIE los procedimientos técnicos, comerciales y operativos del mercado y uso de la RTR.
- Asegurar que la operación y el despacho regional de energía se realice con criterio económico, respetando los criterios de calidad, seguridad y desempeño.
- Realizar, en coordinación con los demás operadores de mercado y/o de sistema nacionales, la gestión de las transacciones comerciales entre los agentes del mercado.
- Formular el plan de expansión indicativo para la generación y transmisión regionales.



- Apoyar mediante el suministro de información los procesos de evolución del mercado.
- Proponer criterios de calidad, seguridad y desempeño para la operación del sistema.
- Desarrollar y mantener una base de datos regional.
- Preparar periódicamente informes para identificar los problemas detectados y proponer soluciones respecto a los resultados de gestiones de operación, eventos que se produzcan en la RTR e incumplimientos al reglamento vigente.
- Remitir a la CRIE copia de los expedientes de autorización de agentes para realizar transacciones en el MER.
- Administrar los derechos de transmisión y mantener un registro de los mismos.
- Dirigir y coordinar la operación técnica; adoptando medidas para salvaguardar la integridad de la RTR, delegando jerárquicamente obligaciones ante los operadores de sistema y/o de mercado, validando o realizando estudios que definan las condiciones críticas de operación y la capacidad operativa de transmisión de las redes, coordinando investigaciones de eventos anormales en el sistema, solicitando información a los operadores de sistema y/o de mercado sobre eventos y contingencias, supervisando y coordinando con los agentes las calibraciones de los sistemas de protección y control.

- Definir una vez al año la capacidad operativa de transmisión de la RTR tomando en cuenta toda la información necesaria.
- Conciliar las transacciones entre agentes

Los recursos para financiar el funcionamiento del EOR provendrán de los cargos de operación del sistema y administración del mercado aprobados por la CRIE y de otros cargos pagados por los agentes del mercado, así como del cobro de sanciones económicas.

Bajando un escalón más; los operadores de sistema y/o de mercado coordinan la operación de los sistemas eléctricos comprendidos dentro del sistema regional y la gestión comercial entre sus agentes con el EOR, por lo que están obligados a:

- Aplicar y velar por el cumplimiento de la regulación regional.
- Suministrar toda la información requerida por la CRIE y el EOR, en el tiempo y formato establecidos, para el planeamiento y la operación del sistema y la administración de las transacciones comerciales en el mercado.
- Coordinar con el EOR el planeamiento y la operación técnica de la RTR.
- Colaborar y coordinar con el EOR la administración de los derechos de transmisión.
- Coordinar con el EOR por cuenta de sus agentes, la programación, conciliación, facturación y liquidación de transacciones en el mercado.

- Mantener los criterios de calidad, seguridad y desempeño definidos en la regulación regional y proveer los servicios auxiliares asignados.
- Cumplir con los requisitos de supervisión, control, comunicaciones y de medición comercial establecidos.
- Desarrollar las interfaces regulatorias necesarias que permitan compatibilizar con la regulación regional (proceso de armonización).
- Coordinar las pruebas técnicas y realizar las maniobras operativas necesarias requeridas por el EOR.
- Comunicar oportunamente información consignada por el EOR y viceversa.
- Remitir al EOR y a la CRIE un listado con la información de todos sus agentes y participantes de mercado.
- Realizar observaciones a la actuación del EOR, en cuanto a la aplicación de normas y procedimientos incluidos en este reglamento.
- Proponer y opinar sobre modificaciones de este reglamento, de acuerdo los procedimientos establecidos.

Los fondos de financiamiento de los operadores de sistema y/o de mercado son acordes a sus regulaciones nacionales.

La información suministrada por la CRIE, el EOR, los operadores de sistema y/o de mercado y los agentes del mercado, debe ser verdadera,

correcta y completa en el momento que se suministra, en el mejor conocimiento de quien la suministra; tan pronto como cualquiera de los entes listados anteriormente dé cuenta de una información equívoca o incompleta deberá notificar de la misma y hacer llegar a los destinatarios la información correcta y completa.

Puede existir información de carácter confidencial; la CRIE es encargada de clasificar que información será de tipo confidencial, y los casos en los cuales puede utilizarse o informarse a terceros de esta.

Para las confusiones o diferencias con respecto a la reglamentación en las que puedan incurrir los agentes del mercado, operadores de sistema y/o de mercado y el EOR, es la CRIE quien estará a cargo de la interpretación del RMER, aun así pueden hacerse modificaciones al RMER por cualquiera de los entes listado anteriormente, siempre que cuenten con un respaldo que justifique dichas correcciones o estudios eléctricos que velen por el bienestar del sistema y cada uno de estas modificaciones deberá someterse a discusión entre las partes involucradas, siendo la CRIE la encargada de publicar cualquier modificación realizada al RMER.

El EOR desarrolla, mantiene y administra una base de datos regional estructurada según un modelo integrado de datos, que contiene la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones y el registro de los resultados y la evolución del MER.

La estructura de la base de datos regional prevé como mínimo la organización de la información en una base de datos comercial y una base de datos operativa, permitiendo el almacenamiento, procesamiento, registro e

intercambio de la información relevante para el desarrollo de los siguientes procesos:

- Predespacho regional y nacionales
- Operación en tiempo real
- Posdespacho regional
- Conciliación, facturación y liquidación de transacciones
- Planeamiento operativo y seguridad operativa
- Planeamiento indicativo de la expansión regional
- Sistema de planeamiento de la transmisión regional
- Supervisión y vigilancia del mercado
- Información histórica proveniente de intercambio de información entre centros de control.

Por último los agentes del mercado regional están facultados para realizar las siguientes acciones:

- Comprar y vender energía en el MER libremente y sin discriminación alguna de acuerdo con la regulaciones nacionales y regional.
- Participar en el Mercado de Oportunidad Regional y el Mercado de Contratos Regional.
- Solicitar a través de su operador de sistema y/o de mercado, la revisión de resultados ante el EOR, cuando el agente lo considere adecuado.
- Para el caso de agentes transportistas, recibir remuneración por el uso de terceros de instalaciones de su propiedad que pertenezcan a la RTR.

- Presentar a través de su operador de sistema y/o de mercado propuestas de modificaciones al RMER.
- Acudir ante la CRIE para la resolución de controversias relacionadas con el RMER.
- Impugnar decisiones de la CRIE de carácter particular que lo afecten, mediante la utilización del recurso de reposición.
- A que se cumplan todos los procesos de investigaciones de eventos.

De la misma forma los agentes tienen las siguientes obligaciones:

- Pagar de manera oportuna los cargos por servicios del EOR y la CRIE establecidos en el RMER.
- Pagar de manera oportuna los cargos resultantes de sus transacciones.
- Permitir el acceso a sus instalaciones de representantes designados por el EOR o la CRIE para efectuar inspecciones y auditorías.
- Cumplir con los requisitos de supervisión, control, comunicaciones y de medición comercial establecidos en el RMER.
- Realizar con su respectivo operador de sistema, las pruebas técnicas requeridas por el EOR.
- Realizar maniobras en sus equipos en coordinación con su operador de sistema y coordinación con el EOR.

- Constituir y mantener los montos de garantías de pagos requeridos por el RMER.
- Cumplir sanciones y pagar multas impuestas por la CRIE.
- Mantener y entregar a su respectivo operador de sistema y/o de mercado toda información requerida en la reglamentación vigente.

Todo agente podrá ser habilitado comercialmente ante el MER, también podrá solicitar dejar de realizar transacciones si así lo desea y retirarse definitivamente siempre que cumpla con lo dictado por el RMER, así mismo si un agente incurre en infracciones puede ser suspendido por la CRIE según lo dicte los procedimientos en el libro IV del RMER.

### **3.2.2.2. Libro II, de la operación técnica y comercial**

En el MER las transacciones de energía son realizadas en períodos de mercado, los cuales son intervalos de tiempo de una hora, estas transacciones deben estar contenidas ya sea en el marco del Mercado de Contratos Regional o en el del Mercado de Oportunidad Regional.

#### **3.2.2.2.1. Mercado de Oportunidad Regional bajo el RMER**

El Mercado de Oportunidad Regional o MOR tiene por objeto ofrecer a los agentes un ámbito formal y organizado para realizar intercambios de energía a nivel regional con base en las ofertas de inyección y de retiro de energía hechas al MOR.

Estas ofertas deben ser informadas al EOR por medio de los operadores de mercado y/o de sistema, se hacen en el horario y formatos establecidos, las mismas son hechas para períodos de tiempo de una hora en los que se ofrecen hasta 5 bloques decrecientes de energía.

Las transacciones en el MOR son producto de los predespachos nacionales realizados por cada operador de mercado y/o de sistema, de acuerdo a un modelo de optimización con carácter económico.

Las ofertas al Mercado de Oportunidad Regional consisten en inyecciones y retiros de energía que se declaran únicamente en los nodos de la RTR, las ofertas de oportunidad de inyección pueden provenir de:

- Ofertas de agentes autorizados para participar en el MER, cuya energía proviene de generación no despachada según las proyecciones de demanda en los predespachos nacionales de cada país, cabe resaltar que estas ofertas son de carácter obligatorio y todos los países deben presentarlas diariamente al EOR.
- Ofertas de demandas nacionales interrumpibles, siempre que la regulación nacional lo permita.
- Para el caso específico de Guatemala y según lo expuesto en el Capítulo 2 de esta tesis, aquellos agentes que cuenten con OFE no comprometida en contratos de abastecimiento local pueden realizar ofertas de inyección al MOR, estas son consideradas como ofertas voluntarias ya que no corresponden a la generación sin despachar, los precios de estas ofertas son declarados a diario por el agente que desea ofertar y debe estar por arriba del precio proyectado de oportunidad de la energía para el



mercado nacional; con estas ofertas los agentes correrán los eventuales riesgos de encarecimiento de los precios en el MER en caso de ejecutarse un redespacho regional y los precios nodales aumenten.

- Ofertas de agentes autorizados para realizar transacciones, cuya energía es entregada en el nodo de interconexión con países no miembros.

Las ofertas de retiro al mercado de oportunidad deben provenir de:

- Ofertas realizadas por los agentes autorizados para realizar transacciones en el MER cuya energía proviene del reemplazo de generación en el predespacho nacional que elabora su operador de mercado y/o de sistema.
- Ofertas para atender déficit nacional.
- Ofertas de agentes autorizados para realizar transacciones, cuya energía se entrega en el nodo de interconexión con países no miembros.
- Demanda no atendida por precio en el predespacho nacional efectuado por el operador de mercado y/o de sistema respectivo.

#### **3.2.2.2. Mercado de Contratos Regional bajo el RMER**

En el ámbito del Mercado de Contratos Regional o MCR, existe una parte vendedora y una parte compradora de energía para cada contrato regional, teniendo éstas libertad para definir precios y condiciones en los compromisos contractuales, estando sujetas las condiciones a lo establecido el libro II del

RMER, además las partes de un contrato regional serán las únicas responsables por el cumplimiento de la totalidad de las obligaciones y compromisos adquiridos en los contratos.

El Mercado de Contratos Regional se caracteriza por permitir a los agentes del MER calcular y manejar riesgos de suministro y precios de energía con las condiciones contractuales que desean declarar; algunos contratos pueden poseer flexibilidad, para permitir cumplir los compromisos adquiridos con eventuales ofertas de inyección o retiro en el mercado de oportunidad.

Toda transacción en el mercado de contratos debe realizarse entre los nodos de inyección y nodos de retiro de la red de transmisión regional, los respectivos nodos son declarados por ambos agentes del contrato ante su operador de mercado y/o de sistema, éste a su vez informa al EOR de las transacciones que pretende realizar su agente en el MER; tanto el EOR como el operador de mercado y/o de sistema deben validar y verificar posibles inconsistencias en las declaraciones de los agentes, respaldos de energía, constitución de garantías de pago, entre otros.

La parte vendedora de un contrato regional debe cumplir su compromiso de venta en el nodo que especifica el contrato, bien sea utilizando energía propia que inyecte al nodo de la RTR o con compras parciales o totales en el Mercado de Oportunidad Regional.

Mientras que la parte compradora de un contrato regional debe cumplir su compromiso de compra en el nodo especificado en el contrato, bien sea retirando la energía en dicho nodo de la RTR y/o con ventas totales o parciales en el mercado de oportunidad regional.

Es el EOR el encargado de realizar la conciliación de las cantidades de energía servidas en las transacciones por contratos regionales, pero la facturación y liquidación de las mismas son responsabilidades de las partes que celebraron el contrato.

Por sus características en las propiedades de suministro el mercado de contratos puede disponer de tres tipos de contratos, los cuales se estudian a continuación:

Contratos firmes: lo más importante para este tipo de contrato es que se establece prioridad de suministro para la parte compradora; además otra condición a tener en cuenta aquí es que una de las partes no importando si es compradora o vendedora debe ser titular de los derechos de transmisión que son subastados mediante un proceso establecido en el RMER.

La magnitud de la energía comprometida debe estar acorde a la capacidad máxima de la generación de la parte vendedora, a la disponibilidad de sus recursos energéticos, a la demanda máxima de los sistemas nacionales involucrados, a los requerimientos de reserva de cada área de control y a los contratos nacionales existentes, así como la energía firme autorizada por el operador de sistema y/o de mercado que también debe validar la CRIE.

Para la ejecución de los compromisos por contratos firmes regionales, ambos agentes (comprador y vendedor) diariamente deben informar al EOR a través de su operador de sistema y/o de mercado, las cantidades de energía por período de mercado, los nodos de inyección y retiro de la transacción y la parte que posee los derechos de transmisión.

La parte compradora debe informar diariamente a su operador de sistema la energía requerida por período de mercado, la misma debe ser menor o igual a la energía declarada en el contrato, la parte vendedora por su lado debe hacer ofertas de flexibilidad al mercado de oportunidad regional con valores como mínimo iguales a la energía requerida por el comprador.

El predespacho regional debe incluir los flujos de energía debidos a los contratos firmes por período de mercado, la transacción será por su totalidad debido a la prioridad de suministro para la parte compradora y solamente puede restringirse por capacidades de transporte en las líneas de transmisión o por criterios de calidad, seguridad y desempeño.

En caso de no poder atenderse la totalidad de las transacciones de energía por contratos firmes, el EOR debe proceder con la reducción de cantidades de energía requerida de cada uno de los contratos afectados en forma proporcional a la transmisión requerida por cada contrato.

Todas las declaraciones antes mencionadas deben efectuarse un día antes a la operación en tiempo real, en los períodos y formatos que establece el EOR.

Para la finalización de los contratos ambas partes deben notificar al EOR de la terminación del mismo o de la cesión a otro agente, siempre que se cumpla con las declaraciones que debieron hacerse al momento de la declaración inicial.

Contratos No Firmes Financieros CNFF: Esta modalidad de contrato no tiene asociado ningún tipo de oferta al Mercado de Oportunidad Regional, no

afecta el predespacho regional y solo se tiene en cuenta para la conciliación de transacciones.

Para la coordinación con el predespacho regional en este tipo de contratos también se declaran los datos un día antes de la operación de los mismos.

Contratos No Firmes Físicos Flexibles CNFFF: estos contratos a diferencia de los anteriores, son compromisos físicos que pueden ser flexibilizados por medio de ofertas de inyección o retiro en el Mercado de Oportunidad Regional, es decir que implícitamente están sujetos al MOR; éstos contratos no presentan una prioridad de suministro a la parte compradora, pudiendo ser disminuidas parcial o totalmente las transacciones por varios factores, pueden ser criterios de calidad, seguridad y desempeño, por restricciones físicas a la capacidad de transporte o incluso si estos contratos tienen asociadas ofertas de pago máximo por cargos variables de transmisión o CVT.

Una oferta de pago máximo por transporte asociada a un contrato no firme físico flexible indica la máxima disponibilidad a pagar por los cargos por el diferencial de precios nodales asociados a la energía comprometida en el contrato.

Además las transacciones por contratos no firmes físicos flexibles deben poseer ofertas de flexibilidad asociadas a la energía horaria establecida, mismas que son aplicables o ejecutables en el Mercado de Oportunidad Regional y por lo tanto deben considerarse como tal.

Ambas partes del contrato pueden asociar la flexibilidad a sus declaraciones, así una oferta de inyección puede presentar la flexibilidad como la oferta de compra en el MOR de bloques de energía por períodos de mercado,

e inyectar esa energía en el nodo de retiro de la contraparte compradora declarado inicialmente; esto siempre que la oferta a comprar en el MOR sea de menor precio que el precio alcanzado en el nodo de inyección declarado en el contrato, es el mismo EOR en su proceso de optimización del predespacho regional quien coordina y ejecuta estas opciones de flexibilidad, las mismas serán explicadas más adelante en este mismo capítulo.

La contraparte compradora podrá ofrecer flexibilidad en su contrato con una oferta de venta de energía al MOR, esta energía es la que recibe de parte del inyector en su contrato no firme, siempre que el precio de compra en el MOR de esta energía supere al precio del nodo en el cual dicha energía sería despachada en el mercado nacional, y no haya déficit en el mismo.

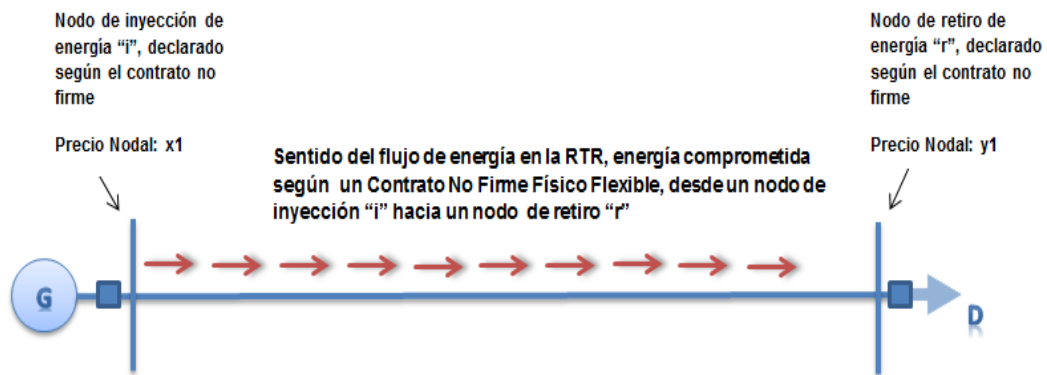
De no ejecutarse ninguna flexibilidad en los contratos, la transacción de energía se da por su totalidad, lo que se conoce como flexibilidad 0 o despacho físico total y para efectos de la conciliación y el posdespacho se interpreta como si el flujo fuese desde el nodo de inyección declarado hasta el nodo de retiro declarado, pudiendo estar la transacción sujeta a restricciones parciales o totales por los pagos máximos de transporte, congestionamientos o criterios de calidad, seguridad y desempeño.

A continuación se ilustran las posibles transacciones de energía a través de la red por contratos no firmes físicos flexibles.

- Caso sin flexibilidad o flexibilidad 0, aquí ambas contrapartes han declarado sus intercambios de energía horarios y no se ejecuta ninguna flexibilidad asociada a las mismos, de modo que el flujo de energía queda establecido como en la figura 10, un flujo de energía desde el

nodo inyección  $i$  hacia el nodo de retiro de  $r$ , ambos nodos forman parte de la RTR y se encuentran en dos países miembros distintos.

Figura 10. **Flujo de energía desde el nodo  $i$ , hacia el nodo  $r$**



Fuente: elaboración propia, basado en cursos capacit@mm.

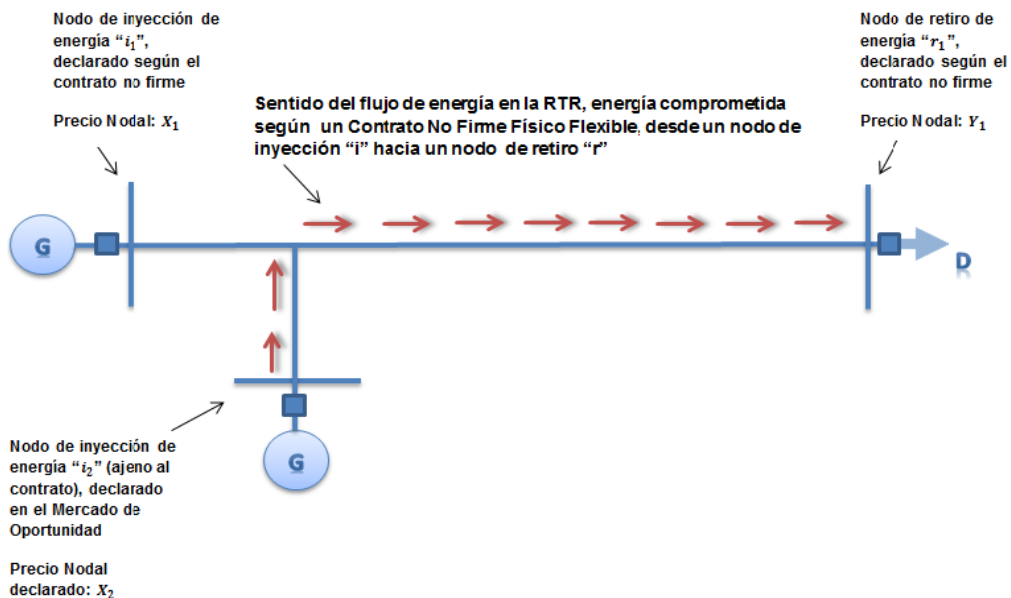
Para que esta transacción se pueda efectuar, el precio nodal en el nodo  $i$  alcanza un valor  $X_1$  y el precio en el nodo de retiro  $r$  un valor  $Y_1$ , la diferencia entre ambas cantidades ( $Y_1 - X_1$ ) no debe ser mayor que el pago máximo de transporte, ofertado por alguna de las partes del contrato.

- Ejecución de flexibilidad por parte del agente vendedor o inyector, esta transacción se dará si luego de informar al EOR de los predespachos nacionales y la ofertas de oportunidad de inyección y retiro por parte de todos lo países participantes del mercado, se presenten las siguientes condiciones en el predespacho regional:
  - El agente inyector declara inicialmente flexibilidad en su transacción por medio de ofertas de compra de cierta cantidad de energía en el MOR y a un precio establecido por él mismo de

acuerdo al máximo valor que está dispuesto a pagar por la energía.

- El precio de venta de energía en el Mercado de Oportunidad Regional es menor que el precio nodal que representa la inyección de la energía comprometida en el nodo  $i$  del contrato, por lo que también será menor que la oferta de flexibilidad realizada por el inyector.
- Las declaraciones por pago máximo de transporte no son sobrepasadas por las diferencias de precios nodales entre la inyección y el retiro (CVT).

Figura 11. Ejecución de flexibilidad en el contrato del agente inyector



Fuente: elaboración propia, basado en cursos capacit@mm.



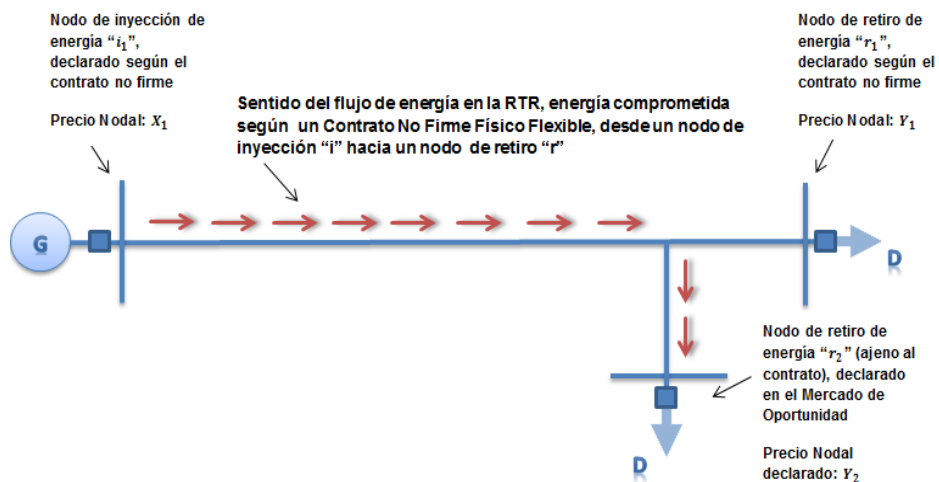
En la figura 11 se ilustra la ejecución de la flexibilidad descrita anteriormente, dado que el precio al que se comprará la energía en el Mercado de Oportunidad Regional en el nodo  $i_2$  es menor que el precio de la inyección propia en el nodo  $i_1$ , el flujo de energía se dará desde el segundo generador hacia el mismo receptor declarado en el contrato.

De esta manera ambos constituyentes del contrato están cumpliendo con el mismo, ya que la parte compradora recibe su energía y el inyector compra a la oferta de inyección del Mercado de Oportunidad Regional y la entrega en el nodo del comprador honrando su contrato.

- Ejecución de la flexibilidad por parte del agente comprador o receptor; esta es de manera muy similar al proceso anterior pero con razonables diferencias esta flexibilidad se ejecuta si:
  - El agente comprador declara inicialmente para los períodos de mercado la flexibilidad mediante ofertas de venta de la energía que se supone él retirara de uno de los nodos de la RTR, esta opción de venta debe tener la cantidad de energía que está dispuesto a vender y el precio mínimo de venta.
  - El precio de compra de energía en el MOR supera el precio al cual él estaría comprando la energía en el nodo de retiro del contrato  $r$ , es decir que estaría obteniendo un mayor beneficio por la venta de esa energía que él recibiera por estipulación del contrato.
  - El precio de compra de energía en el MOR supera el precio al cual está dispuesto a vender la energía que recibe por su compromiso.

- Las declaraciones por pago máximo de CVT no son superadas por las diferencias de precios entre los nodos de inyección y retiros finales.
- La energía que se vende al Mercado de Oportunidad Regional por medio de la flexibilidad no representa un déficit para el abastecimiento de energía del sistema en donde se encuentra el agente comprador.

Figura 12. **Ejecución de flexibilidad en el contrato del agente de retiro**



Fuente: elaboración propia, basado en cursos capacit@mm.

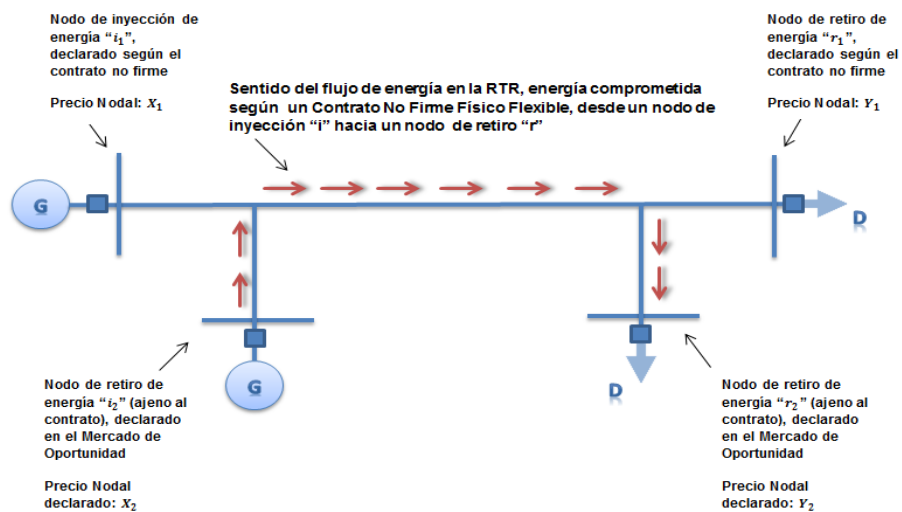
En la figura 12 se ilustra la ejecución de la flexibilidad descrita en beneficio del comprador del contrato, en esta acción el precio al que se vende la energía en el Mercado de Oportunidad Regional en el nodo  $r_2$  es mayor que el precio de compra en el nodo  $r_1$  declarado inicialmente en el contrato como el punto de retiro, de modo que teóricamente el flujo de energía se dará desde el nodo de la parte vendedora que inyecta la energía, hacia algún receptor que está

dispuesto a pagar el precio que declaró el agente comprador como mínimo para vender la energía que este recibe por su contrato.

De esta manera ambos constituyentes del contrato están cumpliendo con el mismo, ya que la parte vendedora inyecta su energía en el nodo de la RTR declarado y la parte compradora retira dicha energía aunque no en el nodo que estipulaba el contrato, sino en el nodo del agente que le resultó comprando en el Mercado Oportunidad Regional.

- Ejecución de la flexibilidad total, aquí se flexibiliza tanto para el agente comprador como para el agente vendedor; para que se puede llevar a cabo esta acción deben cumplirse las condiciones que se describieron para la ejecución de la flexibilidad del agente vendedor y la flexibilidad del agente comprador, teóricamente el flujo será como se ilustra en la siguiente figura.

Figura 13. **Ejecución de flexibilidad para ambos agentes del contrato**



Fuente: elaboración propia, basado en cursos capacit@mm.

Para el ejemplo que se ilustra en la figura 13 el agente vendedor utilizó la opción de compra y logró flexibilizar la transacción de su contrato, encontrando una oferta de venta de energía mas barata en el Mercado de Oportunidad Regional, misma oferta que él esta comprando en lugar de despachar generación propia que le resulta mas cara.

El agente comprador flexibilizó su transacción por medio de ofertas de venta de energía al Mercado de Oportunidad Regional, estas ofertas fueron tomadas por algún agente que participó en dicho mercado y que está dispuesto a pagar el precio que el agente de retiro fijó.

De tal modo que las partes constituyentes si están honrando su contrato, aunque teóricamente los flujos no se efectúen desde el nodo  $i_1$  hacia el nodo  $r_1$  como se declaró en el contrato inicialmente; pues el sentido del flujo luego de incluir la ejecución de flexibilidades, teóricamente irá desde el nodo inyector  $i_2$  hacia el nodo receptor  $r_2$ ; el vendedor compra la energía en el mercado de oportunidad para cumplir su compromiso de entrega y el comprador vende la energía que debe retirar de la RTR.

### **3.2.2.2.3. Sistema de precios nodales**

Para valorizar las transacciones en el MER se utiliza un sistema de precios nodales que a su vez deben representar los precios marginales de corto plazo de la energía en cada nodo de la RTR, deben ademas reflejar los costos asociados con las pérdidas marginales de energía y las restricciones de la RTR.

Las transacciones en el mercado de oportunidad regional programadas en el predespacho regional y por desvíos de potencia en tiempo real se concilian a los precios nodales de la RTR de la siguiente manera:

- Las inyecciones y retiros de energía en la RTR, no cubiertas por contratos, reciben y pagan respectivamente el precio en el nodo de inyección y retiro que les corresponda.
- Se utilizan los precios nodales exantes, calculados en el predespacho regional, para conciliar las transacciones programadas; y los precios nodales ex post para las conciliaciones de las desviaciones en tiempo real.

Los cargos variables de transmisiones o CVT, que se aplican a cada transacción contractual son iguales a la diferencia entre los precios nodales de retiro y los precios de nodales inyección, multiplicada por la cantidad de energía que queda programada en los predespachos regionales diarios.

Los precios nodales ex ante son calculados como el precio incurrido para satisfacer un incremento marginal de los retiros de energía en cada nodo de la RTR, son calculados para cada período de mercado y son determinados por el algoritmo de solución del predespacho, como los multiplicadores de Lagrange de la restricción de balance de inyección y retiro para cada nodo de la RTR.

#### **3.2.2.2.4. Operación técnica con el RMER**

- El Sistema de Medición Comercial Regional SIMECR, es el medio para la recolección de información necesaria para las liquidaciones y conciliaciones de transacciones que efectúa el EOR, en cada nodo de la RTR donde se realizan inyecciones y/o retiros, se debe contar con medición comercial oficial y así registrar todos los eventos relacionados con las transacciones de energía.

- La operación y planeación del MER es en un esquema jerárquico en el cual el EOR coordina la operación con los operadores de mercado y/o de sistema de los países miembros y a través de ellos también con sus respectivos agentes, la descripción del esquema es la siguiente:
  - El EOR coordina la operación técnica del Sistema Eléctrico Regional.
  - En cada país las funciones de la operación técnica se lleva a cabo por el operador de sistema y/o de mercado.
  - Cada operador de sistema y/o de mercado tiene la obligación de mantener la operación de su red dentro de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales y nacionales.
  - En estado operativo normal, los agentes tienen la obligación de cumplir con la programación de transacciones por contratos y ofertas de oportunidad en cada nodo de la RTR.
  - La coordinación operativa y el intercambio de información entre el EOR y los operadores de mercado y/o de sistema necesaria para la elaboración del predespacho regional, operación en tiempo real y el posdeshpacho se efectúa de acuerdo al detalle de reglas establecidas en el libro II del RMER.

- De forma similar que en el RTMER bajo las directrices del RMER, el EOR debe crear, mantener y administrar una base de datos regional comercial y operativa con los datos que se establecen en el RMER, la actualización de esta base es responsabilidad tanto del EOR como de los operadores y agentes del mercado.
  
- El modelo matemático de optimización para el predespacho regional debe considerar toda la funcionalidad necesaria para incorporar en la optimización las ofertas de oportunidad, las ofertas de flexibilidad, los servicios de transmisión, el requerimiento de servicios auxiliares, los compromisos contractuales, la configuración, restricciones y pérdidas del sistema de transmisión; para todo ello debe contener las siguientes generalidades:
  - Ser flexible para permitir un horizonte máximo de 24 períodos de mercado.
  
  - Ser flexible y permitir resolución por cada período de mercado, que pueda ser variable.
  
  - Incluir el modelo de la RTR, con un flujo de carga DC que incluya un modelo de pérdidas de transmisión, debe tener la posibilidad de considerar las capacidades de cada uno de los elementos de la red y las restricciones de los mismos.
  
  - Incluir la modelación de la reserva de cada una de las áreas de control.
  
  - Permitir, como mínimo, modelar los siguientes equipos de la red:

- Líneas de transmisión
  - Transformadores bidevanados
  - Transformadores tridevanados
  - Bahías de conexiones
- Calcular los precios marginales nodales para cada período de mercado, como el costo incurrido para satisfacer un incremento marginal de los retiros de energía en cada nodo de la RTR.
  - Permitir el manejo de diferentes escenarios: predespachos (cálculo de precios ex ante), redespachos (cambios para los precios ex ante) y posdeshpachos (cálculo para precios expost).
  - Garantizar los tiempos de ejecución de los procesos de acuerdo a los plazos establecidos en el RMER.
- La formulación del predespacho regional tiene como función objetivo:

$$FO: \text{Max} \left[ \sum_i \sum_s f_{r,i,s} P_{ret(i,s)} + \sum_i \sum_s f_{t,i,s} P_{st(i,s)} - \sum_i \sum_s f_{i,s} P_{iny(i,s)} + FO_1 \right]$$

Donde:

**$P_{ret(i,s)}$**  Variable en MWh de la transacción de retiro  $i$ , segmentos  $s$ , lo que incluye: ofertas de oportunidad de retiro por reducción de generación despachada y ofertas de oportunidad por demanda no atendida en los predespachos nacionales.

**$P_{iny(i,s)}$**  Variable en MWh de la transacción de inyección  $i$ , segmento  $s$ , lo



que incluye: ofertas de oportunidad de inyección de generación no despachada y ofertas de oportunidad por reducción de demanda atendida en los predespachos nacionales.

- $P_{st(i,s)}$**  Variable en MWh de la transacción de servicios de CVT  $i$ , segmento  $s$ .
- $FO_1$**  Componente adicional de la función objetivo en relación a los Contratos Firmes.
- $fr_{i,s}$**  Valor de la curva de precios de oferta de retiro  $i$ , segmento  $s$ , en US\$/MWh.
- $fi_{i,s}$**  Valor de la curva de precios de oferta de inyección  $i$ , segmento  $s$ , en US\$/MWh.
- $ft_{i,s}$**  Valor de la curva de precios de oferta de servicios de CVT  $i$ , segmento  $s$ , en US\$/MWh.

El problema a resolver es un problema de optimización desacoplado temporalmente, lo que permite modelar cada período de mercado como un caso independiente y el número de problemas a optimizar será el número de períodos de mercado.

- La formulación para el Control de Reserva, tiene dos niveles:
  - Nivel Nacional: cada operador de sistema y/o de mercado debe informar al EOR diariamente el conjunto de generadores

nacionales a los cuales se les asignará la reserva, para cada período de mercado se debe relizar la siguiente verificación por parte del EOR:

$$\sum_{i \in \Omega_{ar}} (capmw_i - GRRP_i) \geq rva\_RRP\_min_{ar}$$

$$\sum_{i \in \Omega_{ar}} (capmw_i - GRRS_i) \geq rva\_RRS\_min_{ar}$$

$$\forall G_i > 0$$

Donde:

- GRRP<sub>i</sub>** Valor en MWh de generación nacional del recurso de generación i asignado a la reserva para la regulación primaria.
- GRRS<sub>i</sub>** Valor en MWh de generación nacional del recurso de generación i asignado a la reserva para la regulación secundaria.
- rva\_RRP\_min<sub>ar</sub>** Valor de reserva mínima nacional del área de control ar de la reserva para regulación primaria.
- rva\_RRS\_min<sub>ar</sub>** Valor de reserva mínima nacional del área de control ar de la reserva para regulación secundaria.
- capmw<sub>i</sub>** Valor de la capacidad máxima de generación (disponibilidad) del generador i asociado al área de control ar.

**iΩar**

todo generador nacional  $i$  asociado con el área de control ar, que participe de la regualción de frecuencia nacional.

- Nivel regional: aquí se modelan restricciones para impedir que las transacciones programados por contratos y ofertas de oportunidad violen los niveles mínimos de los valores de reserva de cada área de control.

Reserva primaria,  $Rva\_RRP\_MER_{ar}$ :

$$\sum_{i\Omega ar} (\text{capmw}_i - (\text{GRRP}_i + \sum_s P_{iny(i,s)} - \sum_s P_{ret(i,s)} + P_{iny\_fisica(i)})) \geq rva\_RRP\_reg_{ar}$$

$$\forall ( \text{GRRP}_i + \sum_s P_{iny(i,s)} - \sum_s P_{ret(i,s)} + P_{iny\_fisica(i)} ) > 0$$

Reserva secundaria,  $Rva\_RRS\_MER_{ar}$ :

$$\sum_{i\Omega ar} (\text{capmw}_i - (\text{GRRS}_i + \sum_s P_{iny(i,s)} - \sum_s P_{ret(i,s)} + P_{iny\_fisica(i)})) \geq rva\_RRS\_reg_{ar}$$

$$\forall ( \text{GRRS}_i + \sum_s P_{iny(i,s)} - \sum_s P_{ret(i,s)} + P_{iny\_fisica(i)} ) > 0$$

Donde:

**rva\_RRP\_reg<sub>ar</sub>** Valor de reserva mínima regional para el área de control ar asignada a la reserva para regulación primaria.

<b>rva_RRS_reg<sub>ar</sub></b>	Valor de reserva mínima regional para el área de control ar asignada a la reserva para regulación secundaria.
<b>P<sub>ret(i,s)</sub></b>	Variable en MWh de la transacción de retiro del generador i, segmento s.
<b>P<sub>iny(i,s)</sub></b>	Variable en MWh de la transacción de inyección del generador i, segmento s.
<b>P<sub>iny_fisica(i)</sub></b>	Variable de energía de inyección para la transacción i (asociado a la parte física de un contrato no firme físico flexible).
<b>iΩ<sub>ar</sub></b>	Para toda inyección i del área de control ar que participen de la regulación de frecuencia.
<b>GRRP<sub>i</sub></b>	Valor en MWh de generación nacional del recurso de generación i asignado a la reserva para regulación primaria.
<b>GRRS<sub>i</sub></b>	Valor en MWh de generación nacional del recurso de generación i asignado a la reserva para regulación secundaria.

- **Formulación para Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF)**

La componente física de estos contratos se despacha hasta donde técnicamente sea factible, la componente física de cada contrato es calculada como la diferencia entre el valor de MWh de la energía declarada y la suma de los segmentos de las ofertas de flexibilidad asociadas a dicho contrato, así, cuando no se tienen ofertas de pago máximo por CVT:

$$P_{iny\_fisica(i)}^o = P_{iny(i)}^o - \sum_s P_{ret(i,s)}$$

$$P_{ret\_fisica(i)}^o = P_{ret(i)}^o - \sum_s P_{iny(i,s)}$$

Cuando se tienen ofertas de pago máximo por CVT

$$P_{iny\_fisica(i)}^o = P_{st(i,s)}^o - \sum_s P_{ret(i,s)}$$

$$P_{ret\_fisica(i)}^o = P_{ret(i,s)}^o - \sum_s P_{iny(i,s)}$$

Donde:

**$P_{iny\_fisica(i)}^o$**  Valor de la componente física de energía horaria de inyección para el contrato i.

**$P_{ret\_fisica(i)}^o$**  Valor de la componente física de energía horaria de retiro para el contrato i.

**$P_{iny(i)}^o$**  Valor de energía de inyección declarado en MWh para el Contrato.

**$P_{ret(i)}^o$**  Valor de energía de retiro declarado en MWh para el Contrato.

**$P_{iny(i,s)}$**  Valor de energía de inyección en MWh correspondiente a cada segmento s de la oferta de flexibilidad de retiro .

$P_{ret(i,s)}$  Valor de energía de retiro en MWh correspondiente a cada segmento  $s$  de la oferta de flexibilidad de inyección.

$P_{st(i,s)}^0$  Valor en MWh de la transacción de servicios de CVT  $i$ , segmento  $s$ .

- Formulación para los contratos firmes

Este modelo debe considerar darle la mayor prioridad a la parte compradora, con respecto a la entrega de energía, únicamente limitado por restricciones técnicas en la RTR y criterios de calidad, seguridad y desempeño.

- La siguiente es la formulación con restricción de atención a la energía requerida de retiro:

$$FO_1 = - \sum_{i \in \text{Firmes}} \rho * P_{firme\_cortada(i)}, \forall P_{firme\_req(i)} \neq 0$$

$$P_{firme\_cortada(i)} \leq P_{firme\_req(i)}$$

Donde:

$FO_1$  Componente de contrato firme (firmeza de oferta).

$P_{firme\_cortada(i)}$  Variable que controla la desatención de la energía requerida por el comprador del contrato firme.

$P_{firme\_req(i)}$  Valor mínimo requerido en MWh a ser retirado en el nodo, para la transacción del contrato firme.

**$\rho$**  Es el peso asociado a la variable para controlar la desatención de la energía requerida por el comprador del contrato firme. El valor debe ser al menos la oferta mas alta de retiro para garantizar al máximo el suministro de energía requerida.

- Asignación de energía a los contratos firmes:

Siempre que:

$P_{\text{firme\_cortada}(i)} \neq 0$ , debe procederse a reducir las cantidades de energía requerida de cada uno de los contratos firmes afectados por cualquier restricción de transmisión, esto debe hacerse de forma proporcional a la cantidad de energía de cada contrato:

$$T_{\text{cf}(i)}^{\text{asignada}} = F_{\text{cf}(i)}^{\text{disponible}} * \frac{T_{\text{cf}(i)}^{\text{requerida}}}{\sum T_{\text{cf}(i)}^{\text{requerida}}}$$

Donde:

**$T_{\text{cf}(i)}^{\text{asignada}}$**  Capacidad de transmisión asignada a cada uno de los contratos firmes afectados.

**$T_{\text{cf}(i)}^{\text{requerida}}$**  =  $[S_{ij}^{fz}] * P_{\text{cf}(i)}^{\text{requerida}}$  = Capacidad de transmisión requerida del contrato firme afectado.

**$[S_{ij}^{fz}]$**  Vector de sensibilidad del flujo en la línea ij afectada por la restricción de transmisión.

$P_{cf(i)}^{requerida}$  Energía requerida por la parte compradora del contrato firme.

$\sum T_{cf(i)}^{requerida}$  Capacidad de transmisión total requerida por todos los contratos firmes afectados.

### 3.2.2.2.5. Desviaciones al predespacho regional

El EOR juntamente con cada operador de sistema y de mercado supervisa en tiempo real la operación de la RTR, administra los recursos a su alcance a través de los agentes con el objetivo de controlar las desviaciones con respecto a las transacciones programadas para cada período de mercado en el predespacho regional.

Es permitido para cada período de mercado un margen de desviación asociado al cambio gradual que represente la programación de cada período, aun así estos cambios deben efectuarse 5 minutos antes y después de la finalización de cada período.

De acuerdo con la magnitud y sus características las desviaciones pueden considerarse como:

- Desviaciones normales: son variaciones de inyección o retiros de energía, causadas por cualquier evento en el interior de las áreas de control o por acciones tomadas por parte del EOR y los operadores de sistema, con el fin de preservar la seguridad del sistema; estas desviaciones son controlables por la regulación primaria y secundaria del MER y no causan que los sistemas entren en operación de alerta, es el EOR quien luego de la operación dictamina estas desviaciones.



- Desviaciones significativas autorizadas: estas desviaciones con respecto a las transacciones programadas son causadas por órdenes de operación provenientes del EOR y en coordinación con el operador del sistema de cada área, pueden deberse a que alguna inyección o retiro de energía hace operar algún sistema en estado de alerta o comprometa la calidad del servicio, siendo así es el EOR quien debe emitir un redespacho o apartar temporalmente la transacción que causa tal estado.
- Desviaciones significativas no autorizadas: estos cambios en la programación son debidos a fallas de cualquier tipo exceptuando las fallas en el sistema de transmisión, en general corresponden a desviaciones sin instrucción alguna del EOR o del operador de sistema de cada área.
- Desviaciones graves: son todas aquellas transacciones originadas en estado de emergencia, incluyendo las originadas por fallas en transmisión, durante los cuales las inyecciones y retiros reales varían mas allá de cualquier transacción programada en el MER, violándose los niveles de seguridad regionales y sin que los mismo puedan ser restituidos con la reserva de regulación primaria y secundaria, en cuyo caso cada operador de sistema y/o de mercado debe proceder a mantener estable la operación de su propio sistema y en la medida de los posible prestar respaldo al sistema afectado.

El EOR será el encargado de procesar la repogramación para las transacciones diarias por cualquier redespacho solicitado por los operadores de mercado y/o de sistema, e incluso por el mismo EOR, pudiendo tener los siguientes causales:

- Cambios topológicos en la RTR, debidamente justificados.
- Pérdida de recursos de generación.
- Cambios significativos en la demanda.
- Condiciones de emergencia nacional.
- Violaciones de requisitos de reserva regional de regulación secundaria de frecuencia.
- Cambios requeridos como parte de la validación eléctrica efectuada por el EOR.
- Falta o insuficiencia de garantías de los agentes participantes.

### **3.2.2.3. Red de Transmisión Regional (RTR)**

La Red de Transmisión Regional o RTR, esta conformada por las líneas de transmisión que operan con cualquiera de los dos voltajes mas altos de cada país y que está dentro del territorio de cualquiera de los 6 países miembros. Las líneas pertenecientes a la RTR son tema de discusión año con año, pues un estudio de flujos y los registros históricos de la preponderancia del flujo de potencia determina qué líneas son parte de la transmisión principal regional, además del proyecto de la línea SIEPAC que se supone es el sistema principal del flujo de potencia.

La línea SIEPAC es el primer sistema de transmisión regional constituido por las siguientes líneas de transmisión de 230 kilo voltios de circuito sencillo, con torres con previsión para doble circuito, exceptuando ciertos tramos.

Tabla I. **Líneas de transmisión constituyentes del proyecto SIEPAC**

<b>País</b>	<b>Tramo</b>	<b>Longitud aproximada (km)</b>	<b>Longitud aproximada por país (km)</b>
Guatemala	Guate Este – Frontera El Salvador	96	281
	Guate Norte – Panaluya	106	
	Panaluya – Frontera Honduras	74	
El Salvador	Frontera Guatemala – Ahuachapán	19	286
	Ahuachapán – Nejapa. Doble Circuito	89	
	Nejapa – 15 Septiembre. Doble Circuito	85	
	15 Septiembre - Frontera Honduras	93	
Honduras	Frontera El Salvador – Agua Caliente	54	270
	Agua Caliente – Frontera Nicaragua	61	
	Torre “T” - Río Lindo. Doble Circuito	14	
	Río Lindo – Frontera Guatemala	141	
Nicaragua	Frontera Honduras – P. Nicaragua	122	310
	P. Nicaragua – Ticuantepe	63	
	Ticuantepe – Frontera Costa Rica	125	
Costa Rica	Frontera Nicaragua – Cañas	130	493
	Cañas – Parrita	159	
	Parrita – Palmar Norte	130	
	Palmar Norte – Río Claro	51	
	Río Claro – Frontera Panama	23	
Panamá	Frontera Costa Rica – Veladero	150	150
<b>TOTAL</b>			<b>1 790</b>

Fuente: CRIE, *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional*, Anexo I. p. 49.

Tabla II. **Bahías en las subestaciones pertenecientes al proyecto SIEPAC**

País	Subestación	Conexión a	Bahías	Total por país
Guatemala	Guate Este	Ahuachapán	1	4
	Guate Norte	Panaluya	1	
	Panaluya	Guate Norte	1	
	Panaluya	Río Lindo	1	
El Salvador	Ahuachapán	Guate Este	1	6
	Ahuachapán	Nejapa	1	
	Nejapa	Ahuachapán	1	
	Nejapa	15 Septiembre	1	
	15 Septiembre	Nejapa	1	
	15 Septiembre	Agua Caliente	1	
Honduras	Agua Caliente	15 Septiembre	1	5
	Agua Caliente	P. Nicaragua	1	
	Río Lindo	Panaluya	1	
	Río Lindo	El Cajón	1	
	Río Lindo	Suyapa	1	
Nicaragua	P. Nicaragua	Agua Caliente	1	4
	P. Nicaragua	Ticuantepe	1	
	Ticuantepe	P. Nicaragua	1	
	Ticuantepe	Cañas	1	
Costa Rica	Cañas	Ticuantepe	1	8
	Cañas	Parrita	1	
	Parrita	Cañas	1	
	Parrita	Palmar Norte	1	
	Palmar Norte	Parrita	1	
	Palmar Norte	Río Claro	1	
	Río Claro	Palmar Norte	1	
	Río Claro	Veladero	1	
Panamá	Veladero	Río Claro	1	1
<b>TOTAL</b>				<b>28</b>

Fuente: CRIE, *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional*, Anexo I. p. 50.

La línea SIEPAC cuyos activos pertenecen al accionista de la EPR en cada país está equipada con un conductor 1024,5 Mil Circular Mils, *Aluminium Conductor Alloy Reinforced*; 519,1 milímetros cuadrados, cada estructura

dispone de dos cables de guarda, uno de alumoweld 7 No. 8 de 58,56 milímetros cuadrados y otro con OPGW de 36 fibras, 12 fibras monomodo estándar y 24 de dispersión desplazada.

El Proyecto SIEPAC tiene dos objetivos principales; siendo el primero apoyar la formación y consolidación progresiva de un Mercado Eléctrico Regional (MER) mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que facilite la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica; y segundo establecer la infraestructura de interconexión eléctrica (líneas de transmisión, equipos de compensación y subestaciones) que permita los intercambios de energía eléctrica entre los participantes del MER.

Figura 14. Primer sistema de transmisión regional, línea SIEPAC



Fuente: <http://www.enteoperador.org/archivos/document/LINEA-SIEPAC30042014.pdf>. Consulta 6 de mayo 2014.

## **4. IMPACTOS EN EL DESPACHO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE GUATEMALA MIGRANDO DESDE EL RTMER HACIA EL RMER**

Para la evaluación de los impactos en Guatemala con la migración desde el RTMER hacia el RMER en esta tesis se analizarán los principales procesos y resultados involucrados con la programación diaria de energía, la operación en tiempo real y los informes de posdespacho con el mercado eléctrico regional.

### **4.1. Implicaciones y discusiones bajo la operación del RMER**

Según lo plasmado en el anterior capítulo, el RMER implica cambios en los procesos diarios de elaboración del programa de despacho diario de energía en Guatemala, una implicación particular es que el RMER dice que cada mercado nacional debe realizar un predespacho nacional de acuerdo con las reglas de cada país, pero sin considerar importaciones y exportaciones de energía en su área de control y luego reportar el predespacho nacional ante el EOR para que se ejecute una optimización del predespacho regional con base en ofertas de inyección y retiro en el Mercado de Contratos Regional y el Mercado de Oportunidad Regional.

Esto entra en discusión con el proceso del predespacho nacional de Guatemala, puesto que el RMER no hace énfasis en que estas importaciones y exportaciones de energía que no deben considerarse en los predespachos son únicamente con los países miembros del MER.

Puesto que particularmente en el caso de Guatemala, existe una interconexión como fuente de generación que no pertenece al SER pero que está habilitada comercialmente y que diariamente está a disposición del despacho energético guatemalteco, como lo es la interconexión en 400 kilo voltios con México, por medio de la subestación de transformación Los Brillantes 400/230 kilo voltios 225 mega volt-amperios según lo estipula el Convenio Maestro AMM-CFE; es actualmente considerada en el proceso diario de despacho de energía como una generación más, es decir que se programa para el despacho de energía, según su costo variable, que es a la vez afectado por su factor de pérdida nodal obteniendo su precio por banda horaria.

Como segundo tema discutido respecto de esta estipulación del RMER y quizá más importante que la anterior, está el tema de las exportaciones e importaciones de energía entre las distintas áreas de control pertenecientes al SER. Según el RMER cada operador de mercado y/o de sistema debe abastecer prioritariamente su demanda nacional proyectada en sus predespachos, mientras que las importaciones y exportaciones en su área de control deben quedar fuera del predespacho nacional que elabora cada operador de mercado y/o de sistema.

Bien, en Guatemala un día antes de la operación se lleva a cabo la elaboración del programa de despacho diario con criterio económico y con base en costos auditados de generación para el abastecimiento de las proyecciones de demandas horarias, tomando en cuenta el modelo de la red de transmisión el costo de producción de una central se ve afectado por un factor de pérdida nodal que refleja el aporte neto de potencia que puede entregar la central en el nodo de referencia, obteniendo así un nuevo precio para cada central.



Con la proyección de demanda y la elaboración de listas de mérito económico, se estiman qué unidades serán convocadas para el día de operación y todo excedente de demanda no prevista o contingencia de las unidades convocadas que se presente en la operación en tiempo real representa a su vez un incremento en el precio a pagar por la generación extra necesaria.

Si el predespacho nacional que Guatemala presenta ante el EOR se realiza sin tomar en cuenta ninguna proyección de exportación de energía por relaciones contractuales hacia el MER, entonces dado que el RMER también implica presentar diariamente ante el EOR las transacciones por contratos y las ofertas de oportunidad de inyección de todas aquellas unidades que no hayan sido convocadas inicialmente en el predespacho nacional; éstas últimas se ofertarán con un precio por arriba del precio de oportunidad del despacho nacional guatemalteco, pero este precio no refleja el gasto en que se hace incurrir al sistema debido a la exportación por contratos.

Cabe mencionar que la herramienta para cubrir los posibles aumentos de demanda interna del país en la operación en tiempo real, es la solicitud de redespachos de los respectivos operadores de sistema y/o de mercado, mencionando que las transacciones definitivas por contratos quedan plasmadas en el predespacho regional que realiza el EOR.

Hasta la fecha los únicos contratos por compra y venta de energía que han celebrado los agentes guatemaltecos en el MER son los de tipo no firmes físicos flexibles, los cuales no garantizan un suministro de energía al comprador, sin embargo, la mayor parte de exportación de energía desde Guatemala hacia el MER que se ha efectuado desde el inicio del RMER es por concepto de éstos contratos que hasta la operación del 28 de marzo de 2014 no

se habían flexibilizado, lo cual indica que las transacciones por contratos se convierten en un suministro de energía que se ve como un flujo físico desde Guatemala hacia el SER más otro aporte de inyecciones de energía producto del despacho en el Mercado de Oportunidad Regional.

El flujo neto de energía se puede observar y analizar en el programa de despacho diario que publica AMM en Guatemala antes de las 19:00 horas de cada día, como la cantidad de energía de intercambio; consolidando los flujos horarios de todas las interconexiones de Guatemala con el MER bajo la columna SER-I (Sistema Eléctrico Regional – Interconexión) de ese mismo programa.

Se espera que la operación en tiempo real se apegue lo mejor posible a lo dictado en el programa y en teoría todo sobrecosto que la exportación haga incurrir al sistema debe ser cargado al agente cuyo contrato regional se cumpla con la exportación, este a su vez resuelve con su contraparte compradora en la región centroamericana lo que su relación contractual dicte, sin embargo de no incluir en este proceso los costos necesarios para la exportación de energía, esto si representa un riesgo para el consumo y facturación de energía eléctrica en Guatemala, ya que todo aumento en la demanda tendría que cubrirse con generación cuyo precio estaría por encima de los precios exantes a los cuales fueron ofertadas y predespachadas las ofertas de exportación al MER.

Puesto que el RMER implica que diariamente se fijen los precios exante en los nodos de interconexión, y son estos precios los que se toman como referencia para la liquidación de las transacciones programadas y de los desvíos de potencia a excepción de los desvíos graves y considerando además que la única forma de actualizar los precios exantes es por la solicitud de un redespacho regional que a su vez implica una considerable ventana de tiempo

para ser puesto en operación y durante esta ventana de tiempo el sistema se operará a los precios establecidos inicialmente.

Esto indica que en ese período de tiempo se comprará energía destinada a cubrir los eventuales aumentos de demanda nacional a un precio mayor que el precio ofertado al MER.

La razón por la cual el RMER estipula no incluir en los predespachos nacionales las importaciones y exportaciones de energía, es que pretende darle mayor dinamismo al Mercado de Oportunidad Regional pues así las ofertas de inyección hechas al MER tendrían un menor precio y los cargos variables de transmisión o CVT aumentarían sobrepasando en la mayoría de los casos a las ofertas por el pago máximo de transporte que todas las transacciones por contratos deben tener ya sea por el receptor o el inyector, por lo cual muchas de éstas transacciones por contratos se verían limitadas al momento de no flexibilizarse y el Mercado de Oportunidad Regional tendría cierta prioridad sobre el Mercado de Contratos Regional.

Esto tiene lógica, desde el punto de vista de la optimización de recursos, ya que como el RMER lo dice claramente, en el libro I de los aspectos generales, “Las transacciones en el Mercado de Oportunidad Regional son producto de un predespacho regional y de la operación en tiempo real y son las que posibilitan la optimización del despacho regional<sup>14</sup>”; pero esto es cierto, si y solo si, se hacen también ofertas de flexibilidad asociadas a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles.

Ciertamente los riesgos que se describieron con anterioridad son para un país que presenta varias ofertas de inyección o ventas de energía al MER y

---

<sup>14</sup> CRIE. *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional*. Libro I. p. 17

muy bajas o ninguna oferta de retiro o compra, ya que las ofertas de inyección que realizan los demás países aun no tienen un precio más favorable que la generación que pueda arrancarse internamente en Guatemala, dicho de otro modo nadie vende aún a menor precio.

El principal impedimento para que la optimización de las ofertas de oportunidad a nivel regional se lleve a cabo de la mejor manera, es que la competitividad a nivel regional aun no alcanza un nivel óptimo para que el RMER se aplique como la teoría lo dicta, quizá otro tema de análisis futuro pueda ser un estudio sobre el crecimiento o desarrollo de la competitividad de agentes generadores a nivel regional.

Sin embargo, priorizando las transacciones por contratos regionales sobre las transacciones en el mercado de oportunidad regional, puede también optimizarse los recursos energéticos al menos para Guatemala, ya que una elaboración del predespacho con la inclusión de exportaciones si reflejará en las ofertas de oportunidad el precio de despachar las exportaciones por contratos siempre que estos no se flexibilicen.

Internamente se dará una optimización ya que la convocación de las unidades para el despacho tanto en la programación como en el tiempo real, es por orden de mérito, es decir que siempre se tendrá la opción más económica y a la vez se ofrecerá a los habitantes del resto de la región un suministro optimizado de generación, como lo dicta el objetivo del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, así los agentes titulares de los contratos de exportación no necesitan encender sus propias unidades en caso de ser muy costosas, más bien comprar la energía a los últimos generadores encendidos según la lista de mérito, los cuales seguramente estarían aportando energía para el abastecimiento de la exportación.

De este modo los precios de las ofertas de oportunidad serán mayores, por lo que mayores serán los precios exantes y menores los CVT, y así se disminuye el riesgo de no despachar las transacciones por contratos para Guatemala.

Después de todo, la gradualidad es uno de los principios del RMER y el Tratado Marco, a medida que se incentive y desarrolle la competitividad a nivel regional, la optimización en el Mercado de Oportunidad Regional será mayor, como pretende el RMER.

#### **4.2. Despacho de energía eléctrica nacional y regional durante la estación lluviosa en Guatemala**

El 31 de mayo de 2013 por primera vez se programaron todas las operaciones para el día siguiente en el sistema regional con el nuevo Reglamento del Mercado Eléctrico Regional y desde entonces hasta la fecha todas las operaciones se han efectuado bajo las normas de cada país miembro pero respetando las directrices contenidas en dicho reglamento.

Coincidentemente el inicio de vigencia de este reglamento fue muy cercano al inicio de la estación lluviosa en el territorio guatemalteco, al igual que con la finalización de las actividades de zafra eléctrica de los ingenios azucareros; que con la llegada del invierno generalmente se han quedado si el suficiente bagazo de caña para quemar y producir vapor en sus unidades generadoras; por lo que algunos optan por salir de línea toda la temporada con lluvia y realizar sus mantenimientos anuales; el resto adapta sus unidades con turbinas de vapor para pulverizar y quemar carbon como combustible en lugar del bagazo de caña subproducto del azúcar; la cual se entiende como su principal producto.

Es típico para el despacho de energía en Guatemala que para la época lluviosa o de invierno, la generación sea en su mayoría aporte de las tecnologías hidráulicas, debido a los altos caudales que se alcanzan en las cuencas que abastecen a las hidroeléctricas durante la mayoría de horas del día; aun así mas adelante se explican las razones de utilizar siempre un pequeño aporte de energía por generación térmica.

Si se toma en cuenta el comportamiento de la curva de demanda nacional, la cual oscila con valores entre 600 y 950 mega vatios únicamente para la demanda mínima comprendida de 00:00 a 05:59 horas y de 22:00 a 23:59 horas de cada día; la generación hidroeléctrica a plena carga en el invierno de Guatemala puede fácilmente alcanzar y abastecer estos valores de demanda.

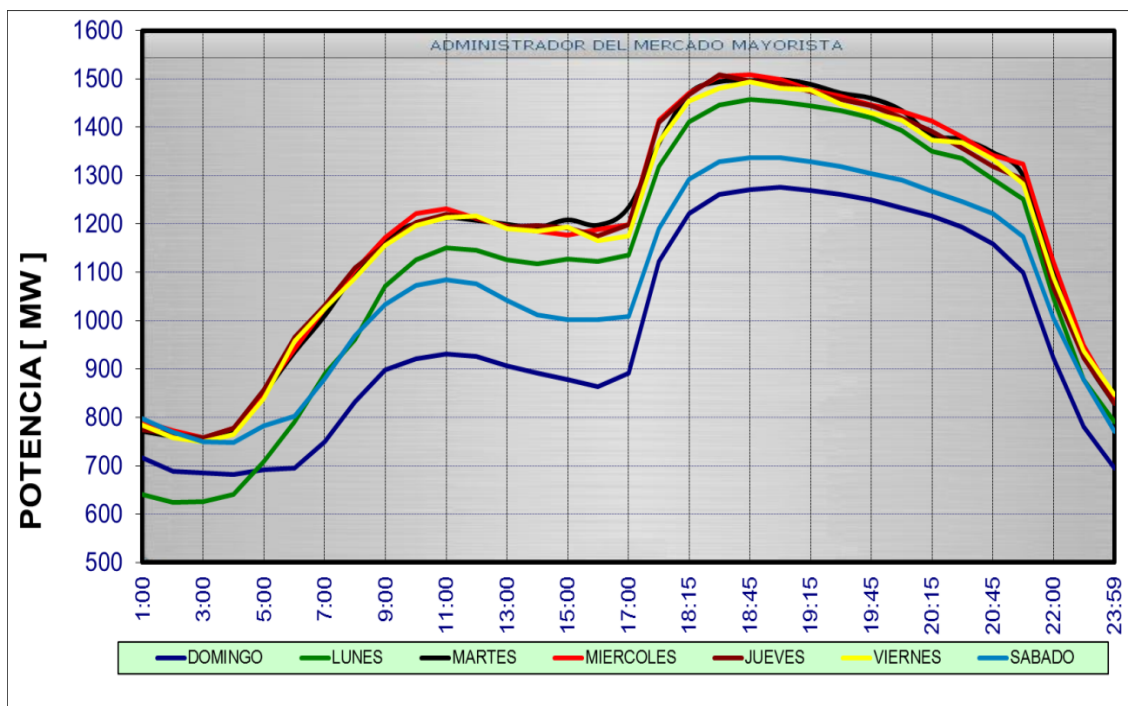
Es más, existen registros históricos anuales de la operación del sistema cuando la estación lluviosa coincide con la demanda mínima, presentando situaciones de rebalse o vertimiento en los embalses de las hidroeléctricas, la razón por la cual esta agua rebalsada no puede turbinarse y producir energía activa es que la demanda no lo requiere, ya que debe mantenerse estrictamente siempre el equilibrio entre la generación y la demanda.

A esta razón debe aunarse que en esas horas de demanda mínima no todas las unidades térmicas están fuera de línea, ya que algunas unidades con turbinas de vapor no pueden apagarse por completo y por ello se ven obligadas a bajar su valor de producción de energía hasta sus mínimos técnicos en donde la máquina opera con riesgo de sobrepresión de vapor y con muy baja eficiencia, comumente a este aporte se le conoce como generación base.

Solamente en la estación lluviosa se da esta situación con las unidades hidráulicas y las unidades con turbinas de vapor, y es que en las horas de

demanda media y máxima sí se hace necesario un pequeño aporte de energía de centrales térmicas, por no ser suficiente el máximo aporte de generación hidroeléctrica instalada hasta la fecha y es necesario abastecer ese aumento de demanda en las horas pico; pero ese aporte de generación de centrales térmicas puede resultar en un elevado costo operativo total del sistema, si se toma en cuenta que con el mayor aporte hidráulico se esperaría un costo operativo menor.

Figura 15. **Proyección de demanda para la semana 43 del año 2013**



Fuente: Administrador de Mercado Mayorista, programa semanal No. 43 del 2013.

Aquí se hace necesaria la toma de decisiones para la planificación de la operación del sistema y como primera opción está el recurrir a unidades con turbinas de vapor, para cubrir esos aumentos de demanda en la bandas de

media y de máxima demanda, que no son abastecidos por el aporte de generación hidroeléctrica.

Generalmente las centrales con turbinas de vapor pulverizan y queman carbón en dicha época para generar vapor e impulsar sus turbinas, esto resulta un costo de operación elevado en comparación con las unidades hidráulicas, pero muy bajo con respecto a las unidades térmicas con motores reciprocantes.

Es importante saber que las unidades con turbinas de vapor tienen un ciclo de trabajo en el cual deben operar con valores de producción mayores al 60 por ciento de su capacidad nominal, para alcanzar una eficiencia aceptable y no forzar a la unidad a trabajar en condiciones que puedan dañarla, es decir que tienen un valor mínimo de producción o mínimo técnico de operación.

Además estas unidades carecen de versatilidad de operación, es decir que su valor producción no puede alterarse en un corto tiempo, necesitando grandes períodos de tiempo para subir o bajar generación y aun mayores períodos de tiempo para entrar o salir de línea, llegando hasta rampas de 1 a 3 días por arranques en frío; lo que hace que operen cerca de su capacidad nominal en las bandas de media y máxima demanda, pero a su mínimo técnico en la demanda mínima.

Esta situación lleva a que en la banda de mínima demanda se opere una Generación Forzada por Restricciones de Arranque y Parada, según las normativas vigentes en Guatemala, toda generación forzada tiene un costo de producción mayor al precio de oportunidad de la energía para el período de mercado en mención.



La otra opción es prescindir de algunas de las unidades con turbinas de vapor y aprovechar la versatilidad de operación de las unidades con motores reciprocantes, eliminando así la generación forzada de las turbinas de vapor en las horas de demanda mínima, utilizando el potencial máximo de las hidroeléctricas y la disponibilidad de las unidades con motores reciprocantes como la demanda lo requiera para las bandas de media y máxima demanda.

Sin embargo los problemas que representa esta segunda opción, son los altos costos de producción que oscilarán según los precios internacionales del barril de bunker o diésel en su defecto, que se adquirieron por cada agente generador, comparados con los costos relativamente bajos del carbón; además de necesitar de la mayor parte de centrales instaladas con estas unidades, ya que por lo general en Guatemala los motores reciprocantes no son mayores de 10 megavatios como máxima capacidad nominal por unidad.

Para resolver este debate y prescindir en la medida de lo posible del criterio personal que puede someterse a discusión, el ingeniero encargado de la programación de despacho se auxilia de un programa de cómputo capaz de encontrar la programación óptima, la de menor costo operativo (económico) y que asegure el abastecimiento de demanda del sistema nacional guatemalteco.

Para tal efecto el despacho de energía en Guatemala utiliza como herramienta de cómputo un modelo matemático “NCP o Nuevo Corto Plazo<sup>15</sup>”, éste es un software optimizador de despacho económico, derivado en un proceso determinístico con horizontes de operación de 168 períodos (programación semanal) y 24 períodos (programación diaria). El NCP resuelve un problema de programación lineal-entera con el objetivo de determinar el

---

15

[http://www.psrinc.com.br/portal/psr\\_es/servicos/modelos\\_de\\_apoio\\_a\\_decisao/studio\\_opera/ncp/index.html](http://www.psrinc.com.br/portal/psr_es/servicos/modelos_de_apoio_a_decisao/studio_opera/ncp/index.html). Consulta: 10 de mayo 2014.

despacho óptimo de mínimo costo para un sistema eléctrico compuesto por plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, también llamado despacho de energía acoplado en el tiempo o despacho hidrotérmico.

En octubre de 2013, establecida plenamente la estación lluviosa al menos en el territorio guatemalteco, según la planificación semanal se optó por complementar el despacho de centrales hidroeléctricas, con unidades de turbinas de vapor, restando participación a los motores recíprocos.

Recordando que uno de los objetivos es disminuir el costo operativo del sistema, lo que eventualmente conlleva a disminuir los precios de oportunidad de la energía para el territorio nacional, a continuación se exponen los resultados de la programación del despacho económico y concluyendo con los efectos que tuvo esta operación bajo el RMER, para la semana 43 comprendida del 20 al 26 de octubre 2013, los pronósticos de demanda para la programación semanal fueron los siguientes:

Tabla III. Pronósticos de demanda para la semana 43 del 2013

PRONÓSTICO DE DEMANDA DE POTENCIA [MW]							
		20-oct-2013	AL	26-oct-2013			
HORA (Final)	dom 20	lun 21	mar 22	mié 23	jue 24	vie 25	sáb 26
1:00	716	641	771	793	775	784	798
2:00	689	623	761	772	766	757	769
3:00	685	626	753	758	758	750	750
4:00	682	641	774	777	778	765	748
5:00	692	708	849	851	856	839	782
6:00	694	790	934	941	966	958	802
7:00	749	890	1010	1026	1032	1025	880
8:00	832	960	1098	1104	1109	1088	970
9:00	899	1071	1168	1172	1157	1155	1033
10:00	921	1126	1201	1221	1203	1196	1073
11:00	931	1151	1213	1231	1220	1213	1084
12:00	925	1146	1207	1211	1212	1216	1077
13:00	907	1126	1199	1195	1194	1191	1041
14:00	892	1117	1192	1185	1197	1185	1012
15:00	878	1128	1209	1178	1192	1193	1002
16:00	864	1122	1197	1189	1176	1165	1001
17:00	892	1136	1234	1198	1198	1175	1008
18:00	1123	1318	1366	1414	1409	1370	1190
18:15	1221	1411	1469	1470	1467	1454	1292
18:30	1261	1446	1494	1505	1508	1481	1328
18:45	1270	1458	1496	1508	1496	1493	1337
19:00	1276	1453	1499	1498	1490	1481	1337
19:15	1268	1444	1489	1477	1473	1477	1328
19:30	1260	1435	1470	1463	1457	1447	1319
19:45	1249	1420	1460	1445	1444	1430	1304
20:00	1233	1393	1435	1432	1420	1414	1290
20:15	1216	1351	1384	1413	1391	1374	1267
20:30	1194	1336	1375	1380	1357	1368	1247
20:45	1158	1293	1348	1342	1319	1334	1221
21:00	1100	1252	1300	1324	1293	1283	1174
22:00	923	1047	1105	1123	1069	1089	1005
23:00	781	878	930	949	923	937	879
23:59	695	792	828	839	829	847	771
<b>ENERGÍA [MWh]</b>	<b>21048</b>	<b>24210</b>	<b>26305</b>	<b>26441</b>	<b>26297</b>	<b>26156</b>	<b>23535</b>
<b>MÁXIMA</b>	<b>1276</b>	<b>1458</b>	<b>1499</b>	<b>1508</b>	<b>1508</b>	<b>1493</b>	<b>1337</b>

Fuente: Administrador de Mercado Mayorista, Programa de despacho semanal 43, 2013.

Para cada uno de los días con las demandas proyectadas según la tabla III se elaboró una programación diaria de despacho y los resultados del POE proyectado horario para cada día se muestran a continuación:

Tabla IV. Precios de oportunidad de la energía para la semana 43 del 2013, según programas de despacho diario

		SEMANA 43, del domingo 20 al sábado 26 de octubre 2013													
		Resumen del Precio de Oportunidad de Energía según programas de despacho diario													
		20/10/2013		21/10/2013		22/10/2013		23/10/2013		24/10/2013		25/10/2013		26/10/2013	
DE	A:	(US \$/MWh)	CENTRAL	(US \$/MWh)	CENTRAL	(US \$/MWh)	CENTRAL	(US \$/MWh)	CENTRAL	(US \$/MWh)	CENTRAL	(US \$/MWh)	CENTRAL	(US \$/MWh)	CENTRAL
00:00	01:00	11,17	PVE-H	10,27	REC-H	15,44	MTZ-H	16,37	MTO-H	12,23	PNA-H	18,30	LES-H	15,75	PVI-H
01:00	02:00	10,66	AGU-H	10,27	REC-H	12,17	PNA-H	16,37	MTO-H	12,23	PNA-H	18,30	LES-H	15,75	PVI-H
02:00	03:00	10,66	AGU-H	10,27	REC-H	12,17	PNA-H	16,37	MTO-H	12,23	PNA-H	18,30	LES-H	11,45	CAN-H
03:00	04:00	10,66	AGU-H	10,27	REC-H	12,17	PNA-H	16,37	MTO-H	12,23	PNA-H	22,51	SAL-H	11,45	CAN-H
04:00	05:00	10,67	AGU-H	10,67	AGU-H	22,55	SAL-H	68,38	LPA-C	15,48	MTZ-H	22,51	SAL-H	15,75	PVI-H
05:00	06:00	10,66	AGU-H	11,38	CAN-H	76,37	SJO-C	76,27	SJO-C	17,85	LES-H	68,41	LPA-C	15,75	PVI-H
06:00	07:00	11,18	PVE-H	15,73	PVI-H	141,36	GEN-B3	91,68	LLI-C	18,18	LES-H	76,50	SJO-C	16,76	CHO-H
07:00	08:00	16,16	SIS-H	22,53	SAL-H	141,36	GEN-B3	99,78	ECOE	77,19	SJO-C	107,18	ECOE	19,24	STS-H
08:00	09:00	37,72	ECOE	65,99	ECOE	146,50	TDL-B3	108,77	GEN-B1	86,60	ECOE	107,18	ECOE	21,52	HLP-H
09:00	10:00	37,72	ECOE	68,52	LPA-C	141,36	GEN-B3	148,49	PWT-B	86,60	ECOE	107,18	ECOE	17,73	LES-H
10:00	11:00	37,72	ECOE	65,99	ECOE	141,36	GEN-B3	148,49	PWT-B	86,60	ECOE	107,18	ECOE	16,74	MTO-H
11:00	12:00	37,73	ECOE	65,99	ECOE	141,36	GEN-B3	148,49	PWT-B	86,60	ECOE	107,18	ECOE	19,24	STS-H
12:00	13:00	37,73	ECOE	65,99	ECOE	141,36	GEN-B3	122,39	GEN-B2	86,60	ECOE	107,18	ECOE	76,38	SJO-C
13:00	14:00	37,73	ECOE	76,42	SJO-C	88,04	ECOE	108,77	GEN-B1	86,60	ECOE	107,18	ECOE	68,52	LPA-C
14:00	15:00	37,73	ECOE	76,42	SJO-C	88,04	ECOE	108,77	GEN-B1	86,60	ECOE	107,18	ECOE	68,52	LPA-C
15:00	16:00	37,73	ECOE	68,52	LPA-C	91,66	LLI-C	122,39	GEN-B2	86,60	ECOE	107,18	ECOE	76,38	SJO-C
16:00	17:00	37,73	ECOE	76,42	SJO-C	141,36	GEN-B3	148,49	PWT-B	86,60	ECOE	107,18	ECOE	86,79	ECOE
17:00	18:00	37,73	ECOE	147,91	PWT-B	149,57	PWT-B	149,83	ARI-O	150,94	ARI-O	148,07	PWT-B	86,79	ECOE
18:00	19:00	129,59	GEN-B3	149,87	ARI-O	151,46	ARI-O	155,62	LPA-B	151,92	ARI-O	150,68	ARI-O	147,01	PWT-B
19:00	20:00	129,59	GEN-B3	149,87	ARI-O	151,46	ARI-O	152,77	GGO-B	151,92	ARI-O	150,68	ARI-O	147,01	PWT-B
20:00	21:00	142,07	GEN-B4	149,87	ARI-O	151,46	ARI-O	152,77	GGO-B	151,92	ARI-O	150,68	ARI-O	147,01	PWT-B
21:00	22:00	68,40	LPA-C	138,85	GEN-B4	148,83	PWT-B	135,55	GEN-B4	124,05	GEN-B3	124,12	GEN-B3	76,29	SJO-C
22:00	23:00	12,68	REN-H	14,14	SMA-H	17,76	LES-H	68,38	LPA-C	15,74	PVI-H	18,40	STS-H	16,14	CHO-H
23:00	24:00	11,18	PVE-H	11,38	CAN-H	15,72	PVI-H	15,73	PVI-H	14,19	SMA-H	15,51	PVI-H	15,75	PVI-H

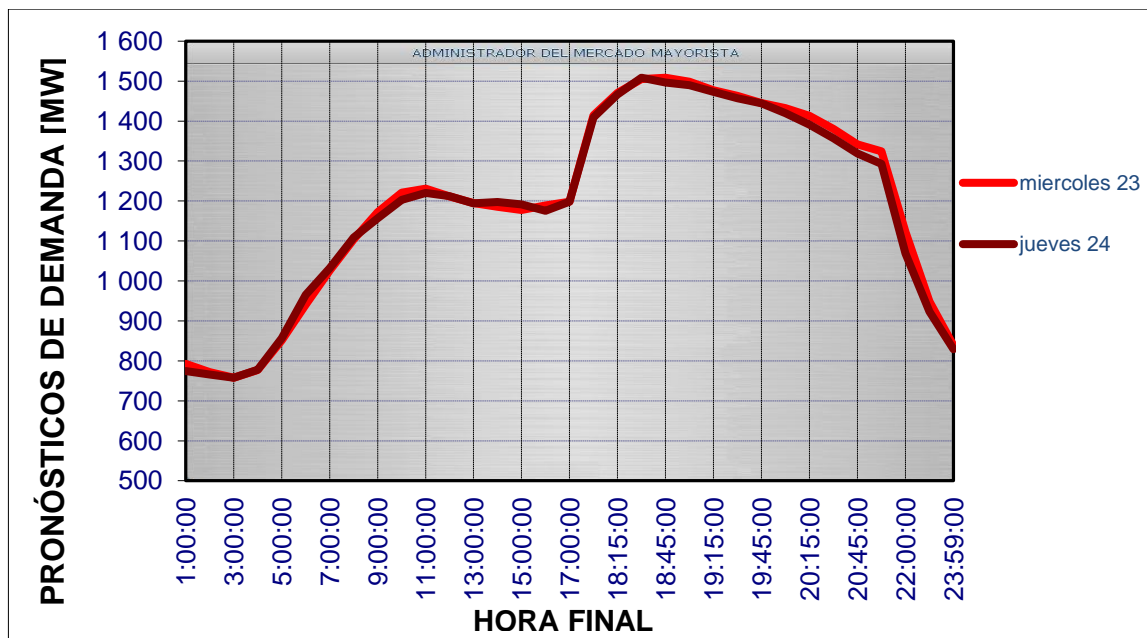
Fuente: AMM, programas de despacho diario, del 20 al 26 de octubre 2013.

En las tablas anteriores y como es tradicional en el despacho diario de energía de Guatemala las bandas de demanda se distinguen con colores y las unidades generadoras con nemotécnicos asociados, el listado de nemotécnicos y nombres de las unidades se puede encontrar en el apéndice de este informe; las horas de demanda mínima se encuentran sombreadas con color gris y tal

como puede observarse en la tabla IV los precios proyectados de la central que impondría el precio marginal corresponden a precios relativamente baratos por ser en su mayoría centrales hidroeléctricas.

Sin embargo es de notar que en las horas de demanda media (sombreadas de verde) y horas de demanda máxima (sombreadas de anaranjado) los precios de oportunidad de energía se elevan considerablemente, en la figura 15 se observa el comportamiento típico de la demanda de potencia pronosticada para los días miércoles 23 y jueves 24, en los cuales se estimó la mayor demanda de potencia para a la semana 43 del 2013.

Figura 16. **Proyección de demanda de los días 23 y 24 de octubre 2013**



Fuente: Administrador de Mercado Mayorista.

A continuación se observa el comportamiento de la curva de precios de oportunidad, los mismos se elevan considerablemente para las horas de demanda media y máxima de los días 23 y 24 de octubre 2013.

Figura 17. **Precios de oportunidad de la energía, de los días 23 y 24 de octubre 2013, según programas de despacho diario**



Fuente: Administrador de Mercado Mayorista

Esto es debido a que las centrales que estarían marginando en las horas de la demanda mínima son centrales hidroeléctricas cuyo precio es pequeño en

comparación con las centrales térmicas que marginarían en las bandas de demanda media y demanda máxima.

Hay que recordar que este comportamiento en la curva de precios es únicamente para la época lluviosa, puesto que el recurso hídrico es tanto que no todo puede almacenarse y es necesario generar todo lo que se pueda para evitar los posibles vertimientos en los embalses de las hidroeléctricas que serían a su vez un desperdicio del recurso.

Hasta la fecha y según los datos oficiales del Administrador de Mercado Mayorista, la máxima capacidad de generación hidráulica instalada en Guatemala alcanza los 951,927 megavatios<sup>16</sup>, siendo estos suficientes para abastecer a los valores de demanda banda mínima, siempre que la disponibilidad de agua en las cuencas les permita operar a plena carga; ya que los valores de la demanda en la banda mínima oscilan entre 623 megavatios y 900 megavatios, aproximadamente.

Siguiendo con la curva de carga horaria de Guatemala, la demanda comienza a subir aproximadamente desde las 6:00 horas, y así los niveles de generación hidroeléctrica son insuficientes para abastecer los valores de demanda media y máxima los cuales oscilan entre 1000 Megavatios y 1 500 Megavatios aproximadamente, es aquí donde un aporte de generación termica se hace necesario, es por eso que en la tabla IV, las unidades que impedirían el precio marginal serían unidades termicas con turbinas de vapor.

Pero como ya se explicó en el capítulo I de este trabajo de graduación y al inicio de este apartado, las unidades con turbinas de vapor deben permanecer encendidas con su mínimo aporte en horas de mínima demanda y con lo que

---

<sup>16</sup> Administrador de Mercado Mayorista, *Informe de Capacidad Instalada 2013*. p 1.

les sea requerido por el operador de sistema en horas de media y máxima demanda.

Hasta aquí, todo marcha bien y de acuerdo a lo que un operador de mercado y/o de sistema haría para garantizar un despacho de energía con criterio económico; es ahora el turno de analizar esta situación proyectada hacia el Mercado Eléctrico Regional en el que se pretende un despacho económico de energía para toda la región.

En el capítulo III de este trabajo de graduación se expusieron las obligaciones y compromisos de cada uno de los países miembros del Mercado Eléctrico Regional según el RMER, buscando siempre un despacho económico de energía regional, por lo anterior Guatemala y el resto de los países miembros deben realizar diariamente un predespacho nacional y presentarlo al EOR, así mismo deben presentar obligatoriamente las ofertas de oportunidad de inyección y retiro, recordando que es siempre con un día de anticipación al día de operación.

De modo que diariamente en el apilamiento diario de unidades que realiza Guatemala en orden de mérito económico en su predespacho nacional, se proyectan las unidades que se espera cubran la demanda pronosticada a cada hora, la unidad o central que se programa para cada hora con su operación a plena carga al menos durante quince minutos de esa hora y cuyo precio es el más alto del apilamiento es la que impone el precio de oportunidad de la energía, esto según la Norma de Coordinación Comercial No. 4 "Precio de Oportunidad de Energía"<sup>17</sup> y el resto de generación que no se espera utilizar se oferta al mercado regional; es decir que la generación más cara del país queda a disposición de la optimización que realiza EOR para toda la región.

---

<sup>17</sup> Administrado de Mercado Mayorista, *Norma de Coordinación Comercial No.4.*



La Norma de Coordinación Comercial No. 4 también dice que respecto a la determinación del precio de oportunidad de energía se considera lo siguiente: “Las unidades generadoras que se encuentren operando en régimen de transición, régimen de prueba o régimen forzado no participarán en la determinación del precio de oportunidad de energía”<sup>18</sup>.

Es así que durante la programación y operación de los escenarios del invierno de 2013 respetando las Normas de Coordinación Comercial; las centrales con restricciones por arranque y parada con turbinas de vapor permanecieron en línea y fue decisión de la planificación en el despacho de carga del Administrador de Mercado Mayorista, ya que se consideró que el costo operativo del sistema sería el mas económico.

Esto provocó una Generación Forzada por Arranque y Parada en las horas de demanda mínima y algunas horas de la demanda media durante esos días; esta generación de energía como las normas lo dictan no fue tomada en cuenta para el cálculo del precio de oportunidad de la energía en el programa de despacho, ni para la liquidación de las transacciones con el mercado regional luego de la operación diaria, la cual se espera siempre que tenga un precio de oportunidad de la energía muy cercano al programado; cumpliendo con lo exigido por el RMER las ofertas de oportunidad de inyección por generación no despachada y ofertas financieras por agentes con suficiente respaldo para las mismas se presentaron al EOR durante todo este período.

Diariamente se declaraban ofertas de oportunidad de inyección por generación no despachada a nivel nacional, las ofertas tenían precios desde los mas altos pertenecientes a las unidades térmicas que muy pocas veces son requeridas para el despacho de Guatemala, hasta ofertas de unidades

---

<sup>18</sup> Administrado de Mercado Mayorista, *Norma de Coordinación Comercial No.4*. p. 3.

hidroeléctricas con precios muy bajos correspondientes al costo de operación y mantenimiento de las mismas.

Los precios mas bajos resultaron muy atractivos para la demanda de los agentes extranjeros pertenecientes al MER, razón por la cual muchas de estas ofertas fueron despachadas en la optimización del predespacho regional y al mismo tiempo las que no eran despachadas directamente por el EOR suplían en el mercado de oportunidad nacional la demanda de exportación por relaciones contractuales en beneficio de un despacho financiero económico guatemalteco.

Con el RMER los precios ofertados en las inyecciones al Mercado de Oportunidad Regional terminan imponiendo los precios exantes en los nodos de enlace con el MER para Guatemala, y es la oferta de inyección predespachada mas cara la que determina el precio exante para cada nodo, según el predespacho regional de EOR.

Esta información se publica diariamente entre las 14:30 horas y las 17:00 horas en el predespacho regional y es el precio al cual se liquidan las transacciones en los nodos de enlace para Guatemala y según el RMER no cambian salvo la solicitud y proceso de un redespacho regional justificado.

Para el caso expuesto en este apartado (invierno de 2013), los precios de las inyecciones de energía ofertadas y despachadas hacia el MER provenientes de las hidroeléctricas contenían los costos de operación y mantenimiento de las centrales hidroeléctricas mas ciertos cargos mayoristas y fue el precio al cual la demanda extranjera estuvo comprando las inyecciones de energía provenientes de Guatemala; fueron precios bastante atractivos para el MER.

Si las proyecciones para la elaboración del predespacho nacional y regional concordaban con la operación en tiempo real, no habría ningún problema con el abastecimiento de la demanda nacional y las ofertas despachadas para la demanda regional, ya que cualquier desviación grave durante la operación en tiempo real se liquidaría según los precios ex - post alcanzados durante la misma, después de todo, esto si está contemplando en el RMER.

Mientras tanto, todos los períodos en el que las unidades con restricciones por arranque y parada operaron en régimen de generación forzada provocaron un costo diferencial que desde luego estuvo por encima del precio de oportunidad de la energía, que fue igual al costo variable de operación de la unidad multiplicado por el coeficiente representativo de la variación de eficiencia en función del nivel de carga asignado, multiplicado por el nivel de carga que efectivamente aportaron al sistema menos el precio de oportunidad de energía para cada período.

Entonces, este costo diferencial por generación forzada por arranque y parada que no pudo ser tomado para el cubrimiento de la exportación por relaciones contractuales con la demanda regional, debió ser cargado a alguien, y para ello la Norma de Coordinación Comercial No. 5, dice lo siguiente: “Los pagos de sobrecostos por generación forzada por restricciones de arranque y parada, o régimen transitorio de unidades generadoras, serán distribuidos entre los participantes consumidores en proporción a su demanda de energía en la hora que se produce dicha generación forzada”<sup>19</sup>.

Y ya que la norma específicamente estipula que dichos costos se cargan a los participantes consumidores, dichos consumidores constituyen la demanda

---

<sup>19</sup> Administrador de Mercado Mayorista, *Norma de Coordinación Comercial No. 5*. p. 4.

nacional de Guatemala, es decir los agentes distribuidores que a su vez sirven la energía a todos los sus usuarios, y para el caso los usuarios de los únicos 3 agentes distribuidores en Guatemala, es toda la población.

A simple vista, esto puede parecer un impacto negativo, pero esta condición de generación forzada por arranque y parada de las unidades puede darse en cada invierno o estación lluviosa y no es consecuencia de la operación bajo el RMER.

Sin embargo si es consecuencia del RMER la oportunidad de ofertar a la región la energía relativamente a bajo costo proveniente de las hidroeléctricas con mayor costo, que por falta de demanda no se proyectan despachadas a nivel nacional y que de no hacerlo existe el riesgo de terminar en un desperdicio de energía representado en los vertimiento de agua en los embalses de las hidroeléctricas tal y como sucedió en las horas de demanda mínima de la temporada lluvia del 2013, puesto que aún ofertando esta generación al MER no es garantía para evitar los vertimientos, ya que las ofertas pueden no despacharse.

Hay que resaltar además que Guatemala honró en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, pues con el despacho económico por medio de la optimización, se hizo una declaración honesta de ofertas de inyección optimizando así los recursos energéticos de Guatemala para la región e incentivando el crecimiento gradual de un sistema eléctrico regional de transacciones; competitivo, recíproco, no discriminatorio, de respeto, eficiente y de protección al medio ambiente.

#### **4.3. Despacho de energía eléctrica nacional y regional durante la estación seca en Guatemala**

Con el inicio de la estación seca decrecen los caudales en las cuencas de abastecimiento de las hidroeléctricas, por lo cual su producción de energía se ve limitada a los bajos caudales y a los niveles de embalse que logren alcanzar; inclusive algunas hidroeléctricas de embalse de regulación diaria presentan particularidades para poder embalsar agua y optimizar el recurso, ya que al no ser diseñadas con un caudal ecológico, no pueden cerrar sus compuertas y recuperar sus niveles máximos de operación, puesto que tienen aguas abajo que abastecer comunidades necesitadas de la misma cuenca y que desde luego deben atenderse; en conclusión el aporte de generación hidroeléctrica se ve bastante disminuido.

Además, hay que tener en cuenta que de manera casi paralela con la estación seca, desde la segunda semana de noviembre hasta aproximadamente la segunda semana de mayo del año siguiente, la mayoría de los ingenios azucareros se encuentran en actividad de zafra eléctrica, por lo cual en esta época hay necesariamente un aporte a la matriz energética de los co-generadores, se utiliza el término necesariamente ya que sus costos de generación son relativamente bajos y en particulares casos ciertas relaciones contractuales les obligan a algunas unidades a permanecer en línea por compras obligatorias de energía aun no siendo económicas.

Es en esta etapa del año, cuando los generadores de tecnologías térmicas hacen su mayor aporte de generación para el abastecimiento de la demanda, además de presentarse en los meses de febrero, marzo y abril los días con demandas más altas registradas en cada año estacional.

Recordando un poco el capítulo II de ésta tesis, en el que se describe el funcionamiento del mercado a término en Guatemala, la oferta firme eficiente utilizada como la cantidad de potencia que puede comprometerse en contratos es calculada cada año estacional a los generadores según su eficiencia precisamente para el día de máximo requerimiento de generación térmica en el año.

Generalmente el programa de despacho diario de energía para la demanda nacional durante la época mencionada realiza una optimización de los recursos de la siguiente manera, en horas de demanda mínima las unidades marginales son unidades térmicas ya sea con turbinas de vapor trabajando a plena carga y en caso de tener mayores proyecciones de demanda son las unidades con motores reciprocantes las que imponen el precio marginal, mientras que las hidroeléctricas aun con precios más económicos se encuentran fuera de línea y en algunos casos operando a mínimos técnicos por cuestiones del uso de su recurso aguas abajo.

Esto con el fin de almacenar agua en sus embalses de regulación diaria y liberar la energía potencial acumulada en horas de demanda media y máxima para transformar dicha energía potencial en energía cinética y luego de turbinarse, en energía eléctrica; con el objetivo de no requerir en estas horas más aporte térmico, pues de ser así el precio de oportunidad de la energía alcanzaría valores exageradamente altos.

A continuación se presentan las tablas de pronósticos de demanda para la semana 17 de 2014, del 20 al 26 de abril:

Tabla V. Pronósticos de demanda para la semana 17 del 2014

PRONÓSTICO DE DEMANDA DE POTENCIA [MW]							
20-abr-2014 AL 26-abr-2014							
HORA (Final)	dom 20	lun 21	mar 22	mié 23	jue 24	vie 25	sáb 26
1:00	674	615	812	816	826	824	840
2:00	619	591	797	797	803	806	808
3:00	607	591	794	792	806	805	795
4:00	614	611	806	805	825	822	802
5:00	625	683	881	896	900	899	833
6:00	602	764	1007	997	1018	1004	863
7:00	622	850	1072	1052	1075	1048	906
8:00	709	935	1133	1124	1116	1112	988
9:00	771	1027	1194	1175	1179	1197	1073
10:00	807	1100	1229	1210	1228	1246	1132
11:00	818	1152	1267	1245	1269	1272	1144
12:00	818	1166	1283	1251	1279	1261	1138
13:00	796	1137	1255	1242	1246	1235	1104
14:00	782	1155	1263	1235	1259	1252	1090
15:00	776	1158	1282	1246	1259	1273	1070
16:00	770	1152	1257	1237	1237	1236	1051
17:00	780	1121	1226	1203	1219	1216	1034
18:00	807	1122	1223	1215	1204	1205	1065
18:15	871	1168	1285	1258	1246	1276	1163
18:30	1010	1298	1391	1385	1357	1358	1307
18:45	1129	1433	1485	1460	1492	1476	1378
19:00	1155	1480	1526	1514	1521	1505	1408
19:15	1174	1495	1533	1527	1530	1514	1410
19:30	1172	1493	1524	1528	1523	1519	1414
19:45	1169	1489	1508	1523	1513	1508	1418
20:00	1159	1471	1493	1503	1498	1477	1404
20:15	1140	1447	1461	1484	1476	1467	1379
20:30	1114	1418	1435	1449	1450	1438	1360
20:45	1089	1379	1398	1433	1423	1410	1326
21:00	1066	1313	1348	1392	1390	1389	1293
22:00	921	1121	1190	1172	1184	1201	1145
23:00	787	970	995	973	1000	1035	981
23:59	677	844	877	876	887	924	867
ENERGIA [MWh]	18696	24087	27192	26923	27173	27206	24793
MÁXIMA	1174	1495	1533	1528	1530	1519	1418

Fuente: AMM, programa de despacho semanal 17, 2014.

Contrastando las proyecciones de la tabla V con los pronósticos de la tabla III, los niveles esperados de demanda son considerablemente más altos para la época seca, superando los 1 500 megavatios, a continuación se presenta la tabla indicativa de los precios de oportunidad de la energía de la semana 17 del 2014, del 20 al 26 de abril, según los programas de despacho diario.

Tabla VI. Precios de oportunidad de la energía durante la semana 17 del 2014, según programas de despacho diario

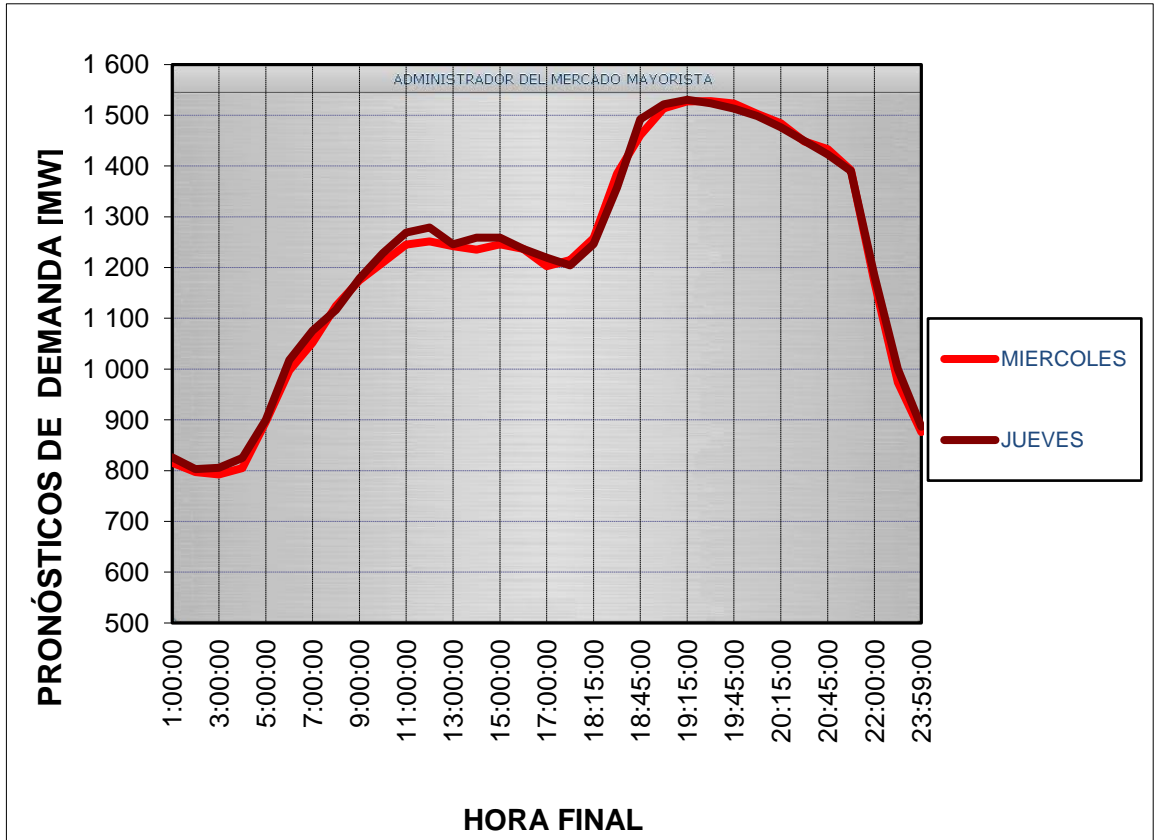
		SEMANA 17, del domingo 20 al sábado 26 de abril 2014													
		Resumen del Precio de Oportunidad de Energía según programas de despacho diario													
		20/04/2014		21/04/2014		22/04/2014		23/04/2014		24/04/2014		25/04/2014		26/04/2014	
DE:	A:	(US \$/MWh)	CENTRAL	(US \$/MWh)	CENTRAL	(US \$/MWh)	CENTRAL	(US \$/MWh)	CENTRAL	(US \$/MWh)	CENTRAL	(US \$/MWh)	CENTRAL	(US \$/MWh)	CENTRAL
00:00	01:00	122,56	JUR-H	145,26	PWT-B	133,75	GEN-B3	122,51	CHX-H	145,72	ARI-O	143,37	GEN-B4	145,95	ARI-O
01:00	02:00	91,73	LLI-C	129,51	GEN-B2	133,75	GEN-B3	122,51	CHX-H	145,72	ARI-O	131,98	GEN-B3	145,95	ARI-O
02:00	03:00	91,73	LLI-C	129,51	GEN-B2	133,75	GEN-B3	145,02	GEN-B4	145,72	ARI-O	143,37	GEN-B4	145,95	ARI-O
03:00	04:00	122,86	CHX-H	129,51	GEN-B2	133,75	GEN-B3	145,83	PWT-B	145,72	ARI-O	146,16	ARI-O	145,95	ARI-O
04:00	05:00	122,86	CHX-H	145,26	PWT-B	133,75	GEN-B3	145,83	PWT-B	145,72	ARI-O	143,37	GEN-B4	145,95	ARI-O
05:00	06:00	71,85	LPA-C	145,26	PWT-B	145,76	PWT-B	146,01	ARI-O	145,72	ARI-O	146,16	ARI-O	134,36	GEN-B3
06:00	07:00	122,90	CHX-H	146,44	ARI-O	146,44	PWT-B	146,28	ARI-O	146,27	ARI-O	147,59	ARI-O	133,81	GEN-B3
07:00	08:00	122,90	CHX-H	146,44	ARI-O	146,44	PWT-B	146,28	ARI-O	146,27	ARI-O	147,59	ARI-O	144,95	GEN-B4
08:00	09:00	141,61	GEN-B3	146,07	GEN-B4	122,87	CHX-H	146,28	ARI-O	146,27	ARI-O	147,59	ARI-O	123,24	CHX-H
09:00	10:00	145,40	PWT-B	122,93	CHX-H	122,87	CHX-H	129,13	GEN-B3	137,49	GEN-B4	124,00	CHX-H	133,81	GEN-B3
10:00	11:00	145,40	PWT-B	122,93	CHX-H	122,87	CHX-H	122,82	CHX-H	128,17	GEN-B3	124,00	CHX-H	123,24	CHX-H
11:00	12:00	141,61	GEN-B3	122,93	CHX-H	122,87	CHX-H	122,82	CHX-H	128,17	GEN-B3	137,95	GEN-B4	123,24	CHX-H
12:00	13:00	141,61	GEN-B3	122,93	CHX-H	122,87	CHX-H	129,13	GEN-B3	128,17	GEN-B3	137,95	GEN-B4	123,24	CHX-H
13:00	14:00	130,88	GEN-B2	122,93	CHX-H	122,87	CHX-H	138,14	GEN-B4	137,49	GEN-B4	147,59	ARI-O	144,95	GEN-B4
14:00	15:00	122,90	CHX-H	122,93	CHX-H	122,87	CHX-H	138,14	GEN-B4	128,17	GEN-B3	147,59	ARI-O	123,24	CHX-H
15:00	16:00	122,90	CHX-H	122,93	CHX-H	122,87	CHX-H	129,13	GEN-B3	124,10	CHX-H	147,59	ARI-O	123,24	CHX-H
16:00	17:00	122,90	CHX-H	122,93	CHX-H	129,39	GEN-B3	122,82	CHX-H	128,17	GEN-B3	147,59	ARI-O	133,81	GEN-B3
17:00	18:00	122,90	CHX-H	122,93	CHX-H	146,44	PWT-B	122,82	CHX-H	146,27	ARI-O	147,59	ARI-O	145,64	ARI-O
18:00	19:00	136,59	GEN-B3	133,62	GEN-B4	146,75	PWT-B	146,49	PWT-B	147,45	ARI-O	147,85	PWT-B	146,52	ARI-O
19:00	20:00	136,59	GEN-B3	133,62	GEN-B4	146,75	PWT-B	146,49	PWT-B	147,45	ARI-O	147,85	PWT-B	146,52	ARI-O
20:00	21:00	136,59	GEN-B3	133,62	GEN-B4	146,75	PWT-B	146,49	PWT-B	147,45	ARI-O	147,85	PWT-B	146,52	ARI-O
21:00	22:00	136,59	GEN-B3	133,62	GEN-B4	146,72	ARI-O	146,49	PWT-B	145,89	PWT-B	147,85	PWT-B	133,85	GEN-B4
22:00	23:00	71,85	LPA-C	145,26	PWT-B	133,75	GEN-B3	122,51	CHX-H	122,45	CHX-H	143,37	GEN-B4	122,72	CHX-H
23:00	24:00	29,63	PNT-B2	122,64	CHX-H	133,75	GEN-B3	145,02	GEN-B4	145,72	ARI-O	122,75	CHX-H	134,36	GEN-B3

Fuente: AMM, programas de despacho diario, del 20 al 26 de abril 2014.

El comportamiento de la demanda es el mismo independientemente de la época del año, no así los valores alcanzados de demanda, la gráfica a continuación es un ejemplo de los pronósticos de demanda para los días miércoles 23 y jueves 24 de abril 2014.



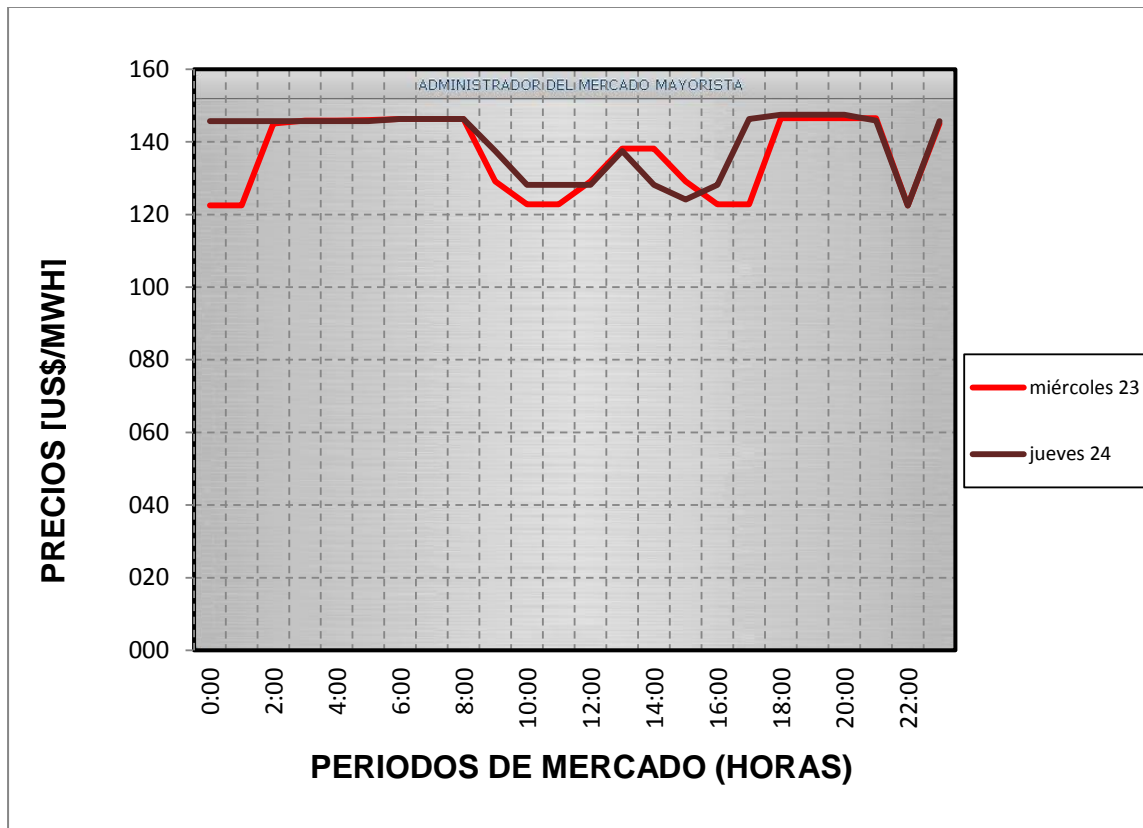
Figura 18. **Proyección de demanda de los días 23 y 24 de abril 2014**



Fuente: Administrador de Mercado Mayorista.

Para los datos mostrados en la tabla 4.4 hay que destacar que los precios de oportunidad de la energía son precios mucho más altos a los que se proyectaron para la época de invierno, pero a la vez son más estables, es decir que se mantienen oscilando entre valores muy cercanos, las gráficas a continuación muestran las curvas de precios de oportunidad de la energía para los días miércoles 23 y jueves 24 de abril 2014, variando entre 120 y 145 dólares por megavatio-hora.

Figura 19. Precios de oportunidad de la energía programados, correspondientes a los días 23 y 24 de abril 2014



Fuente: Administrador de Mercado Mayorista.

Este comportamiento de las curvas de precios de oportunidad de energía horaria con mayor estabilidad es una consecuencia de la optimización de los recursos para el despacho de energía y por consiguiente del costo operativo total del sistema.

Con respecto a la incidencia de las condiciones del despacho en la época de verano hacia el MER, lógicamente las ofertas de inyección al mercado de

oportunidad regional porvenientes de generación no despachada se ve considerablemente disminuida.

Sin embargo, las exportaciones de energía por relaciones contractuales en el mercado de contratos regional mantiene un alto valor, consecuencia de la regulación y la optimización del mercado nacional guatemalteco.

#### **4.3.1. Comparación de despacho de energía bajo directrices del RTMER y el RMER**

El aspecto más importante es determinar el impacto económico para el SNI y el despacho de energía diario con el cambio de reglamentación regional, para la evaluación se ha tomado como datos representativos los despachos de energía publicados por el AMM para la semana 17 de 2013 comprendida del 21 al 27 de abril bajo el RTMER y la semana 17 de 2014, comprendida del 20 al 26 de abril bajo el RMER, ya que durante dicha época regularmente se espera un requerimiento térmico de generación considerablemente elevado que puede afectar los costos operativos del sistema.

En el capítulo 1 de esta tesis, se describe la función objetivo de un despacho económico, siendo la optimización de los recursos disponibles de generación para encontrar el menor costo operativo del sistema, siempre que abastezca la demanda total.

Sin embargo, para este análisis hay que tomar en cuenta cuales fueron los cambios en las exportaciones de energía de Guatemala, para ambos escenarios descritos, las tablas VII y VIII resumen estos datos.

Tabla VII. **Transacciones programadas durante la semana 17 de 2013**

<b>Semana 17 de 2013</b>	<b>Transaccion diaria (MWh)</b>	
	<b>VENTA</b>	<b>COMPRA</b>
domingo 21/04/2013	216,0	0,0
lunes 22/04/2013	558,0	0,0
martes 23/04/2013	550,4	0,0
miercoles 24/04/2013	739,7	0,0
jueves 25/04/2013	731,7	0,0
viernes 26/04/2013	729,8	0,0
sabado 27/04/2013	435,9	0,0
	<b>3 961,5</b>	<b>0,0</b>

Fuente: elaboración propia, con base en el DTER de abril 2013.

Tabla VIII. **Transacciones programadas durante la semana 17 de 2014**

<b>Semana 17 de 2014</b>	<b>Transaccion diaria (MWh)</b>	
	<b>VENTA</b>	<b>COMPRA</b>
domingo 20/04/2014	1 553,2	0,0
lunes 21/04/2014	2 099,3	0,0
martes 22/04/2014	1 926,5	0,0
miercoles 23/04/2014	1 963,3	0,0
jueves 24/04/2014	2 095,3	0,0
viernes 25/04/2014	2 225,2	0,0
sabado 26/04/2014	2 398,5	0,0
	<b>14 261,4</b>	<b>0,0</b>

Fuente: elaboración propia, con base en el DTER de abril 2014.

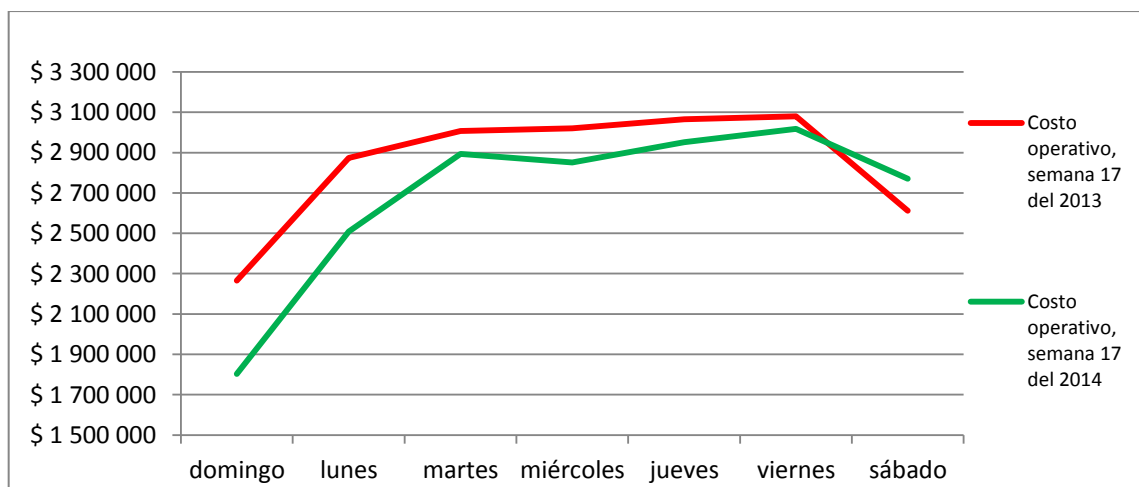
Tabla IX. **Comparación de costos operativos del SNI para abril de 2013 con el RTMER y abril de 2014 con el RMER**

Día	Costo operativo, semana 17 del 2013	Costo operativo, semana 17 del 2014
domingo	\$2 266 128,28	\$1 803 171,91
lunes	\$2 873 210,62	\$2 508 177,16
martes	\$3 006 840,68	\$2 894 003,75
miércoles	\$3 020 050,55	\$2 850 752,91
jueves	\$3 065 147,63	\$2 951 110,00
viernes	\$3 079 750,88	\$3 018 104,95
sábado	\$2 612 172,76	\$2 769 871,81

Fuente: elaboración propia, con base en los programas de despacho diario de AMM.

La tabla IX resume los costos operativos del SNI para los dos escenarios descritos, además se pueden apreciar dichos comportamientos en la figura 20.

Figura 20. **Gráficas comparativas de costos operativos de programación del SNI para la semana 17 de 2013 y 2014**



Fuente: elaboración propia, con base en los programas de despacho diario de AMM.

Como puede observarse en la figura 20, la curva correspondiente por día para la semana 17 del 2014 bajo el RMER muestra una disminución en cuanto al costo operativo respecto a la semana 17 del 2013 bajo el RTMER, pero no puede concluirse que esto se deba a la operación bajo el RMER, debido a que la programación del despacho energético siguió considerando la demanda de exportación y los pronósticos de demanda nacional no pueden disminuir, por el contrario tienden a aumentar y cuando menos mantener sus proyecciones.

Más adelante en este mismo capítulo, se muestra que las exportaciones de energía hacia el sistema regional han aumentado considerablemente desde que entró en vigencia RMER, por lo que de alguna manera esa cantidad de energía exportada debería hacer incrementar el costo operativo del SNI, sin embargo las condiciones del sistema para ambos escenarios difieren en lo siguiente:

- De abril 2013 a abril 2014 han quedado habilitadas comercialmente más unidades de generación, mismas que por ser de tecnologías relativamente baratas se ubican en la base del apilamiento económico de generación y a la contribuyen con disminuir el costo operativo del sistema.
- Las importaciones de energía con México han presentado precios muchos más competitivos, puesto que los despachos económicos de abril 2014 tuvieron por lo general una inyección de energía a la máxima capacidad del enlace de interconexión, mientras que para abril de 2013 se registran esporádicas importaciones de energía con México debido a su alto precio para el despacho guatemalteco.

También es importante conocer el comportamiento de los precios de oportunidad de la energía, la tabla X es un resumen de los días miércoles y jueves de la semana 17 de 2013 y de 2014, típicamente en estos días se presenta la mayor demanda del sistema durante una semana, por lo que también aumentan los precios de oportunidad de la energía.

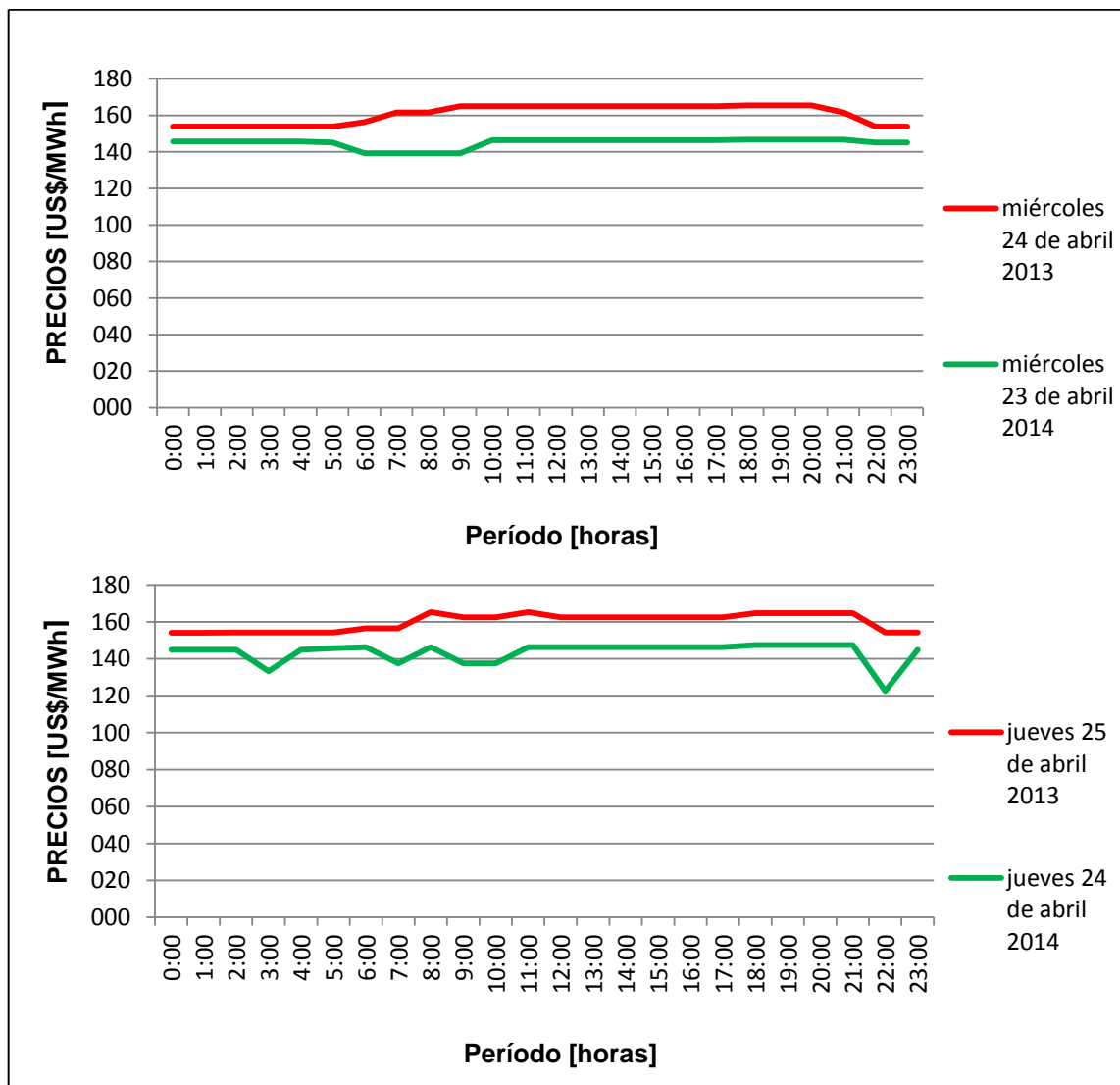
Tabla X. **Comparación de los precios de oportunidad de energía de Guatemala bajo el RTMER y el RMER**

	miércoles 24 de abril 2013	miércoles 23 de abril 2014		jueves 25 de abril 2013	jueves 24 de abril 2014
HORA	(US \$/MWh)	CENTRAL	HORA	(US \$/MWh)	CENTRAL
00:00	153,93	145,76	00:00	154,16	144,91
01:00	153,93	145,76	01:00	154,16	144,91
02:00	153,93	145,76	02:00	154,23	144,91
03:00	153,93	145,76	03:00	154,23	133,33
04:00	153,93	145,76	04:00	154,23	144,91
05:00	153,93	145,22	05:00	154,23	145,72
06:00	156,30	139,35	06:00	156,51	146,27
07:00	161,67	139,35	07:00	156,51	137,49
08:00	161,67	139,35	08:00	165,34	146,27
09:00	165,13	139,35	09:00	162,42	137,49
10:00	165,13	146,44	10:00	162,42	137,49
11:00	165,13	146,44	11:00	165,34	146,27
12:00	165,13	146,44	12:00	162,42	146,27
13:00	165,13	146,44	13:00	162,42	146,27
14:00	165,13	146,44	14:00	162,42	146,27
15:00	165,13	146,44	15:00	162,42	146,27
16:00	165,13	146,44	16:00	162,42	146,27
17:00	165,13	146,44	17:00	162,42	146,27
18:00	165,45	146,75	18:00	164,68	147,45
19:00	165,45	146,72	19:00	164,68	147,45
20:00	165,45	146,72	20:00	164,68	147,45
21:00	161,56	146,72	21:00	164,68	147,45
22:00	153,93	145,22	22:00	154,23	122,45
23:00	153,93	145,22	23:00	154,23	144,91

Fuente: elaboración propia, con base en los programas de despacho diario de AMM.

Como se muestra en la figura 21 para ambos días miércoles y jueves de las semanas 17, resultó un precio de oportunidad de la energía más barato para el 2014 bajo el RMER que para el 2013 con el RTMER.

Figura 21. **Curvas POE, para la semana 17 de 2013 con el RTMER y la semana 17 de 2014 con el RMER, según posdespachos**



Fuente: elaboración propia, con base en los informes de posdespacho del AMM.



Pero esta disminución en el POE no es producto del RMER, es debida a la diferencia en las condiciones del despacho para ambos escenarios.

En cuanto a la incidencia en la facturación del consumo energético de la población guatemalteca, hay que recordar que según el capítulo 2, en Guatemala existe un mercado a término en donde los distribuidores y grandes consumidores pactan la compra de la energía y de la potencia de respaldo con los participantes productores en función de eficiencia económica, pues el mercado a término asegura el abastecimiento de energía mediante relaciones contractuales entre participantes, para que luego la CNEE regule los costos finales en las tarifas de distribución y usuarios consumidores, así los sobrecostos en que pueda incurrir la exportación de energía al MER, no deben afectar los precios pactados en los contratos de abastecimiento nacional.

#### **4.4. Despacho de servicios auxiliares al MER**

Guatemala y el resto de países están comprometidos a prestar servicios auxiliares al MER, tal como lo establece el Libro III del RMER; además estos servicios son de cumplimiento obligatorio y no están sujetos a transacciones o remuneraciones por los mismos.

##### **4.4.1. Reserva de potencia activa**

Con respecto a la regulación primaria de frecuencia, Guatemala ya contempla en su mercado nacional una Reserva Rodante Regulante RRR, la cual destina el 3 por ciento de la máxima potencia de cada unidad o central generadora para aportes de generación en caso de desbalances durante la operación, de modo que este porcentaje esté disponible siempre que se

presente una contingencia, este servicio es de cumplimiento obligatorio para todos generadores y no es remunerado.

Reserva de potencia activa para regulación secundaria de frecuencia, para el particular caso del mercado guatemalteco, este es un servicio que ofertan algunas unidades y se despachan de acuerdo a su precio ya que dicho servicio también está sujeto a un criterio económico, es remunerado bajo el nombre de Reserva Rodante Operativa RRO tanto por la energía servida durante el servicio como por la asignación de potencia reservada, el costo incurrido en este servicio es cargado a la demanda nacional; este servicio está en función de la generación total del sistema para cada período, siendo un porcentaje de la proyección de generación, 4 por ciento de la generación total para la banda de mínima demanda, 3 por ciento y 2 por ciento para las bandas de media y máxima demanda respectivamente.

Si bien estos servicios auxiliares no son remunerados en el MER, deben ser informados a EOR por medio de una declaración diaria de reservas, de tal modo que cada operador de sistema y/o de mercado demuestre que su predespacho nacional cumpla con los valores sugeridos en los estudios de seguridad operativa, esto es un indicador de que cada área de control mantendrá el balance entre su generación y su demanda.

Incluida en la declaración diaria de reservas de Guatemala se encuentra también la Reserva Fría o Reserva Rápida RRa, Guatemala tiene además esta reserva dentro de su despacho diario y es utilizada como generación de arranque rápido ante emergencias por insuficiencia de abastecimiento, localmente si es remunerado tanto el préstamo del servicio como la energía servida en caso de ser requerida dicha reserva.

#### **4.4.2. Suministro de potencia reactiva**

El libro III del RMER indica que el EOR es el encargado de determinar según los estudios de seguridad operativa regional de mediano plazo, los requerimientos de potencia reactiva en el SER, este servicio no es remunerado y cada Operador de Sistema debe encargarse de mantener control de dicho servicio en su sistema.

El Administrador de Mercado Mayorista cumpliendo con las funciones que le competen según La Ley General de Electricidad y el Reglamento a la Ley General de Electricidad por medio del Centro de Despacho de Carga controla y coordina las maniobras con los agentes transportistas que poseen elementos de compensación de potencia reactiva, al igual que lo hace con los agentes generadores que en determinada circunstancia debe operar con el factor de potencia que el Centro de Despacho de Carga le solicite.

Tanto en el SER como en el sistema nacional, a los generadores no se les permite transar potencia reactiva, por lo que no es un producto que se comercialice como tal, considerandose esta potencia como un factor indispensable para el funcionamiento del sistema y la venta de la energía activa.

Con respecto a los agentes transportistas, se realizan los estudios pertinentes y de ese modo se sugiere que elementos de compensación deben instalarse en las subestaciones del sistema, el costo incurrido de estos elementos deben reflejarse en los costos de peaje de los transportistas que a su vez serán trasladados a las tarifas de distribución para la demanda.

#### **4.4.3. Desconexión de carga**

La desconexión automática de carga por baja frecuencia y bajo voltaje es un medida de acción automática para la desconexión de demanda y conservar el balance entre generación y demanda cuando ocurre una pérdida considerable de generación.

El libro III del RMER también hace responsable al EOR en los estudios de seguridad operativa de los requerimientos de operación del esquema regional de desconexión de carga por baja frecuencia y bajo voltaje, dice también que su implementación será de carácter obligatorio por parte de los agentes, y los operadores de sistema y/o de mercado los responsables de coordinarla.

Guatemala particularmente para este servicio, tiene un trato especial, pues deja a los agentes consumidores y grandes usuarios la libertad de ofrecer una desconexión de su carga en caso de emergencia o de costos muy elevados en el precio de energía, sin embargo hasta la fecha ningún agente hace uso de ello, a pesar de ser un servicio que si es remunerado en caso de requerir la desconexión de la carga para conservar la estabilidad en el sistema; la remuneración se hace con base en la energía no suministrada hacia la carga durante la falla en el sistema.

#### **4.4.4. Arranque en negro**

Este servicio es coordinado por cada operador de sistema, se refiere al restablecimiento del sistema luego de una falla cuya consecuencia llevo al colpaso del mismo y a una condición de voltaje cero, en caso de presentarse esta situación el EOR en coordinación con los operadores de sistema y/o de mercado tomaran las acciones y maniobras respectivas a el restablecimiento de

las áreas afectadas, el servicio como tal no es remunerado, pero si la energía servida que se necesite de un area de control ajena para restablecer el área afectada.

#### **4.5. Proyección de Guatemala en el Mercado Eléctrico Regional**

Establecido ya que la energía es el único producto remunerado en el MER para los países miembros, es turno de analizar el comportamiento de Guatemala en el MER con respecto a sus exportaciones e importaciones hacia el sistema regional, contrastando su actividad bajo los últimos meses de vigencia del RTMER con la operación del RMER desde junio de 2013 hasta abril de 2014.

##### **4.5.1. Inyecciones de energía programa al MER bajo el RTMER**

Bajo las directrices del RTMER, Guatemala mantuvo un perfil de exportador de energía hacia el mercado regional, la mayor parte de exportación fue por relaciones contractuales con agentes extranjeros y al igual que con el RMER los precios en los contratos eran pactados libremente entre los agentes.

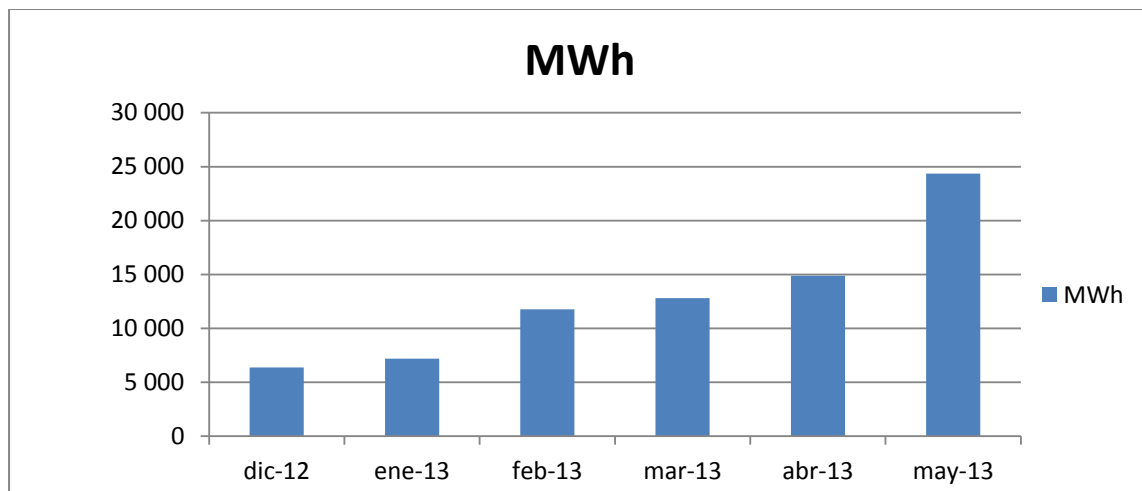
Tabla XI. **Inyecciones de energía de Guatemala hacia el SER, bajo el RTMER**

<b>Inyección de MWh Programados al MER</b>			
<b>Meses</b>	<b>MWh por TOP</b>	<b>MWh por TCP</b>	<b>Total de MWh</b>
dic-12	18,55	6 350,90	6 369,45
ene-13	54,40	7 153,00	7 207,40
feb-13	18,85	11 750,19	11 769,04
mar-13	165,00	12 632,81	12 797,81
abr-13	524,15	14 362,52	14 886,67
may-13	1 956,83	22 399,50	24 356,33

Fuente: elaboración propia, con base en los DTER, desde diciembre 2012 hasta mayo 2013.

La tabla XI, resume las inyecciones de energía que realizó Guatemala hacia el sistema regional, en los últimos meses de vigencia del RTMER.

Figura 22. **Inyecciones de energía de Guatemala bajo el RTMER**



Fuente: elaboración propia, con base en los DTER, desde diciembre 2012 hasta mayo 2013.

La figura 22 muestra que a medida que se acerca el inicio en vigencia del RMER las exportaciones van en aumento, pues se suponía que para ese momento todos los países miembros del MER iban a estar preparados para la comercialización libre de energía.

Con respecto a los retiros programados o importaciones de energía desde el MER bajo el RTMER, no se cuentan con registros de alguna transacción por compra de energía, a excepción del 2004 bajo condiciones totalmente distintas, sin embargo esta importación fue realmente pequeña, por lo que no se tomará en cuenta en este trabajo.

#### **4.5.2. Inyecciones de energía programada al MER bajo el RMER**

Establecido ya que la energía es el único producto remunerado en el MER para los países miembros, es turno de analizar el comportamiento de Guatemala en el MER con respecto a sus exportaciones e importaciones de energía hacia el sistema regional, contrastando su actividad en los últimos meses de vigencia del RTMER con el inicio de operación del RMER.

Guatemala ha efectuado únicamente ofertas de inyección de energía tanto en el Mercado de Contratos Regional como en el Mercado de Oportunidad Regional, muchos factores influyen en esto y es que a nivel regional los precios de producción de energía no son tan competitivos con los precios nacionales y resultan siendo poco atractivos para que un agente nacional pretenda que se le tome en cuenta una oferta de importación por relaciones contractuales en el predespacho nacional guatemalteco sin que el agente corra el riesgo de obtener luego de la liquidación, un saldo negativo por transacciones regionales.

Hasta la fecha no se han declarado ofertas de oportunidad de retiro por sustitución de generación, sin embargo en la información oficial del Documento de Transacciones Económicas Regionales (DTER) de los meses de marzo y abril de 2014 para Guatemala, si hay evidencias de un pequeño retiro de energía programada en el MER, este dato curioso es resultado de la ejecución de ciertas ofertas de flexibilidad en los contratos regionales de un agente nacional, más adelante en este mismo capítulo se analizará esa situación.

Según la publicación mensual del DTER desde junio de 2013 hasta abril de 2014, se han obtenido los datos mas relevantes respecto a las importaciones y exportaciones programadas de los seis países miembros durante todos los meses anteriormente citados, los resultados se muestran a continuación en la tabla XII.

**Tabla XII. Inyecciones de energía bajo el RMER de los 6 países del MER**

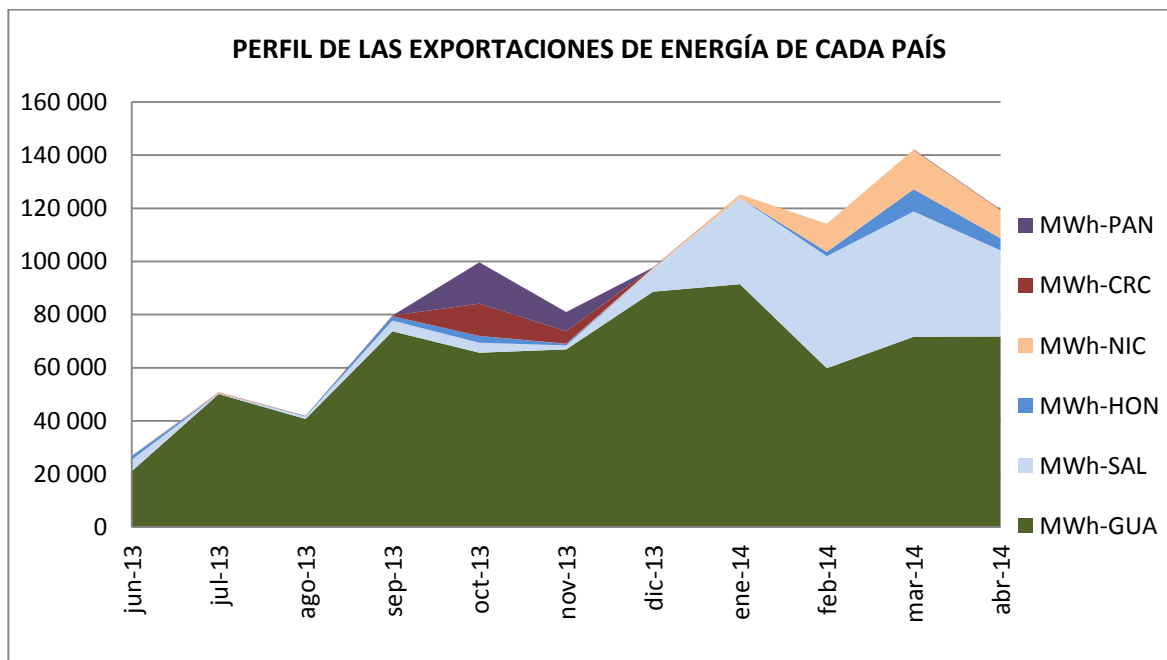
Inyección de MWh Programados al MER													
Meses	TOP-GUA	TCP-GUA	TOP-SAL	TCP-SAL	TOP-HON	TCP-HON	TOP-NIC	TCP-NIC	TOP-CRC	TCP-CRC	TOP-PAN	TCP-PAN	
Jun-13	1 653,49	19 447,17	65,57	4 247,41	3,13	0,00	205,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Jul-13	2 551,05	47 531,54	95,25	0,00	280,00	0,00	337,00	0,00	125,00	0,00	0,00	0,00	
Ago-13	1 040,10	39 668,00	0,00	961,50	3,80	0,00	19,40	0,00	80,00	0,00	0,00	0,00	
Sep-13	4 390,30	69 312,20	517,70	3 532,40	0,00	0,00	10,20	0,00	239,90	0,00	0,00	0,00	
Oct-13	2 306,81	63 345,01	1 622,22	2 146,93	0,00	0,00	0,00	0,00	4 061,84	8 097,64	581,42	14 958,08	
Nov-13	3 428,64	63 465,21	247,06	1 253,19	10,11	0,00	41,54	0,00	2 436,52	2 294,01	6 970,47	234,05	
Dic-13	8 765,16	79 861,26	8 349,60	109,48	2 644,37	0,00	476,81	0,00	0,00	0,00	191,25	0,00	
Ene-14	7 951,63	83 498,96	12 761,09	19 742,64	174,89	0,00	1 288,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Feb-14	5 800,16	54 007,69	1 527,19	40 632,19	1 659,74	0,00	10 566,96	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Mar-14	10 754,89	60 901,10	2 049,19	45 106,14	653,25	0,00	14 875,87	18,29	0,00	0,00	0,00	0,00	
Abr-14	9 416,48	62 342,92	315,64	32 094,17	1 334,52	160,00	10 246,49	447,58	0,00	0,00	0,00	0,00	

Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.



Guatemala es claramente un país con un perfil exportador de energía hacia el MER y la comparación gráfica de los resultados anteriores se muestra a continuación en la figura 23.

Figura 23. **Inyecciones de energía al MER de los 6 países bajo el RMER**

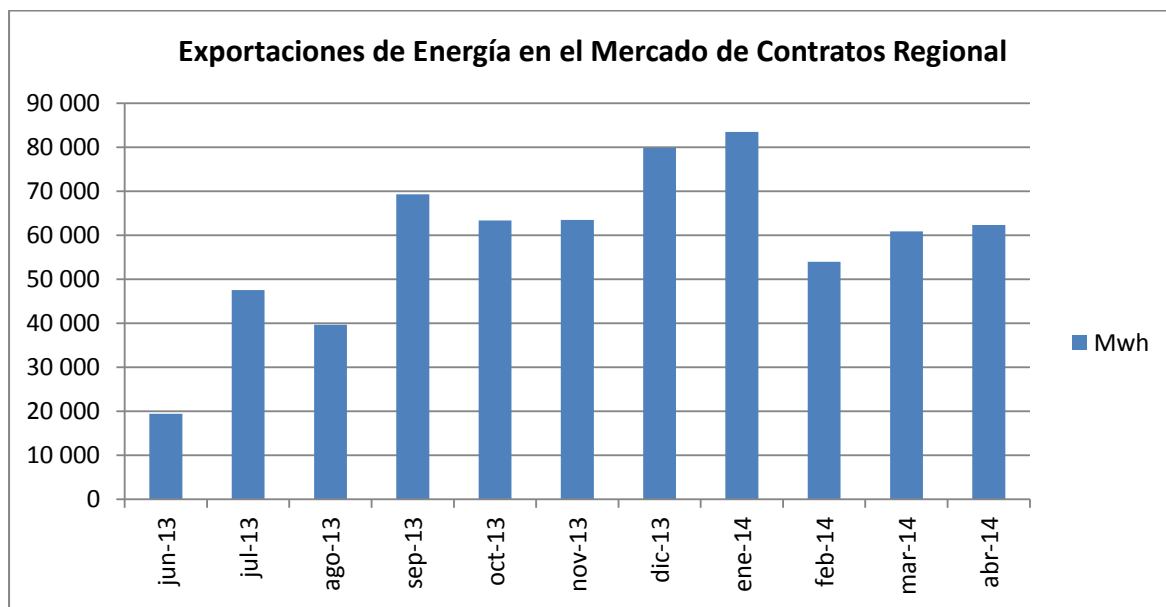


Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

La mayor parte de la exportación de energía de Guatemala está dentro del marco del Mercado de Contratos Regional, esto es debido a la optimización previa de recursos de generación que realiza Guatemala diariamente en su predespacho nacional, puesto que todos aquellos agentes nacionales que realizan a diario transacciones de inyección de energía hacia los países miembros del MER, compran la energía en el mercado de oportunidad guatemalteco.

Por lo general terminan comprando a los generadores guatemaltecos con precio mas alto que la operación en tiempo real del Centro de Despacho de Carga les solicitó sincronizar y generar al sistema; luego el agente exportador vende al precio pactado en sus contratos con sus contrapartes regionales, lo cual termina siendo un despacho no físico entre agentes del MER, mas bien un despacho financiero; la figura 24 refleja la cantidad de Megavattios-hora programados para Guatemala por mes, en contratos con el MER desde que entró en vigencia el RMER.

Figura 24. **Exportaciones de energía en el MCR bajo el RMER**



Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

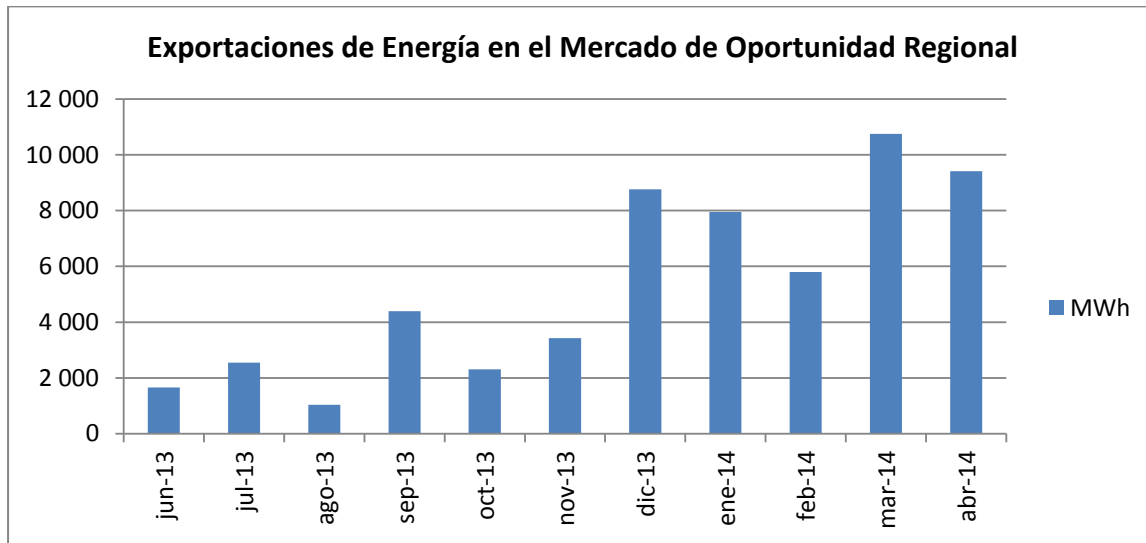
Un caso similar sucede con la inyección de Megavattios-hora programados de Guatemala hacia el MER pero en el ámbito del Mercado de Oportunidad Regional, esto también es un buen indicador de que aún la generación no

despachada que se oferta como oportunidad desde Guatemala hacia el MER, tiene un precio atractivo para el resto de Centro América, ya que también refleja una predominante inyección de MWh, hay que destacar también que en el MOR, los agentes guatemaltecos tienen la posibilidad de hacer ofertas financieras, conocidas también como ofertas voluntarias, mismas que tiene precios necesariamente mayores a la proyección del precio de oportunidad de la energía que realiza el Administrador de Mercado Mayorista.

Las ofertas de oportunidad financieras compran energía después de la operación, al precio de la última máquina que fue requerida, ya que su oferta se basa en las proyecciones de los precios de oportunidad nacionales, para luego de esto ofertarlas al MER al precio que cada agente considere acertado, si el precio ex - ante regional es mayor al precio ofertado por los agentes, el EOR despacha dicha oferta, la siguiente figura muestra el total de transacciones de inyección por mes programadas para Guatemala en el ámbito del Mercado de Oportunidad Regional, desde junio de 2013.

La figura 25 muestra el perfil de exportación desde Guatemala hacia el MOR bajo el RMER.

Figura 25. **Exportaciones de energía en el MOR bajo el RMER**



Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

#### 4.5.3. Retiros de energía programados al MER bajo el RMER

Son también datos interesantes los retiros de energía programados en el MER, puesto que toda la energía que a diario se inyecta al mercado regional necesariamente debe ser retirada en algún nodo del sistema regional de cualquiera de los países miembros.

Entre los principales importadores de energía de la región están El Salvador y Honduras como se ve en la tabla XIII; cada uno tiene sus particularidades distintas que le llevan a tener un perfil como importadores de energía, El Salvador por su parte si tiene un mercado de electricidad nacional

con ciertas similitudes al mercado guatemalteco y por otro lado Honduras posee aún un sistema integrado verticalmente.

Tabla XIII. Retiros de energía al MER de los 6 países bajo el RMER

Retiros de MWh Programados al MER												
Meses	TOP-GUA	TCP-GUA	TOP-SAL	TCP-SAL	TOP-HON	TCP-HON	TOP-NIC	TCP-NIC	TOP-CRC	TCP-CRC	TOP-PAN	TCP-PAN
Jun-13	0,00	0,00	119,65	7 258,49	1 461,80	10 922,24	0,00	1 295,00	0,00	3 957,49	122,56	261,33
Jul-13	0,00	0,00	2 450,56	26 652,46	124,18	16 401,98	0,00	4 477,10	573,00	0,00	0,00	0,00
Ago-13	0,00	0,00	828,50	22 434,40	159,00	12 586,00	0,00	5 609,10	0,00	0,00	0,00	0,00
Sep-13	0,00	0,00	2 970,90	48 351,20	1 646,40	10 230,60	211,80	13 816,20	46,30	180,00	0,00	266,60
Oct-13	0,00	0,00	5 978,88	53 022,47	2 555,39	22 008,48	0,00	13 516,72	1,44	0,00	0,00	0,00
Nov-13	0,00	0,00	4 109,48	51 816,63	599,11	7 784,56	52,35	7 645,54	8 155,11	0,00	0,00	0,00
Dic-13	0,00	0,00	297,96	73 667,75	0,00	5 813,76	0,00	429,74	11 393,00	0,00	7 264,38	59,48
Ene-14	0,00	0,00	131,78	79 329,00	0,00	1 047,90	0,00	0,00	18 736,44	2 821,21	0,00	20 043,49
Feb-14	0,00	0,00	1 377,99	39 240,69	1 668,61	5 880,78	0,00	0,00	11 337,31	18 982,62	0,00	30 535,79
Mar-14	0,00	226,09	2 983,19	19 416,09	8 367,33	8 332,19	3,00	0,00	9 901,98	54 263,07	207,71	24 014,20
Abr-14	0,00	715,87	2 639,89	11 811,40	4 571,05	1 815,71	0,00	0,00	6 318,94	58 970,56	784,08	22 447,01

Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

Una situación relevante es que en los últimos meses los agentes costarricenses y panameños han entablado relaciones contractuales con los agentes guatemaltecos para importar energía de Guatemala hacia Costa Rica y Panamá; debido a que una mermada estación lluviosa del 2013 les impidió alcanzar niveles óptimos en sus embalses, por lo que han echado mano de lo que el mercado regional les pueda ofrecer.

Siguiendo el análisis de la actividad de Guatemala con respecto al MER, en la tabla XIII, se observa que Guatemala no ha efectuado ningún retiro de energía en lo que al Mercado de Contratos Regional respecta, sin embargo en los meses de marzo y abril 2014, puede observarse un pequeña suma de megavatios-hora programados.

Dado que hasta la fecha, Guatemala no ha efectuado ninguna declaración de retiro al MER, esta energía de retiro programada en los DTER se explica con ayuda de lo expuesto en el capítulo III de esta tesis, relacionado con los tipos de contratos que se celebran entre agentes regionales; y es que una peculiaridad de los mismos es la posibilidad de flexibilizar los Contratos No Firmes Físicos, situación que finalmente sucedió en los períodos descritos en la tabla XIII.

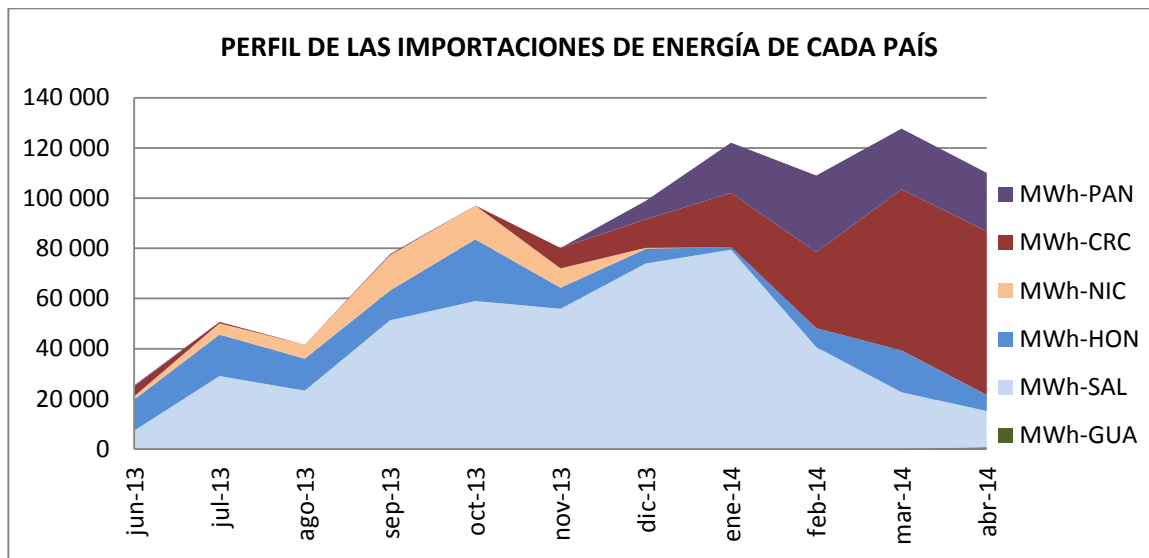
Cierto agente nacional declaró la inyección de energía al MER por medio de un contrato regional, el cual a su vez habilitó la opción de flexibilizar la energía declarada y dicha flexibilidad fue oportunamente ejecutada; para entender esto según el capítulo III, la optimización del despacho hizo que la energía que comprometió inyectar el agente, la comprara en el Mercado de Oportunidad Regional, entiéndase esto como un retiro de energía al MER, para luego inyectar la energía comprada al nodo de su contraparte correspondiente según su declaración en el contrato.

Ajustando esto a los conceptos básicos expuestos en el capítulo I de esta tesis, el Mercado Eléctrico Regional es una bolsa de energía en el que los agentes realizan sus declaraciones y de acuerdo con un despacho de criterio económico y un mecanismo de caza de ofertas declaradas se realiza y ejecuta un predespacho para toda la región.

Así el agente que oferta la flexibilidad en sus contratos, sabe que su contrato se ha flexibilizado en su beneficio y que ha terminado comprando la energía mas barata en lugar de utilizar su energía propia presumiblemente mas cara, pero no sabrá a que agente regional compró, simplemente estará bajo el entendido de que su compra la realizó en el Mercado de Oportunidad Regional.

La figura 26 muestra el perfil de retiro de energía de los 6 países miembros del MER.

Figura 26. Retiros de energía de los 6 países al MER bajo el RMER



Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

En cada uno de los de DTER de cada mes para cada país el EOR también indica los montos y razones de abonos y cargos para cada operador de sistema y/o de mercado, estos a su vez son responsables de integrar esta información en sus informes de liquidaciones nacionales y realizar las acreditaciones regionales correspondientes a los agentes.

Particularmente en Guatemala el Administrador de Mercado Mayorista realiza esta integración de la liquidación regional en su Informe de Transacciones Económicas (ITE); documento oficial para la liquidación entre los

agentes guatemaltecos, precisamente en los apartados adjuntos al Informe en la sección “IN resultados por transacciones MER e interconexión con México”<sup>20</sup>.

#### **4.5.4. Otros cargos y abonos en el MER**

En el documento Informe de Transacciones Económicas, también se incluye para cada agente la distribución de otros cargos o abonos adquiridos con respecto al MER, entre ellos:

Los cargos por desviaciones de energía respecto a la programación de intercambios entre áreas de control, por lo general Guatemala es un área de control con mayor cantidad de desviaciones positivas, quiere decir esto que durante la operación en tiempo real se inyecta mas energía respecto de lo programado diariamente, las causas de estos desvíos positivos estan atribuídas a la variabilidad de la demanda en las áreas de control vecinas, y se producen por los ajustes de los tiempos de respuesta de las reserva rodantes.

Ya que cuando existen cambios bruscos en la demanda de los países vecinos de MER las reservas tambien esta porgramada para responder a esto y a las eventuales desviaciones que tambien se presentan con la interconexión con México, pues en cada contingencia por pérdida de generación en Centro América los sistemas mas vulnerables tienden a demandar energía por medio de las interconexiones a los sistemas mas robustos o de mayor inercia rotacional; y dadas las características de los sistemas, el sistema mexicano es considerablemente mayor al sistema regional de Centro América.

La siguiente tabla XIV integra en meses los resultados de la liquidación de las desviaciones en tiempo real respecto de la programación.

---

<sup>20</sup> Administrador de Mercado Mayorista. *Informe de Transacciones Económicas*.



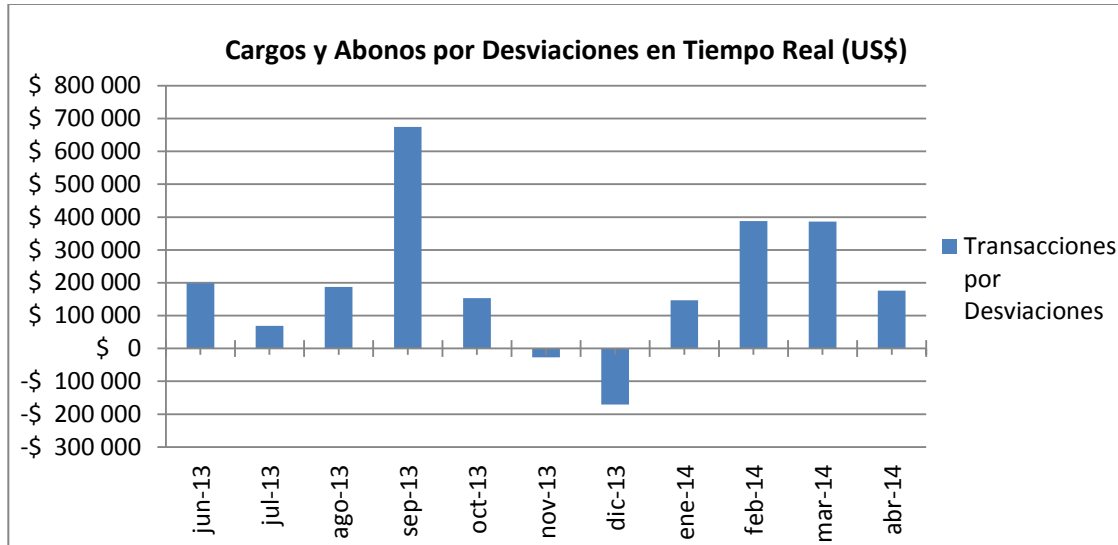
Tabla XIV. **Transacciones por desviaciones, integradas por meses**

Meses	Transacciones por Desviaciones (US\$)
jun-13	198 376,24
jul-13	68 609,31
ago-13	187 304,17
sep-13	674 546,63
oct-13	153 287,83
nov-13	-27 353,44
dic-13	-170 592,50
ene-14	147 128,40
feb-14	387 676,66
mar-14	386 347,05
abr-14	176 122,28

Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

La figura 27 hace más notoria la existencia de un cargo en el MER por desviaciones de energía negativas para los meses de noviembre y diciembre de 2013; durante estos meses una discusión llevo a ajustes en los tiempos de respuesta de las reservas, dando como resultado los cargos representados.

Figura 27. **Cargos y abonos correspondientes a las desviaciones del sistema de Guatemala**



Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

Hay que destacar que el RMER hace distinción entre las desviaciones normales, significativas autorizadas, significativas no autorizadas y de tipo grave, hasta abril de 2014 Guatemala solamente ha incurrido en desviaciones de tipo normal, estas desviaciones leves son remuneradas al precio expost, precio que es encontrado después de la operación en tiempo real, y que de incurrir en algún otro tipo de desviaciones las áreas involucradas pueden ser sancionadas según el RMER.

La liquidación de las transacciones regionales para Guatemala también incluye los cargos y abonos por concepto de cargos variables de transporte, si se retrocede al capítulo 3 de esta tesis, en donde se expone cual es la

naturaleza de estos y como son remunerados, se encuentra que forman parte de los cargos por el uso de la Red de Transmisión Regional RTR.

Tabla XV. **Cargos variables de transmisión**

Meses	Cargos Variables de Transmisión (US\$)
jun-13	4 622,46
jul-13	16 301,30
ago-13	13 209,12
sep-13	37 374,62
oct-13	30 958,70
nov-13	42 730,51
dic-13	160 641,66
ene-14	227 449,03
feb-14	29 988,62
mar-14	-91 861,34
abr-14	22 294,71

Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

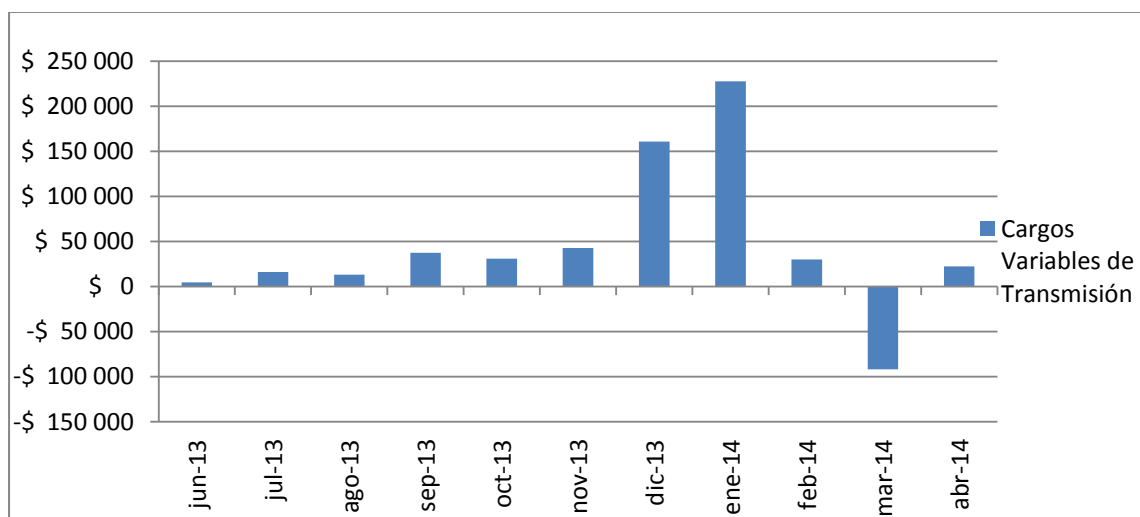
La tabla XV muestra que la mayoría de los meses han concluido con un saldo a favor de los agentes guatemaltecos, a excepción de marzo de 2014, la razón es que en todos los contratos de tipo no firmes físicos flexibles, necesariamente deben tener declarado cual de las partes involucradas en la transacción será la responsable de pagar por la transmisión de la energía, hasta un límite conocido como pago máximo de transporte.

Durante la mayoría de los meses de operación desde que entró en vigencia el RMER las transacciones por contratos no firmes físicos flexibles entre agentes guatemaltecos y el resto de agentes del MER han sido

declaradas al EOR con una responsabilidad del pago de transporte del agente comprador, por lo cual los saldos netos terminan siendo a favor de Guatemala.

Exceptuando el mes de marzo 2014, en el cual una gran cantidad de las declaraciones diarias de contratos responsabilizaban a los agentes inyectores o vendedores de energía al MER, por lo anterior, en la siguiente figura 28 se observa el único saldo predominantemente negativo por concepto de pago de los cargos variables de transporte por uso de la RTR, coincidentemente durante este mes se registro la mayor cantidad de exportación al MER desde Guatemala.

Figura 28. **Cargos y abonos por conceptos de CVT**



Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

Mientras tanto los servicios de operación y regulación del MER, también deben ser remunerados según lo dicta el RMER, este dice en su Libro I que el presupuesto anual de EOR debe ser sometido a una auditoría y aprobación por

parte de la CRIE y que el presupuesto anual de la CRIE sometido a una auditoría y aprobación de una empresa externa y ajena a los mismos; una vez aprobados estos presupuestos los mismos serán distribuidos de forma equitativa a las energías demandadas de los países miembros del MER.

El artículo 54 del Segundo Protocolo al Tratado Marco dice: “El pago mensual del cargo por regulación será distribuido proporcionalmente para su pago entre la suma de energías demandadas o consumidas en los sistemas nacionales de los países miembros durante el mes correspondiente”<sup>21</sup>.

El artículo 55 del Segundo Protocolo al Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central dice: “El cargo por regulación será pagado a la CRIE por los agentes que demanden o consuman energía en los países miembros, en función de dicha energía”<sup>22</sup>.

De forma similar los artículos 67 y 68 del Segundo Protocolo establece lo mismo para el pago por servicios de operación del sistema destinado al EOR.

Y para tal fin los agentes consumidores o que demandan energía son los grandes usuarios con representación propia ante su sistema nacional y los agentes comercializadores y distribuidores de energía que integran la demanda de la población de los 6 países y constituyen la energía consumida por país. La tabla XVI resume los registros de energía consumida al mes en megavatios-hora.

---

<sup>21</sup> *Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional y sus Protocolos*. p. 25.

<sup>22</sup> *Ibid.*

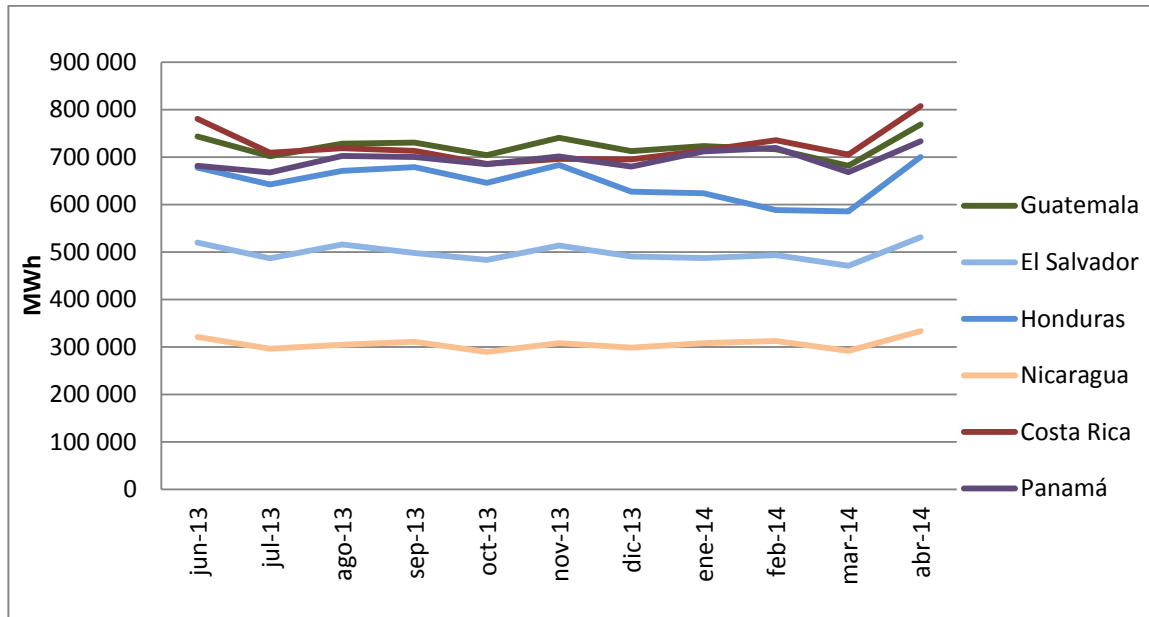
Tabla XVI. **Demanda de energía consumida por país desde junio 2013 hasta abril 2014**

<b>REGISTROS DE ENERGÍA CONSUMIDA EN MWh AL MES POR PAIS</b>						
<b>Meses</b>	<b>Guatemala</b>	<b>El Salvador</b>	<b>Honduras</b>	<b>Nicaragua</b>	<b>Costa Rica</b>	<b>Panamá</b>
Jun-13	743 232,3	519 839,9	677 493,7	320 925,3	780 703,4	681 558,9
Jul-13	702 126,2	486 883,5	642 516,0	296 464,4	709 361,3	667 426,0
Ago-13	728 202,9	515 817,6	670 943,6	304 647,1	718 638,8	702 314,8
Sep-13	730 338,2	498 117,0	678 867,4	311 018,0	713 065,8	700 342,5
Oct-13	704 053,3	483 249,6	645 561,9	289 885,4	685 433,5	685 166,5
Nov-13	740 455,3	513 492,7	683 387,6	308 336,4	696 374,6	701 330,5
Dic-13	712 369,9	490 742,4	627 119,9	298 709,1	695 019,8	680 017,8
Ene-14	723 299,8	487 283,4	623 783,7	308 332,1	713 941,9	711 903,7
Feb-14	716 579,0	493 760,0	588 528,8	312 737,8	735 704,0	719 386,0
Mar-14	681 740,9	471 271,8	585 869,0	292 076,6	705 207,0	668 038,5
Abr-14	768 676,0	530 991,7	700 254,7	333 547,1	807 505,6	733 383,4

Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

Los registros se grafican a continuación, Guatemala, Costa Rica y Panamá registran los valores mas elevados de energía consumida por mes desde junio 2013 hasta abril 2014, mientras que el sistema de Nicaragua cuenta con los valores mas bajos, según la figura 29.

Figura 29. Demanda de energía por país miembro del MER



Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

El presupuesto aprobado del 2013 para la CRIE fue de US\$ 2 627 068,00 mismo que siguiendo lo establecido en la regulación regional se dividió en 12 cuotas las cuales a su vez fueron distribuidas proporcionalmente a la energía consumida por mes de los países miembros, como se muestra en la siguiente tabla XVII, estando Guatemala, Costa Rica y Panamá como los países con mayores cargos adquiridos por pago de servicios de regulación del MER.

Los totales de mensuales de todos los países son prácticamente el mismo monto, sumando los totales de los 12 meses coincide con el presupuesto aprobado del 2013.

Tabla XVII. **Cuotas por servicio de regulación del sistema, asignadas por país**

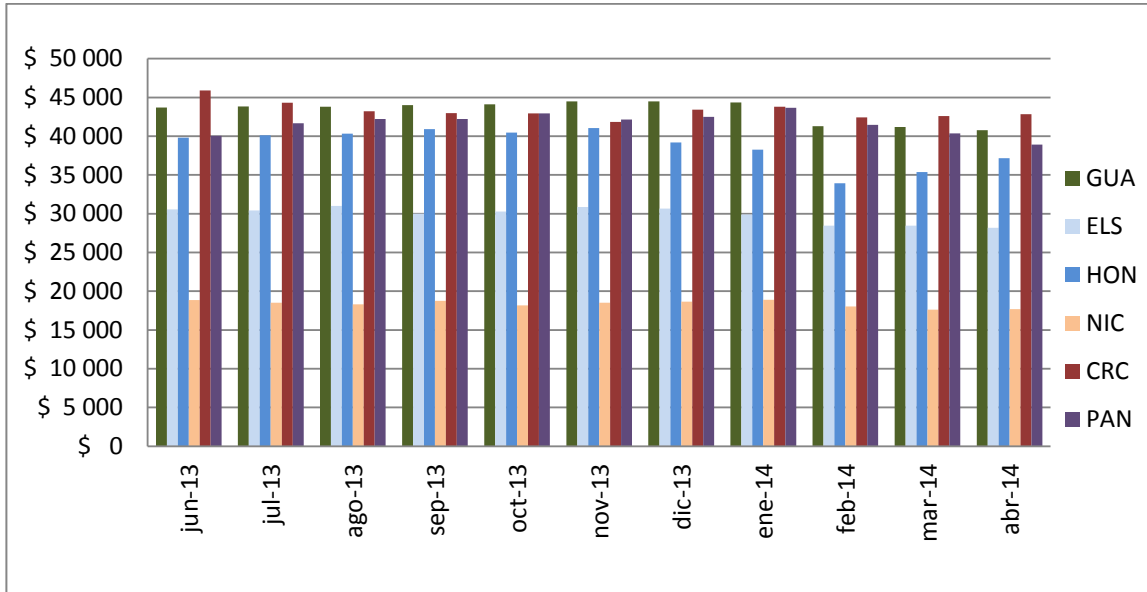
<b>CARGOS POR SERVICIO DE REGULACIÓN DEL SISTEMA</b>							
<b>Meses</b>	<b>GUA</b>	<b>ELS</b>	<b>HON</b>	<b>NIC</b>	<b>CRC</b>	<b>PAN</b>	<b>TOTAL</b>
Jun-13	\$43 695,20	\$30 561,80	\$39 830,38	\$18 867,43	\$45 898,16	\$40 069,36	\$218 922,33
Jul-13	\$43 857,61	\$30 412,66	\$40 134,11	\$18 518,34	\$44 309,53	\$41 690,13	\$218 922,38
Ago-13	\$43 789,88	\$31 018,27	\$40 346,63	\$18 319,68	\$43 214,75	\$42 233,12	\$218 922,33
Sep-13	\$44 024,90	\$30 026,54	\$40 922,22	\$18 748,21	\$42 983,71	\$42 216,76	\$218 922,34
Oct-13	\$44 121,83	\$30 284,42	\$40 456,27	\$18 166,62	\$42 954,95	\$42 938,20	\$218 922,29
Nov-13	\$44 492,32	\$30 854,63	\$41 063,23	\$18 527,24	\$41 843,58	\$42 141,37	\$218 922,37
Dic-13	\$44 507,61	\$30 660,72	\$39 181,33	\$18 662,81	\$43 423,59	\$42 486,30	\$218 922,36
Ene-14	\$44 372,69	\$29 893,65	\$38 267,60	\$18 915,40	\$43 798,59	\$43 673,54	\$218 921,47
Feb-14	\$41 311,19	\$28 465,51	\$33 929,02	\$18 029,52	\$42 413,75	\$41 472,98	\$205 621,97
Mar-14	\$41 178,75	\$28 465,95	\$35 387,88	\$17 642,13	\$42 596,18	\$40 351,10	\$205 621,99
Abr-14	\$40 795,58	\$28 181,06	\$37 164,29	\$17 702,20	\$42 856,36	\$38 922,50	\$205 621,99

Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

El nuevo presupuesto para el 2014 de la CRIE se ve efectivo a partir de febrero de 2014, razón por la cual se ha sombreado con distinto tono de azul en la tabla anterior y a continuación se aprecia mejor, el aporte por servicio de regulación del MER de cada país por mes; mediante la figura 30.



Figura 30. **Cargos por servicio de regulación del sistema**



Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

Lo dicho anteriormente, Guatemala, Costa Rica y Panamá tiene mayores cargos por este concepto.

El presupuesto aprobado del 2013 para el EOR fue de US\$ 4 081 904,34 mismo que siguiendo lo establecido en la regulación regional se dividió en 12 cuotas las cuales a su vez fueron distribuidas proporcionalmente a la energía consumida por mes de los países miembros, como se muestra en la tabla XVIII, estando Guatemala, Costa Rica y Panamá como los países con mayores cargos adquiridos por pago de servicios de operación del MER.

Tabla XVIII. **Cuotas por servicios de operación del sistema, asignadas por país**

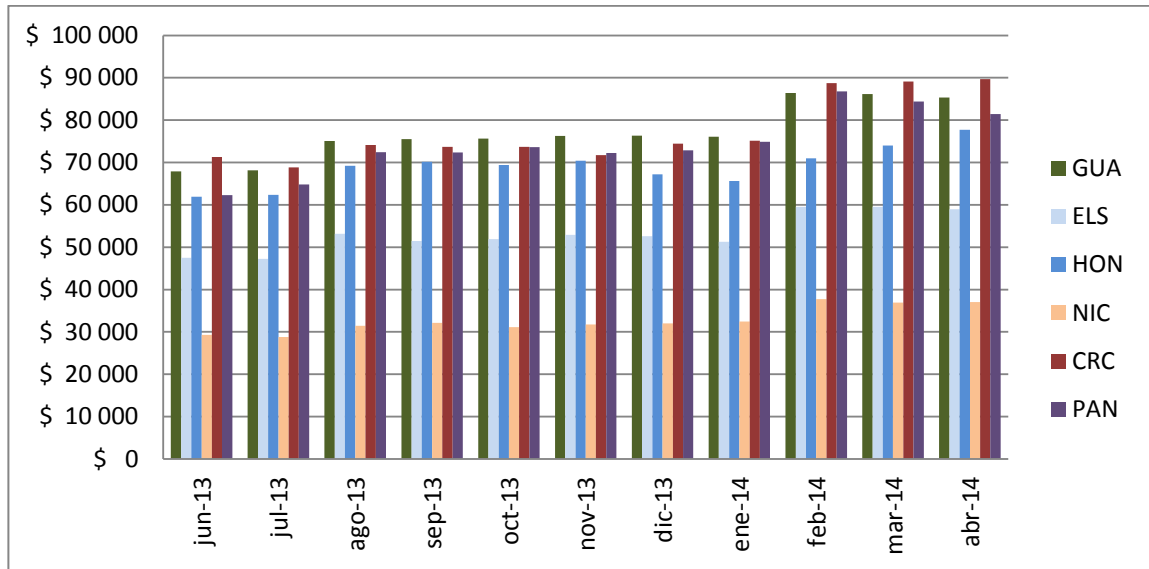
<b>CARGOS POR SERVICIO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA</b>							
<b>Meses</b>	<b>GUA</b>	<b>ELS</b>	<b>HON</b>	<b>NIC</b>	<b>CRC</b>	<b>PAN</b>	<b>TOTAL</b>
Jun-13	\$67 893,04	\$47 486,48	\$61 887,93	\$29 315,98	\$71 315,96	\$62 259,24	\$340 158,63
Jul-13	\$68 145,38	\$47 254,82	\$62 359,85	\$28 773,56	\$68 847,57	\$64 777,53	\$340 158,71
Ago-13	\$75 089,35	\$53 189,05	\$69 185,01	\$31 413,98	\$74 103,15	\$72 419,92	\$375 400,46
Sep-13	\$75 492,39	\$51 488,54	\$70 172,01	\$32 148,78	\$73 706,98	\$72 391,86	\$375 400,56
Oct-13	\$75 658,60	\$51 930,69	\$69 373,01	\$31 151,50	\$73 657,67	\$73 629,01	\$375 400,48
Nov-13	\$76 293,87	\$52 908,43	\$70 413,80	\$31 769,86	\$71 751,93	\$72 262,55	\$375 400,44
Dic-13	\$76 320,06	\$52 575,91	\$67 186,79	\$32 002,34	\$74 461,28	\$72 853,99	\$375 400,37
Ene-14	\$76 089,02	\$51 260,80	\$65 620,24	\$32 435,62	\$75 104,63	\$74 890,23	\$375 400,54
Feb-14	\$86 418,88	\$59 547,09	\$70 976,12	\$37 715,92	\$88 725,34	\$86 757,38	\$430 140,73
Mar-14	\$86 141,87	\$59 547,89	\$74 027,92	\$36 905,58	\$89 106,97	\$84 410,55	\$430 140,78
Abr-14	\$85 340,28	\$58 951,98	\$77 743,99	\$37 031,20	\$89 651,25	\$81 421,99	\$430 140,69

Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

El nuevo presupuesto para el 2014 del EOR se ve efectivo a partir de febrero de 2014, considerablemente mayor al 2013, a continuación se aprecia mejor, el aporte por servicio de operación del MER de cada país por mes; mediante la figura 31.

Al igual que con los cargos por regulación del MER son prácticamente Guatemala, Costa Rica y Panamá los países con mayores cargos por concepto de servicios de operación del MER.

Figura 31. **Cargos por servicio de operación del sistema**



Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

La línea SIEPAC, definida como el primer sistema de transmisión regional constituido por las instalaciones expuestas en el capítulo III de esta tesis, es quizá el principal componente hasta el momento de la RTR, los países miembros mediante sus aportes ayudan a amortizar los créditos con los cuales se financiaron las inversiones asociadas a la construcción, el Ingreso Autorizado Regional (IAR) , para un determinado año para el agente transmisor EPR es la suma de los ingresos autorizados regionales de cada una de sus instalaciones en operación comercial.

El Ingreso Autorizado Regional es la remuneración anual que está autorizado a percibir un agente transmisor regional, este comprende los cargos variables de transmisión, el peaje y el cargo complementario; el propietario de los activos de la línea SIEPAC en el territorio guatemalteco es la Empresa de

Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE); los resultados como remuneración específica para dicho agente por cargos variables de transporte en el uso de sus instalaciones de la RTR son mostrados a continuación en la tabla XIX:

Tabla XIX. **Cargos y abonos por CVT hacia EPR Guatemala**

Meses	Saldos por CVT en línea SIEPAC (US\$)
jun-13	1 694,42
jul-13	5 622,43
ago-13	3 634,70
sep-13	51,97
oct-13	-2 853,08
nov-13	30 177,55
dic-13	145 604,92
ene-14	47 098,50
feb-14	11 912,05
mar-14	25 417,94
abr-14	78 608,45

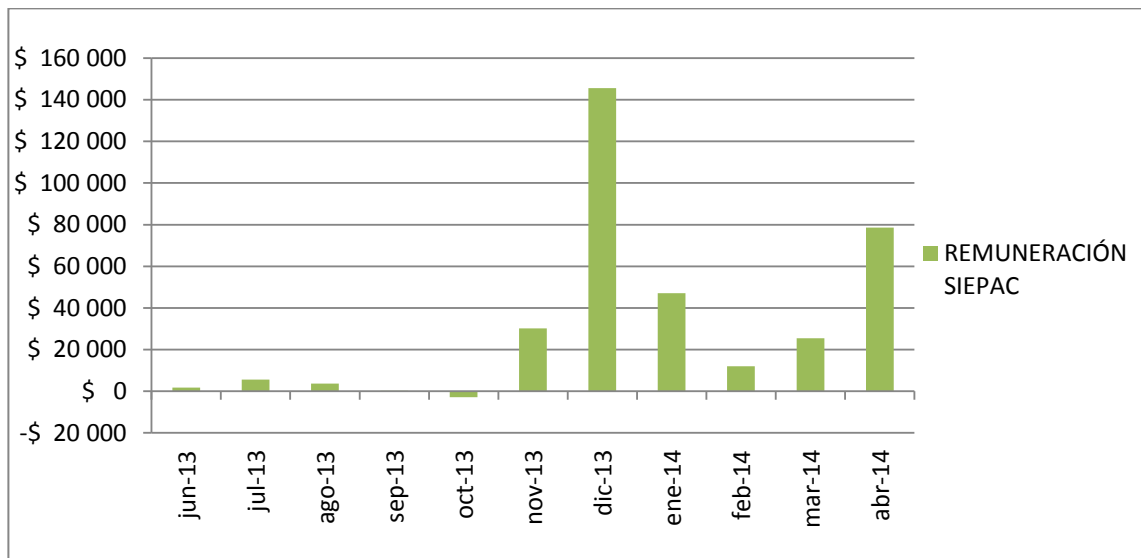
Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

Esta oscilación en los cargos variables de transporte por el uso de la línea SIEPAC se debe a que las mayorías de transacciones son declaradas en el nodo de Moyuta 230 kilo voltios para la interconexión entre Moyuta – Ahuachapan 230 kilo voltios, de más está decir que la anterior no pertenece como tal a EPR.

Se estima un incremento en el pago por cargos variables de transmisión a partir de marzo 2014 como se muestra en la figura 30, pues desde que se

declaró habilitada comercialmente la interconexión Panaluya – San Buenaventura 230 kilovoltios, las ofertas pueden ser declaradas en dicho nodo.

Figura 32. **Cargos y abonos por CVT a EPR, Guatemala**



Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

Incluido en el DTER para los países miembros del MER se encuentra también un rubro por los cargos complementarios de transmisión del primer sistema de transmisión regional, la línea SIEPAC perteneciente al agente transmisor EPR, estos cargos complementarios son la parte de los ingresos autorizados regionales que no se recolectan como peajes, cargos variables de transmisión o venta de derechos de transmisión y son remunerados hacia el agente transmisor propietario de las instalaciones de transmisión.

Los cargos complementarios según el libro III del RMER, son la parte de los ingresos a recolectar del Ingreso Autorizado Regional, que no son

recuperados a través del cargo por peaje, es igual al ingreso a recolectar multiplicado por la diferencia de la capacidad operativa menos el flujo neto, dividido entre la capacidad operativa de transmisión; la asignación del cargo complementario se hace tanto a las inyecciones como a los retiros de energía y sumados por país, es decir que cada agente tendrá un rubro por este concepto, la tabla XX resume los cargos complementarios de transmisión por el uso de la línea SIEPAC durante los meses de junio 2013 hasta abril 2014.

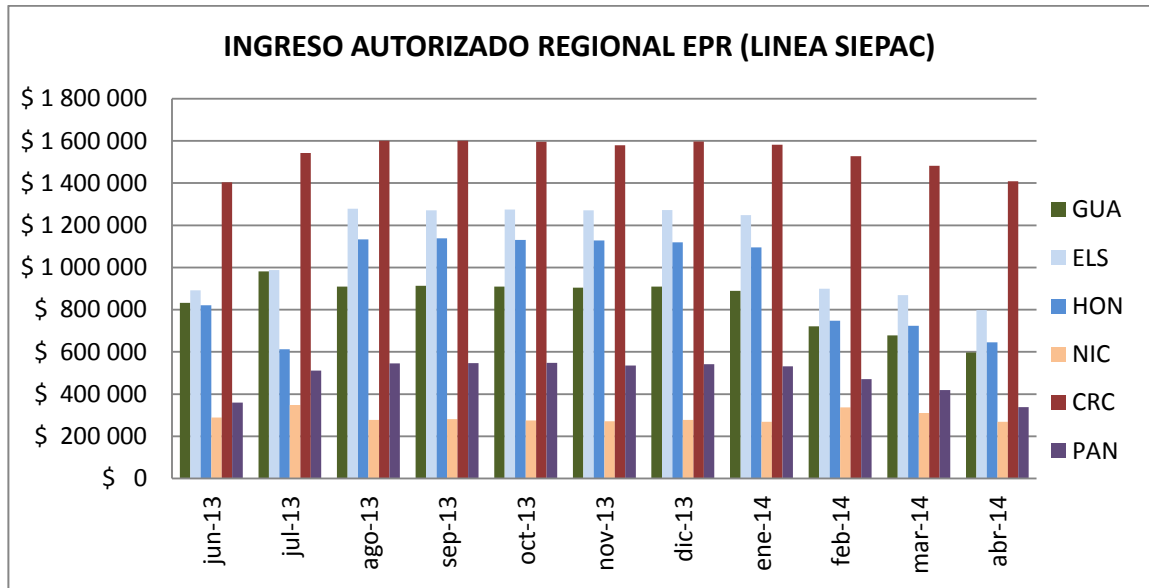
Tabla XX. **Cuotas por cargos complementarios de transmisión de la línea SIEPAC**

<b>CARGOS COMPLEMENTARIOS LINEA SIEPAC</b>							
<b>Meses</b>	<b>GUA</b>	<b>ELS</b>	<b>HON</b>	<b>NIC</b>	<b>CRC</b>	<b>PAN</b>	<b>TOTAL</b>
jun-13	\$832 897,16	\$891 282,02	\$821 420,56	\$288 987,92	\$1 403 830,76	\$360 040,89	\$4 598 459,31
jul-13	\$981 980,41	\$988 210,12	\$612 717,60	\$348 750,45	\$1 543 214,53	\$511 985,19	\$4 986 858,30
ago-13	\$910 202,59	\$1 278 180,53	\$1 133 435,17	\$278 220,85	\$1 601 404,72	\$546 205,55	\$5 747 649,41
sep-13	\$912 842,70	\$1 271 649,76	\$1 138 646,92	\$281 970,17	\$1 600 512,89	\$546 881,80	\$5 752 504,24
oct-13	\$909 353,96	\$1 274 698,41	\$1 131 194,17	\$275 692,88	\$1 596 144,88	\$548 300,00	\$5 735 384,30
nov-13	\$904 646,87	\$1 270 925,54	\$1 127 984,07	\$271 587,12	\$1 579 582,72	\$535 118,69	\$5 689 845,01
dic-13	\$909 649,11	\$1 272 755,73	\$1 119 076,88	\$278 224,72	\$1 596 583,13	\$542 304,16	\$5 718 593,73
ene-14	\$889 140,62	\$1 248 545,95	\$1 095 310,22	\$269 284,12	\$1 582 396,89	\$532 012,30	\$5 616 690,10
feb-14	\$721 696,82	\$899 435,77	\$747 880,43	\$337 685,30	\$1 527 990,86	\$470 868,63	\$4 705 557,81
mar-14	\$677 957,34	\$869 070,80	\$723 971,12	\$310 717,83	\$1 482 185,92	\$419 400,54	\$4 483 303,55
abr-14	\$597 914,74	\$798 882,38	\$645 945,64	\$269 098,90	\$1 408 608,51	\$338 217,77	\$4 058 667,94

Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

Los resultados se grafican a continuación, siendo Costa Rica quien más uso hace de las instalaciones de la RTR, por lo que esto le representa un mayor cargo, seguido de El Salvador, según la figura 33.

Figura 33. Cuotas del IAR, para EPR por el uso de la línea SIEPAC



Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

Por último existe un cargo constante en todos los DTER por concepto de enlaces de comunicación entre operadores de sistema y el EOR, este cargo asciende a US\$ 440,00.

Eventualmente surgen otros cargos derivados de intereses por garantías efectivas, intereses por mora, entre otros, sin embargo estos cargos si son específicos por agente.

Integrando las liquidaciones totales contenidas en los DTER desde junio de 2013 hasta abril de 2014 emitidas mensualmente por el EOR al operador de sistema y de mercado en Guatemala, siendo este el Administrador de Mercado Mayorista se obtiene la tabla XXI en donde se muestran los resultados económicos de la operación de Guatemala respecto al MER.

Tabla XXI. **Integración por mes, de cargos y abonos de Guatemala al MER**

<b>Meses</b>	<b>Cargos y Abonos (US\$)</b>
jun-13	-440 378,26
jul-13	-572 374,88
ago-13	-651 787,36
sep-13	247 494,35
oct-13	-546 864,70
nov-13	-474 760,10
dic-13	344 615,13
ene-14	566 417,62
feb-14	530 340,84
mar-14	1 334 154,16
abr-14	1 118 364,79

Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.

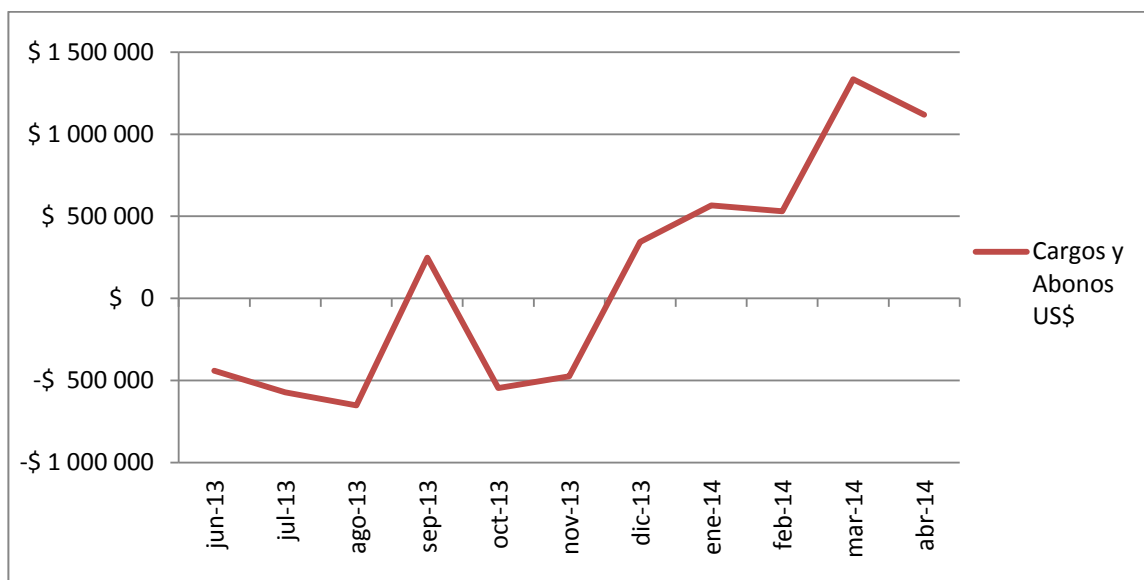
Hay que resaltar que estos resultados netos integran las siguientes transacciones: liquidación en el mercado de oportunidad regional, todos los cargos por servicios de transmisión asociados a la cuota para cumplir con el IAR, las liquidaciones por desviaciones en tiempo real, los cargos por servicios de regulación y servicios operación del MER y otros cargos menores plenamente descritos y justificados en el RMER.

Pero en ningún caso contempla las transacciones producto del Mercado de Contratos Regional entre agentes, pues en este ámbito se maneja de forma similar al mercado a término guatemalteco, en el cual los agentes pactan libremente sus compromisos contractuales de abastecimiento y las respectivas remuneraciones se hacen entre las partes involucradas del contrato



Es el AMM quien recibe esta información de la liquidación de los agentes nacionales con respecto al MER y el encargado de la liquidación para cada agente, graficando los resultados de la tabla XXI en la figura 34 se observa que durante el verano, el saldo fue predominantemente positivo.

Figura 34. **Cargos y abonos por transacciones de Guatemala (US\$)**



Fuente: elaboración propia, con base en los DTER publicados por EOR desde junio 2013 hasta abril 2014.



## CONCLUSIONES

1. En un mercado de electricidad es más fácil incentivar y aumentar la competitividad entre agentes y entre tecnologías de generación para disminuir los precios de energía en beneficio de la demanda.
2. Las actividades de transporte y distribución de energía, tienden a establecerse como monopolios dada su naturaleza física, es aquí donde es necesaria la intervención de un ente regulador.
3. En un mercado de electricidad el despacho físico de unidades comprometidas en contratos puede afectar drásticamente la optimización de un despacho de carga.
4. Por su complejidad la organización del mercado de electricidad guatemalteco termina siendo un híbrido de las estructuras de mercados eléctricos descritas en la literatura.
5. La forma de operación del Mercado Eléctrico Regional encaja de mejor forma con la estructura bolsa de energía, permitiendo las relaciones por contratos financieros y contratos físicos.
6. Dado que algunos países integrantes del Mercado Eléctrico Regional poseen sistemas integrados verticalmente y otros un mercado de electricidad, es imposible que las condiciones del despacho sean iguales para todos, por esto el RMER contempla que todo sistema integrado

verticalmente que participe en el MER debe crear unidades con funciones separadas comercialmente.

7. El Mercado Mayorista de Guatemala es una estructura dinámica, se adapta a los cambios necesarios según lo requiera la evolución de la demanda pero respetando sus principios y objetivos.
8. El despacho de energía para la época lluviosa en Guatemala presenta los mejores escenarios en cuanto a los precios más bajos para el territorio nacional incluyendo los forzamientos por arranque y parada de las unidades con turbinas de vapor, al mismo tiempo los precios ofertados al Mercado de Oportunidad Regional son mucho más bajos y terminan siendo muy atractivos para el MER.
9. Ha sido la época seca en donde más exportaciones ha realizado Guatemala hacia el MER, esto un indicativo de que se ha alcanzado una eficiencia de mercado de tal modo que los precios que se obtienen de la optimización diaria son muy competitivos comparados a los precios de los demás mercados nacionales de América Central.
10. El nivel exigido de competitividad entre agentes generadores a nivel regional debe ser considerablemente mayor en comparación con la competitividad actual, de otro modo la ejecución de flexibilidades no es atractiva para los agentes nacionales, al no presentar mejores precios que el mercado de oportunidad guatemalteco.
11. Actualmente la optimización de los recursos de generación en el mercado nacional guatemalteco permite el abastecimiento de las proyecciones de demanda nacional y a la vez las proyecciones por

exportaciones contractuales al MER, esto evita los riesgos que por pérdidas de generación y eventuales aumentos de demanda pueden encarecer el precio de oportunidad de la energía nacional.

12. La exportación de energía bajo el RMER que es considerablemente mayor que con el RTMER, no ha repercutido directamente con un incremento del costo operativo del sistema nacional, pues las condiciones del sistema durante la transición de los reglamentos regionales han mejorado.
13. El precio de la oportunidad de la energía en Guatemala es consecuencia del despacho de energía con criterio económico que se realiza con el objeto de minimizar el costo operativo en conjunto del sistema siempre que abastezca la demanda, la participación en el MER no tiene una incidencia directa en los precios de energía, pues los sobrecostos por exportación son asignados a los exportadores según la NCC 5.
14. Para los consumidores finales del servicio de energía en Guatemala, la exportación de energía bajo el RTMER o el RMER no afecta la facturación final a corto plazo, debido a que en el mercado a término guatemalteco los distribuidores y grandes usuarios pactan los abastecimientos de energía con los participantes productores, y es la Comisión Nacional de Energía Eléctrica la encargada de la regularización de estas tarifas del servicio de distribución de energía eléctrica.



## RECOMENDACIONES

1. Es importante que los entes reguladores continúen incentivando la inversión para la generación de energía en los países centroamericanos aumentando la competitividad en beneficio de disminuir los precios de oportunidad de la energía, y de esta manera poder optimizar el Mercado de Oportunidad Regional como pretende el RMER.
2. Es conveniente considerar que periódicamente los entes regionales realicen estudios sobre el beneficio o perjuicio que está arrojando para la población centroamericana la participación en el mercado eléctrico de sus respectivos países.
3. Es importante que los operadores de sistema y de mercado preparen las interfaces necesarias para la gestión de información y operación de los contratos no firmes financieros y contratos firmes, de este modo abrirán las puertas a los agentes a otras modalidades de transacciones, pudiendo arrojar otros beneficios que actualmente no están vigentes con los tipos de contratos celebrados.





## BIBLIOGRAFÍA

1. AMM. *Coordinación del Despacho de Carga*. NCC No. 1, 2000.
2. \_\_\_\_\_. Informe de Capacidad Instalada. Disponible Web:<[http://www.amm.org.gt/pdfs2/2014/Capacidad\\_Instalada\\_2014.xls](http://www.amm.org.gt/pdfs2/2014/Capacidad_Instalada_2014.xls)>. Consulta: abril 2014.
3. \_\_\_\_\_. Informe de Transacciones Económicas Disponible. Web: <<http://www.amm.org.gt/ite.php?fecha=04-2014&anio=2014>>. Consulta: abril 2014.
4. \_\_\_\_\_. Informe Estadístico Anual 2013. Disponible Web:<[http://www.amm.org.gt/informe\\_estadistico.php?anio=2013&fecha=20130101](http://www.amm.org.gt/informe_estadistico.php?anio=2013&fecha=20130101)>. Consulta: abril 2014.
5. \_\_\_\_\_. *Precio de Oportunidad de la Energía*. NCC No. 4, 2000.
6. \_\_\_\_\_. *Sobrecostos de Unidades Generadoras Forzadas*. NCC No. 5, 2001.
7. CRIE. *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional*. RMER. Diario de Centro América, 2005.
8. \_\_\_\_\_. *Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional*. RTMER. Diario de Centro América, 2002.

9. EOR. *Documentos de Transacciones Económicas Regionales*. Disponible Web: <<http://www.enteoperador.org/index.html#>>. Consultas: junio 2013 – mayo 2014.
10. Guatemala. *Ley General de Electricidad*. octubre 1996, núm. 93-96, p. 18.
11. \_\_\_\_\_. *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*. 25 de mayo de 1998, núm. 299-98, p. 27.
12. \_\_\_\_\_. *Reglamento de la Ley General de Electricidad*. 21 de marzo de 1997, núm. 256-97, p. 44.
13. \_\_\_\_\_. *Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central*. 30 de diciembre de 1996, núm. 25-98, p. 10.
14. MARULANDA GUERRA, Agustín R. *Modelos para la explotación óptima de la generación en mercado eléctricos competitivos*. Director: José Luis Martínez Ramos. Universidad de Sevilla, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2004.
15. SABINA SCARPELLINI, Alfonso Aranda. *Introducción a los mercados energéticos*. Zaragoza: Prensas Universitarias de Zaragoza, 2008. 256p. Textos docentes; 141. Energías renovables. ISBN: 978-84-92521-24-1.

## APÉNDICE



El siguiente listado contiene el nombre de las centrales generadoras participantes y habilitadas comercialmente en el mercado eléctrico guatemalteco con su respectivo nemotécnico.

Los nemotécnico están constituidos por cuatro letras, las primeras tres hacen referencia al nombre propio de las centrales, por lo que cada nemotécnico es único para la cada central, la cuarta letra hace referencia a la fuente primaria utilizada en sus procesos de generación de energía eléctrica, pudiendo estar acompañado de un número correlativo, correspondiente al número de unidad de la central.

Así la cuarta letra puede referirse a:

B: Combustible bunker, biomasa o bio-gas

C: Carbón natural

D: Combustible diésel

G: Gas natural o geotérmica

H: Recurso hídrico

O: Combustible orimulsión o bunker en su defecto

V: Vapor obtenido por medios no naturales

Continuación del apéndice 1.

Nemotécnico	Nombre	Nemotécnico	Nombre
AGU-H	AGUACAPA	LUN-B2	LA UNION BLOQUE 2
ARI-O	ARIZONA	LVA-H	LAS VACAS
ARI-V	ARIZONA VAPOR	MAG-B1	MAGDALENA BLOQUE 1
CAL-G	CALDERAS	MAG-B3	MAGDALENA BLOQUE 3
CAN-H	HIDROCANADA	MAG-B4	MAGDALENA BLOQUE 4
CGP-B	GENERADORA PROGRESO BUNKER	MAG-B5	MAGDALENA BLOQUE 5
CGP-D	GENERADORA PROGRESO DIESEL	MAG-B6	MAGDALENA BLOQUE 6
CHO-H	CHOLOMA	MEX-I	ECOE
CHX-H	CHIXOY	MTI-B	MADRE TIERRA
CND-H	CANDELARIA	MTO-H	MONTECRISTO
COE-D	COENESA	MTZ-H	MATANZAS
CON-B	CONCEPCION	ORT-G	ORTITLAN
DAR-B	DARSA	PAL-H	PALIN II
ECR-B	ELECTRO CRISTAL BUNKER 1,2	PAS-H	PA SABIEN
ECR-D	ELECTRO CRISTAL DIESEL 1,2	PGO-B	PALO GORDO
ELG-B	ELECTRO GENERACION	PNA-H	PANAN
EPI-B1	EL PILAR BLOQUE 1	PNT-B1	PANTALEON BLOQUE 1
EPI-B2	EL PILAR BLOQUE 2	PNT-B2	PANTALEON BLOQUE 2
EPI-B3	EL PILAR BLOQUE 3	POR-H	EL PORVENIR
ESC-G3	ESCUINTLA GAS 3	PQP-B	PUERTO QUETZAL POWER
ESC-G5	ESCUINTLA GAS 5	PVE-H	POZA VERDE
ESC-V	ESCUINTLA VAPOR 2	PVI-H	PALO VIEJO
GAT-B	GENERADORA DEL ATLANTICO BIOGAS	PWT-B	POLIWATT
GAT-V1	GENERADORA DEL ATLANTICO VAPOR	RBO-H	RIO BOBOS
GCS-C	GENERADORA COSTA SUR	REC-H	EL RECREO
GEC-B	GECSA B1,B2	REN-H	RENACE
GEC-B2	GECSA 2 B3,B4	S&S-D	STEWART & STEVENSON
GEN-B1	GENOR 0-10	SAA-B	SANTA ANA
GEN-B2	GENOR 10-20	SAL-H	EL SALTO
GEN-B3	GENOR 20-30	SDI-B1	SAN DIEGO
GEN-B4	GENOR 30-40	SEC-H	SECACAO
GGO-B	GENOSA	SID-B	SIDEGUA
HEL-H	HIROELECTRICA EL LIBERTADOR	SIS-H	SAN ISIDRO
HHS-H	HIDROELECTRICA HIDROPOWER SDMM	SJO-C	SAN JOSE
HLP-H	HIDROELECTRICA LA PERLA	SMA-H	SANTA MARIA
INT-B	INTECCSA BUNKER	STS-H	SANTA TERESA
INT-D	INTECCSA DIESEL	TAM-G	TAMPA
JUR-H	JURUN MARINALA	TDL-B1	TDL U6, U7, U8, U12
LAG-G1	LAGUNA GAS 1	TDL-B2	TDL U3, U4, U9
LAG-G2	LAGUNA GAS 2	TDL-B3	TDL U10,U11, U13
LES-H	LOS ESCLAVOS	TND-B1	TRINIDAD BLOQUE 1
LLI-C	LA LIBERTAD	TND-B2	TRINIDAD BLOQUE 2
LPA-B1	LAS PALMAS 1	TND-B3	TRINIDAD BLOQUE 3
LPA-B2	LAS PALMAS 2	TUL-B1	TULULA BLOQUE 1
LPA-B3	LAS PALMAS 3	TUL-B4	TULULA BLOQUE 4
LPA-B4	LAS PALMAS 4	VDA-H	VISION DE AGUILA
LPA-B5	LAS PALMAS 5	XAC-H	HIDROXACBAL
LPA-C	LAS PALMAS II	ZUN-G	ORZUNIL
LUN-B	LA UNION		

Fuente: elaboración propia.