

Informe Final del Trabajo de Grado en la Modalidad Investigación
**“ANÁLISIS CRÍTICO DEL NUEVO ELEMENTO EN EL ESQUEMA
REGULATORIO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN
COLOMBIA: CARGO POR CONFIABILIDAD”**

Presentado ante:
COMITÉ DE TRABAJOS DE GRADO E³T

Por:
SERGIO ALFONSO CASTILLA CARRASCAL
Estudiante de Ingeniería Eléctrica
Código UIS: 2030460



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA
Y DE TELECOMUNICACIONES**



Bucaramanga, 2008

**ANÁLISIS CRÍTICO DEL NUEVO ELEMENTO EN EL ESQUEMA
REGULATORIO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN
COLOMBIA: CARGO POR CONFIABILIDAD**

SERGIO ALFONSO CASTILLA CARRASCAL

Trabajo de Grado presentado como Requisito
Parcial para optar por el Título de Ingeniero Electricista

Director:

RUBÉN DARÍO CRUZ RODRÍGUEZ

Doctor Ingeniero Electricista

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2008

DEDICATORIA

A Dios por guiarme y acompañarme en el sendero de mi vida.

A mis padres Ciro Alfonso e Iveth Tatiana, quienes representan parte de lo que soy.

Mis hermanos Tatiana y Juan Carlos, mis compañeros y amigos de viaje en este mundo.

Carlos, Odette y Ana, mis abuelos queridos.

A todas las personas que han contribuido a sentirme vivo, y aquellas que hoy no están físicamente para seguir brindándome su apoyo.



AGRADECIMIENTOS

Agradezco la contribución del Director del proyecto el Profesor Rubén Darío Cruz Rodríguez, quien me brindó su apoyo y confianza para la realización éste trabajo. Al Doctor Ricardo Lequerica por permitirme la realización de mi Práctica Empresarial en TERMOFLORES S.A. (Barranquilla); donde tuve la oportunidad de conocer al Ingeniero José Rosales Mendoza, quien fue mi asesor en la elaboración de éste Proyecto. A mis compañeros y amigos de trabajo, el Ingeniero Sergio Hazbún y la Ingeniera Sandra Molina, quienes me enseñaron y compartieron conmigo el desempeño en el diario laboral de la Empresa.

Agradezco a Andrea, a mis amigos y a todas las personas que de una u otra manera contribuyeron con la realización de este trabajo.



Contenido

CONTENIDO.....	6
LISTA DE TABLAS	16
LISTADO DE ILUSTRACIONES	17
RESUMEN EJECUTIVO DEL TRABAJO DE GRADO.....	18
RESUMEN.....	21
SUMMARY	22
INTRODUCCIÓN.....	23
<u>CAPÍTULO I.....</u>	<u>26</u>
PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN Y EXPANSIÓN EN MERCADOS DE ENERGÍA.....	26
1. MECANISMOS IMPLEMENTADOS A NIVEL MUNDIAL.....	26
2. SUBASTAS	29
2.1 Subastas Típicas para Comercializar Energía	29
2.2 Elementos de Éxito de una Subasta.....	31
3. EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN SUBASTAS	32
3.1 Subastas de Energía de Rondas Múltiples para la Venta de Energía	33
3.1.1 Subasta SAA (Simultaneos Ascending Auction) en Alberta, Canadá para la venta de PPAs (Power Purchasing Agreement) en el año 2000.....	33
3.1.2 Electricité de France para la venta de PPAs y VPPs (Virtual Power Plant) desde el año 2001	33
3.1.3 Venta de PPAs en Texas para la venta de capacidad de las Empresas de Generación en el 2001	34
3.2 Subastas de Energía de Rondas Múltiples para la Compra de Energía.....	35
3.2.1 Subastas de Energía en Nueva Jersey, Ohio y Pennsylvania en los Estados Unidos.....	35
3.2.2 Brasil en la Compra de Energía Existente y Nueva en 2004	37
3.2.3 Subastas de Energía en España, El Nuevo Modelo de Mercado	38
4. EL CASO COLOMBIANO	39
<u>CAPÍTULO II.....</u>	<u>44</u>
ESQUEMA FUNCIONAL DEL CARGO POR CONFIABILIDAD EN COLOMBIA.....	44
1. OBLIGACIÓN DE ENERGÍA FIRME	46



1.1	Cantidad de Energía Firme a Asignar	47
1.2	Condición Crítica	47
1.3	Período de Vigencia de la Obligación	48
1.4	Deberes Asociados a la Obligación de Energía Firme	49
1.5	Certificación de la Asignación de la Obligación de Energía Firme	50
2.	VALORACIÓN DE LA ENERGÍA FIRME PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD	50
2.1	ENFICC para Plantas Hidráulicas	51
2.2	ENFICC para Plantas Térmicas	51
2.3	ENFICC para Plantas no Despachadas Centralmente	52
2.4	Declaración de Parámetros	52
3.	ANILLOS DE SEGURIDAD	53
3.1	Mercado Secundario de Energía Firme	54
3.1.1	Contratos de Respaldo	54
3.1.2	Energía de Referencia para el Mercado Secundario	55
3.2	Demanda Desconectable Voluntariamente	56
3.3	Generación de Última Instancia	56
3.4	Subastas de Reconfiguración	57
3.4.1	Subastas de Reconfiguración para la Compra de Energía	57
3.4.2	Subastas de Reconfiguración para la Venta de Energía	57
4.	SUBASTA PARA LA ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME	58
4.1	Periodicidad de la Subasta	59
4.2	Requisitos para Participar en la Subasta	60
4.2.1	Plantas y/o Unidades de Generación Nuevas o Especiales	60
4.2.2	Para Plantas y/o Unidades de Generación Existentes	61
4.2.3	Requisitos Generales	61
4.2.4	Participación en la Subasta con Plantas o Unidades de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la Subasta (GPPS)	62
4.3	Reglamento de la Subasta	63
4.3.1	Demanda Objetivo	63
4.3.2	Función de Oferta de ENFICC	63
4.3.3	Ofertas de Energía Firme	64
4.3.4	Función de Demanda	65
4.4	Descripción del Proceso de Subasta: “Reloj Descendente”	65
4.4.1	Determinación del Precio de Cierre de la Subasta	67
4.4.2	Caso Especial: Retiro de Unidades de Generación	68
5.	LIQUIDACIÓN EN EL CARGO POR CONFIABILIDAD	68
6.	GARANTÍAS	70
6.1	Principios Generales de Todas las Garantías Establecidas	71
6.2	Reglamento de Garantías	71



7. MECANISMOS DE VERIFICACIÓN	72
7.1 Verificación de ENFICC	72
7.2 Verificación de Parámetros	73
7.3 Auditoria para Plantas Especiales, Nuevas y Existentes con Obras	73
7.4 Pruebas de Disponibilidad	73
8. OTROS ASPECTOS DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	74
8.1 Combustibles.....	74
8.2 Período de Transición	74
8.3 Proceso de Implantación	77
9. METODOLOGÍA DETALLADA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	78
<u>CAPÍTULO III</u>	88
ANÁLISIS CRÍTICO DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	88
1. INTERRELACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD CON EL MERCADO ELÉCTRICO COLOMBIANO .	88
1.1 Generalidades del Sector Eléctrico	88
1.2 Introducción al Mercado de Energía Mayorista.....	90
1.3 El Cargo por Confiabilidad en el Precio de la Energía.....	92
1.4 Marco Regulatorio para la generación eléctrica en Colombia.....	94
2. ANÁLISIS REGULATORIO	98
2.1 Pertinencia del Cargo por Confiabilidad y su Compatibilidad con la Regulación Vigente.....	98
2.2 Seguridad Jurídica en Materia del Cargo por Confiabilidad.....	102
3. ANÁLISIS DE IDONEIDAD	104
3.1 Promoción del Cargo por Confiabilidad hacia la Expansión de la Generación Nacional	104
3.2 Ajustes Realizados para el Cumplimiento de los Objetivos del Cargo por Confiabilidad	108
3.3 Resultados Preliminares de la primera Subasta y de la Asignación a Plantas de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la Subasta (GPPS).....	110
4. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS CRÍTICO	113
<u>CAPÍTULO IV</u>	116
CONCLUSIONES GENERALES.....	116
1. CONCLUSIONES DEL TRABAJO	116
2. OBSERVACIONES.....	117
3. LÍNEAS DE DESARROLLO	118



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	120
BIBLIOGRAFÍA ADICIONAL	123
ANEXOS	125
DISPOSICIONES PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD	125
ANEXO I	126
GENERALIDADES DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	126
1. PERÍODOS DEFINIDOS EN EL CARGO POR CONFIABILIDAD	126
1.1 Período de Transición	127
1.2 Período de Precalificación	127
1.3 Período de Planeación.....	127
1.4 Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme	127
2. TIPO DE PLANTAS EN EL CARGO POR CONFIABILIDAD	128
ANEXO 2.....	129
VALORACIÓN DE LA ENERGÍA FIRME PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD	129
1. CÁLCULO DE ENERGÍA FIRME PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD.....	129
1.1 Planta Hidráulica.....	129
1.2 Plantas Térmicas.....	132
1.2.1 Índice de Disponibilidad de Suministro de Combustibles (IDS).....	133
1.2.2 Índice de Disponibilidad de Transporte de combustible para Operación Continua (IDT)...	134
1.2.3 Índice de Disponibilidad Histórica de Salidas Forzadas –IHF	136
1.3 Metodología de Cálculo de la ENFICC de una Planta No Despachada Centralmente.....	140
2. FORMATO PARA DECLARACIÓN DE ENFICC	141
3. REPORTE DE INFORMACIÓN PARA EL CÁLCULO DE LA ENFICC	142
ANEXO 3.....	146
OBLIGACIONES Y REMUNERACIONES ASOCIADAS AL CARGO POR CONFIABILIDAD.....	146



1.	OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME	146
1.1	Obligación de Energía Firme Mensual en el Período de Vigencia de la Obligación	146
1.2	Obligación Diaria de Energía Firme	147
1.3	Determinación de la Obligación Horaria de Energía Firme	148
2.	ACTUALIZACIÓN DE LA REMUNERACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD.....	149
2.1	En casos especiales de Subasta.....	150
2.2	En Casos de que No se Presente Subasta.....	151
3.	PRECIO DE ESCASEZ	151
ANEXO 4.....		153
SUBASTA PARA LA ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME		153
1.	REPORTE DE INFORMACIÓN	153
1.1	Plantas o Unidades de Generación Nuevas.....	153
1.2	Plantas o Unidades de Generación Existentes	153
1.3	Plantas o Unidades de Generación que Deseen Presentar Obras que No se han Iniciado a la Fecha de la Subasta.....	154
2.	ORGANIZACIÓN DE LA SUBASTA.....	155
2.1	Administrador de la Subasta: Responsabilidades y Deberes	155
2.2	Auditor de la Subasta: Responsabilidades y Deberes	156
2.3	Subastador: Responsabilidades y Deberes	157
2.4	Agentes: Obligaciones con el Uso del Sistema de Subasta.....	157
3.	SISTEMA DE SUBASTA.....	158
3.1	Características del Sistema de Subasta.....	158
3.2	Mecanismos ante Contingencias en el Sistema	159
4.	CASOS ESPECIALES DEL PROCESO DE SUBASTA	160
4.1	Oferta Insuficiente	160
4.2	Competencia Insuficiente	161
4.3	Participación Insuficiente.....	161
5.	PROCEDIMIENTO PARA LA ASIGNACIÓN DE OEF A GENERADORES QUE REPRESENTEN PLANTAS O UNIDADES DE GENERACIÓN CON PERÍODOS DE CONSTRUCCIÓN SUPERIORES AL PERÍODO DE PLANEACIÓN DE LA SUBASTA (GPPS)	162
5.1	Preparación	162
5.2	Criterio de Ordenamiento para Ofertar en las Asignaciones	163
5.3	Reglas para Realizar las Asignaciones	163



6. SELECCIÓN DEL DESARROLLADOR PARA EL CASO DE UN PROYECTO CON VARIOS DESARROLLADORES.....	165
ANEXO 5.....	166
LIQUIDACIÓN, RECAUDO Y PAGO DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	166
1. LIQUIDACIÓN	166
1.1 Determinación de la Obligación Horaria de Energía Firme	166
1.1.1 Obligación Diaria de Energía Firme (ODEF):.....	166
1.1.2 Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme (incluye importaciones TIE):	167
1.1.3 Desviación Positiva Horaria de las OEF:	168
1.2 Cálculo por Parte del ASIC	168
2. RECAUDO Y PAGO DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	169
2.1 Conciliación	170
2.1.1 Remuneración Real de las OEF	170
2.1.2 Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE)	172
2.1.3 Costo Equivalente en Energía (CEE).....	172
2.2 Liquidación y Facturación	173
2.2.1 Valor a Recaudar por parte de las Plantas y/o Unidades de Generación	173
2.2.2 Valor a Distribuir a cada una de las Plantas y/o Unidades de Generación	173
2.2.3 Liquidación de las Plantas y/o Unidades de Generación no Despachadas Centralmente	174
ANEXO 6.....	175
REGLAMENTO DE GARANTÍAS.....	175
1. GENERALIDADES	175
1.1 Principios Adicionales y Otorgamiento de las Garantías	175
1.2 Garantías Admisibles	177
2. GARANTÍA PARA AMPARAR LA PARTICIPACIÓN EN LAS SUBASTAS O EN EL MECANISMO DE ASIGNACIÓN QUE HAGA SUS VECES	178
2.1 Plazo para Presentación de la Garantía	179
2.2 Vigencia de la Garantía	179
2.3 Valor de la Cobertura.....	179
2.4 Eventos de Incumplimiento.....	180
2.5 Terminación de Obligaciones de Energía Firme	180



3. GARANTÍA PARA AMPARAR LA CONSTRUCCIÓN Y PUESTA EN OPERACIÓN DE PLANTAS Y/O UNIDADES DE GENERACIÓN	181
3.1 Vigencia de la Garantía	181
3.2 Eventos de Incumplimiento.....	182
3.3 Terminación de la Obligación de Energía Firme	182
4. GARANTÍA PARA AMPARAR LA DISPONIBILIDAD DE CONTRATOS DE COMBUSTIBLE DURANTE EL PERÍODO DE PLANEACIÓN	183
4.1 Vigencia de la Garantía	183
4.2 Eventos de Incumplimiento.....	183
4.3 Terminación de la Obligación de Energía Firme	184
5. GARANTÍA PARA AMPARAR LA ENERGÍA FIRME INCREMENTAL REFERENTE A UNA DECLARACIÓN DE ENERGÍA FIRME SUPERIOR A LA ENFICC BASE, PARA EL CASO DE PLANTAS HIDRÁULICAS	184
5.1 Vigencia de la Garantía	184
5.2 Eventos de Incumplimiento.....	184
5.3 Terminación de la Obligación de Energía Firme	185
6. GARANTÍA PARA AMPARAR LA CONTINUIDAD DE CONTRATOS DE COMBUSTIBLE CUANDO SU DURACIÓN ES INFERIOR AL PERÍODO DE VIGENCIA DE LA OBLIGACIÓN.....	185
6.1 Vigencia de la Garantía	185
6.2 Eventos de Incumplimiento.....	186
6.3 Terminación de la Obligación de Energía Firme	186
7. GARANTÍA PARA AMPARAR EL INCREMENTO FUTURO DE ENFICC DEBIDO A LA MEJORA EN EL ÍNDICE IHF DE UNA PLANTA O UNIDAD DE GENERACIÓN	186
7.1 Vigencia de la Garantía	187
7.2 Eventos de Incumplimiento.....	187
7.3 Terminación de la Obligación de Energía Firme	187
8. DISPOSICIONES FINALES	187
8.1 Firmas Auditoras	187
8.2 Valor de Cobertura	188
8.3 Actualización del Valor de Cobertura	190
8.4 Valor de Cobertura ante Incumplimiento de Cronogramas	191
8.5 Vigencia de las garantías de Obligaciones de Energía Firme	191
8.6 Ajuste y Reposición de Garantías	192
8.7 Procedimiento de Ejecución de las Garantías	192
8.8 Esquemas Asociativos de Contratación de Garantías	193
<u>ANEXO 7.....</u>	194
<u>CONTRATACIÓN DE COMBUSTIBLES Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL.....</u>	194



1.	CONTRATOS EN FIRME DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS NATURAL	194
2.	ALMACENAMIENTO E INVENTARIOS PARA COMBUSTIBLES DIFERENTES AL GAS NATURAL	195
3.	CONTRATOS DEL MERCADO SECUNDARIO DE SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS	195
4.	FORMATOS NORMALIZADOS	196
4.1	Generadores Térmicos a Gas: Deben Presentar los Sigüientes Formatos	197
4.2	Generadores Térmicos a Carbón y Otros Combustibles al Gas Natural:	197

ANEXO 8..... 199

MECANISMOS DE VERIFICACIÓN PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD..... 199

1.	VERIFICACIÓN DE PARÁMETROS.....	199
1.1	Contratación de la Auditoria	199
1.2	Criterios para la Verificación de Parámetros	200
1.3	Procedimiento para la Verificación de Parámetros	201
2.	CONTRATACIÓN DE AUDITORÍA PARA VERIFICACIÓN DE PLANTAS NUEVAS, EXISTENTES CON OBRAS O ESPECIALES.....	201
3.	PRUEBAS DE DISPONIBILIDAD	202
3.1	Mecanismo para las Pruebas de Disponibilidad.....	202
3.2	Características de las Pruebas de Disponibilidad	204
3.3	Incumplimiento de la Prueba de Disponibilidad	204
3.3.1	Imposibilidad de Programación de la Prueba	205
3.3.2	Montos a Devolver por el Incumplimiento de la Prueba	205
3.3.3	Declaración de Éxito de la Prueba	206
3.4	Disponibilidad Comercial durante la Prueba.....	206
3.5	Índices de Indisponibilidad durante el período de Pruebas de Disponibilidad	207
3.6	Reconciliación por Pruebas de Disponibilidad.....	207
3.6.1	Reconciliación Positiva.....	207
3.6.2	Reconciliación Negativa.....	207
3.7	Redespacho y Cancelación asociados a las Pruebas de Disponibilidad	207

ANEXO 9..... 209

EFFECTOS DE INCUMPLIMIENTO..... 209

1.	EFFECTOS POR INCUMPLIMIENTO DEL CRONOGRAMA DE CONSTRUCCIÓN O DE REPOTENCIACIÓN, O DE LA PUESTA EN OPERACIÓN DE LA PLANTA	209
----	--	-----



2. EFECTOS DEL INCUMPLIMIENTO EN LA PRESENTACIÓN DE CONTRATOS Y GARANTÍAS.....	210
3. ASIGNACIÓN DE EXCEDENTES ASOCIADOS CON EL INCUMPLIMIENTO DE LAS OEF POR PARTE DEL GENERADOR	210
<u>ANEXO 10.....</u>	<u>211</u>
<u>DISPOSICIONES ADICIONALES</u>	<u>211</u>
1. OBLIGACIONES ADICIONALES PARA AGENTES CON PLANTAS Y/O UNIDADES DE GENERACIÓN NUEVAS O ESPECIALES	211
2. RETIRO DE AGENTES DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA	211
2.1 Agentes que tienen asignadas Obligaciones de Energía Firme.....	211
2.2 Agentes que No Tengan Obligaciones de Energía Firme Asignadas.....	212
2.3 Reglamento para el Retiro y Reingreso de Cualquier Planta o Unidad de Generación	213
<u>ANEXO 11</u>	<u>215</u>
<u>DISPOSICIONES DURANTE EL PERÍODO DE TRANSICIÓN.....</u>	<u>215</u>
1. CRONOGRAMA DEL PERÍODO DE TRANSICIÓN (AÑO 2006).....	215
2. CRONOGRAMA PARA EL REPORTE DE INFORMACIÓN (AÑO 2007).....	216
3. ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME DURANTE EL PERÍODO DE TRANSICIÓN (AÑOS 2008, 2011 Y 2012).....	218
4. CRONOGRAMA PARA REPORTE DE INFORMACIÓN PARA HABILITAR LA PARTICIPACIÓN EN LA PRIMERA SUBASTA.....	220
5. DEMANDA OBJETIVO	222
6. OBLIGACIONES Y GARANTÍAS.....	223
6.1 Obligaciones a Garantizar y Cumplimiento de las Mismas.....	223
6.2 Garantías para el Primer Año del Período de Transición.....	224
6.3 Principios y Otorgamiento de las Garantías	225
6.4 Cronograma para la Presentación de Garantías.....	226
6.5 Reposición y Ajuste de Garantías	227
6.6 Procedimiento de Ejecución de las Garantías	227
7. EVENTOS DE INCUMPLIMIENTO.....	228
<u>ANEXO 12.....</u>	<u>230</u>



RESOLUCIONES CARGO POR CONFIABILIDAD	230
ANEXO 13	233
EVOLUCIÓN DE LA REGULACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	233
ANEXO 14	236
ESQUEMA DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	236



Lista de Tablas

Tabla 1. Datos para la Primera Subasta	63
Tabla 2. Descripción de Participantes	79
Tabla 3. Descripción General del Cargo por Confiabilidad	81
Tabla 4. Procedimientos en el Período de Transición	84
Tabla 5. Regulación para la Actividad de Generación	95
Tabla 6. Pertinencia del Cargo por Confiabilidad y Compatibilidad con la Regulación Vigente	99
Tabla 7. Indisponibilidad Histórica Forzada	138
Tabla 8. Remuneración en Caso de Subasta Especial	161
Tabla 9. Cronograma para Reportar Información en el 2007	216
Tabla 10. Asignación de OEF – 2008, 2011 y 2012	218
Tabla 11. Cronograma para Participar en la Primera Subasta	221
Tabla 12. Demanda Objetivo 2008 - 2019	222
Tabla 13. Resoluciones CREG – Cargo por Confiabilidad	230
Tabla 14. Modificación, Derogación y Adición de los Artículos de la Resolución CREG 071 de 2006 Correspondientes al Cargo por Confiabilidad	233
Tabla 15. Modificaciones, Derogaciones y Adiciones a Resoluciones Restantes CREG Asociadas al Cargo por Confiabilidad	235



Listado de Ilustraciones

Ilustración 1. Dependencia en Colombia de la Generación Hidráulica	40
Ilustración 2. Posibilidad de Ingresos para los Agentes Generadores	45
Ilustración 3. Evolución Histórica en los Precios de Escasez y Bolsa de Energía	48
Ilustración 4. Proyección de Demanda Doméstica	49
Ilustración 5. ENFICC Declarada por los Agentes Generadores	53
Ilustración 6. Anillos de Seguridad	54
Ilustración 7. Subastas de Reconfiguración	58
Ilustración 8. Requisitos de un Proyecto de Generación en Fase 2	61
Ilustración 9. Subasta de Reloj Descendente	67
Ilustración 10. Determinación del Precio de Cierre, Caso 1	67
Ilustración 11. Determinación del Precio de Cierre, Caso 2	68
Ilustración 12. Evolución del CEE y el CERE	70
Ilustración 13. ENFICC Declarada y OEF Asignada	75
Ilustración 14. Energía Firme Adicional	76
Ilustración 15. OEF Asignadas a Proyectos con Inversión	76
Ilustración 16. Estructura del MEM	90
Ilustración 17. Transacciones en el MEM	91
Ilustración 18. Precio de Bolsa en el MEM	92
Ilustración 19. Evolución del Precio de Bolsa	94
Ilustración 20. Desagregación en el Negocio de Generación	95
Ilustración 21. Sistema Eléctrico Colombiano	104
Ilustración 22. Proyectos de Generación en Desarrollo	106
Ilustración 23. Proyectos de Generación Registrados Ante la UPME	107
Ilustración 24. Asignación de OEF a Plantas GPPS	112
Ilustración 25. Períodos del Cargo por Confiabilidad	126
Ilustración 26. Esquema de Embalses Asociados a Cadena de Plantas	132
Ilustración 27. Indisponibilidad Histórica Forzada	139
Ilustración 28. Formato para Declaración de ENFICC	141
Ilustración 29. Esquema del Cargo por Confiabilidad	236



Resumen Ejecutivo del Trabajo de Grado

Título:	Análisis Crítico del Nuevo Elemento en el Esquema Regulatorio del Suministro de Energía Eléctrica en Colombia: Cargo por Confiabilidad
Director	Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez, rdcruz@uis.edu.co
Autor	Sergio Alfonso Castilla Carrascal, castilla_serjio@hotmail.com
Modalidad:	Investigación
Costo Total:	\$16'280.000,00
Plazo	16 semanas
Posibles Entidades Interesadas en los Resultados	Empresas vinculadas al sector eléctrico, tales como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la Compañía de Expertos en Mercados XM S.A. E.S.P., empresas generadoras como es el caso de Termoflores S.A E.S.P , empresas comercializadoras, y el Ministerio de Minas y Energía. En términos generales, las entidades encargadas de la regulación, planeación y control del mercado de energía eléctrica, operadores de mercados y empresas generadoras y comercializadoras. Este tema también es de interés de eventuales inversionistas interesados en incursionar como generadores en un mercado de energía eléctrica.

Breve Reseña del Proyecto:

La CREG, como entidad encargada de “crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia”¹, identificó la necesidad de modificar el actual esquema regulatorio que garantizará el cubrimiento del fin anterior. Esto fue motivado por pronósticos consignados en estudios realizados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), los cuales preveen situaciones de oferta insuficiente en generación para los próximos años, considerando los altos índices estimados de crecimiento de la demanda. Ésta modificación regulatoria resultó en el nuevo esquema de Cargo por Confiabilidad, que pretende dar cubrimiento y confiabilidad ante estas condiciones del mercado de suministro energético.

Con la implantación de este nuevo esquema regulatorio, resultan muchos aspectos que necesitan ser adaptados y replanteados a medida que el mercado encuentra de nuevo un punto de establecimiento y adaptación a la modificación impuesta. Bajo ésta problemática, éste trabajo de grado en la modalidad de investigación, identifica los aspectos importantes que deben considerarse para obtener conclusiones definitivas acerca de la efectividad y conveniencia del Cargo por Confiabilidad. Estableciendo su estructura, esquema funcional, sus fortalezas y debilidades, así como sus implicaciones, con las cuales se formulan recomendaciones que redundan al buen funcionamiento del mercado eléctrico colombiano. Además de ello, éste trabajo de grado ilustra los posibles escenarios a los cuales los agentes generadores se ven sometidos operando bajo este nuevo esquema, mostrando las acciones que se deben prever para consolidarse como empresas rentables y competitivas en las mencionadas condiciones.

La idea de realizar este trabajo de grado referente a la regulación eléctrica del mercado Colombiano se originó ante las inquietudes de la empresa Termoflores S.A E.S.P.² al igual que las inquietudes que comparten muchos otros en el sector, con respecto a las implicaciones del nuevo esquema introducido en la regulación del mercado eléctrico colombiano: el Cargo por Confiabilidad.

¹ Ley Eléctrica de Servicios Públicos, Ley 143 de 11 de julio de 1994. Artículo 23.

² TERMOFLORES S.A E.S.P. a través del Ingeniero José Rosales Mendoza, ha manifestado su interés en contribuir y facilitar el desarrollo del presente trabajo de grado.

Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez



Objetivo General del Proyecto:	
<p>Analizar la reglamentación que estableció el cargo por confiabilidad, conceptualizando sobre su viabilidad, las implicaciones de su implantación y su coherencia con el marco regulatorio vigente en el mercado eléctrico colombiano.</p>	
Objetivo Específico Propuesto	Resultado Obtenido
<p>Establecer la estructura y esquema funcional del Cargo por Confiabilidad, identificando los componentes que lo rigen y la metodología que debe seguir un agente generador para incorporar este mecanismo regulatorio en sus procesos.</p>	<p>El mecanismo del Cargo por Confiabilidad, fue caracterizado a partir de las resoluciones pertinentes emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, para lo cual se consideró un período de análisis de un año. En este período se recopiló, estructuró y analizó las disposiciones hasta la fecha (noviembre de 2007), con el propósito de concentrar toda la información suficiente para describir el mecanismo del Cargo, muchas veces modificado por las mismas resoluciones. Se presenta entonces una serie de tablas con diagramas de flujo que describen el esquema y su estructura de forma abreviada y adecuada para una rápida familiarización con el mismo (ver el Capítulo 2 y Anexos de este documento).</p>
<p>Realizar una revisión cronológica de las resoluciones expedidas por la CREG y organismos similares, aplicables al mercado eléctrico colombiano, que permita establecer la interrelación del cargo por confiabilidad con la regulación vigente, evaluando así la compatibilidad existente entre éstos.</p>	<p>Para el cumplimiento de este objetivo se inició con la caracterización del mercado eléctrico colombiano y el manejo de la generación en Colombia y a partir de esto se analizaron las interrelaciones existentes entre las disposiciones del Cargo por Confiabilidad y las reglas vigentes en el mercado de energía eléctrica del país. Posteriormente se estudió la compatibilidad de dicho esquema con la estructura institucional del MEM; y a su vez, se revisó lo propuesto por el regulador con respecto a “seguridad jurídica” en cuanto la norma debe brindar tranquilidad a este respecto a los interesados en la inversiones que el cargo busca incentivar (ver el Capítulo 3 del presente documento).</p>
<p>Analizar críticamente la resolución CREG 071 de 2006 y sus anexos, complementos y modificaciones a la fecha de noviembre de 2007, considerando fundamentalmente los objetivos establecidos para el Cargo por Confiabilidad y la promoción del desarrollo del sector eléctrico colombiano (competitividad, eficiencia, fomento inversión).</p>	<p>El análisis realizado en el trabajo presenta la evolución del cargo, y las resoluciones emitidas hasta la fecha de análisis, para cumplir con el objetivo regulatorio de fomentar la expansión en el mercado nacional y a su vez, garantizar el cubrimiento de la demanda a largo plazo bajo criterios eficientes y efectivos (ver el Capítulo 3 de este informe). Posteriormente en los anexos del documento del trabajo de grado se presenta una recopilación organizada de forma lógica incluyendo un análisis de todas las disposiciones en las resoluciones correspondientes al Cargo por Confiabilidad hasta noviembre de 2007. Con esto se logra describir de forma aún más detallada las disposiciones que rigen dicho cargo.</p> <p>Además de lo anterior, se presentan los resultados de las experiencias de implantación de diferentes tipos de subastas en varios mercados de energía en el mundo. Esto con el fin de facilitar poner en perspectiva la metodología utilizada y conceptualizar con respecto a sus eventuales resultados y características en el cumplimiento del objetivo de realizar asignaciones de energía. (ver el Capítulo I más adelante).</p>



Actividades de Difusión Realizadas / Programadas:

Publicación futura de un artículo en la Revista UIS Ingenierías donde se resalten los resultados y conclusiones obtenidas en este trabajo y sus líneas de desarrollo.

Impactos del Proyecto:

Se presenta de forma estructurada, organizada, actualizada y precisa la información pertinente de la normativa establecida para el Cargo por Confiabilidad por parte de la CREG (ver Anexos). Esta información fue también analizada de forma que se cuente con lo necesario para familiarizarse rápida y eficientemente con este nuevo instrumento regulatorio. De esta manera cualquier agente generador o inversionista puede aclarar inquietudes y tomar decisiones para incorporar el Cargo por Confiabilidad dentro de sus opciones de ingresos. Esto además es de utilidad en cualquier trabajo de investigación con respecto a esta forma de incentivar la expansión del sistema de generación de energía eléctrica en un mercado competitivo.

RESUMEN

TITULO

ANÁLISIS CRÍTICO DEL NUEVO ELEMENTO EN EL ESQUEMA REGULATORIO DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA: CARGO POR CONFIABILIDAD[‡]

AUTOR

SERGIO ALFONSO CASTILLA CARRASCAL**

PALABRAS CLAVE

Anillos de Seguridad, Cargo por Confiabilidad, Energía Firme, Generación de Energía Eléctrica, Mercados de Energía, Obligaciones, Regulación de Mercados de Energía, Subastas.

CONTENIDO

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) ha venido estableciendo y perfeccionando a lo largo de los últimos años el marco regulatorio del Sector Eléctrico Colombiano -reglamentos, normas y disposiciones- con el propósito de fomentar la transparencia y competitividad del mercado de energía eléctrica en Colombia, además de proporcionar las señales requeridas para el mejoramiento continuo y desarrollo adecuado del sector. Por ésta razón la CREG estableció un nuevo mecanismo regulatorio, vigente a partir del primero de diciembre de 2006, que busca asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia a largo plazo, bajo condiciones de eficiencia y continuidad de abastecimiento en condiciones críticas. A este mecanismo se le denominó “Cargo por Confiabilidad”.

En el desarrollo del presente trabajo de grado se estudiaron y analizaron críticamente las disposiciones establecidas para la implantación del “Cargo por Confiabilidad”, conceptuando sobre la interrelación y coherencia del mecanismo propuesto con la regulación vigente en el mercado. En este análisis se consideró especialmente el verificar el cumplimiento los objetivos declarados para el “Cargo por Confiabilidad” con respecto a la promoción de la inversión en la actividad de generación de energía eléctrica en Colombia. El análisis cualitativo realizado, que se presenta en este documento, concluyó que efectivamente el mecanismo regulatorio propuesto puede promover la inversión en infraestructura de generación consecuentemente con los objetivos establecidos, constituyéndose en una disposición de gran pertinencia y relevancia para el Sector Eléctrico Colombiano.

En este trabajo también se estableció la estructura y el esquema funcional del “Cargo por Confiabilidad” identificando los componentes que lo rigen y estableciendo los procedimientos que debe seguir tanto un agente generador como un inversionistas para incorporar este mecanismo dentro de sus opciones de negocio. Esto se considera uno de los principales aportes del trabajo.

[‡] Proyecto de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez

Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez



SUMMARY

TITLE

CRITICAL ANALYSIS OF THE NEW ELEMENT IN THE REGULATORY SCHEME FOR THE ELECTRICITY SUPPLY IN COLOMBIA: RELIABILITY CHARGE*

AUTHOR

SERGIO ALFONSO CASTILLA CARRASCAL**

KEYWORDS

Auctions, Firm Energy, Contingency Mechanisms, Electric Power Generation, Power Markets, Obligations, Regulation of Power Markets, Reliability Charge.

CONTENT

The Regulatory Commission of Energy and Gas (CREG) has been developing and refining over the past few years the regulatory framework of the Colombian electricity sector—regulations, rules and provisions—with the purpose of promoting transparency and competitiveness in the Colombian power market, beside of providing the signals required for a continuous improvement and a proper development of the sector. For this reason, the CREG established a new regulatory mechanism, starting from December 2006, which seeks to ensure long-term reliability in the electricity supply in Colombia, that is, efficient and continuous supply under critical conditions. This regulatory mechanism was called "Reliability Charge."

During this graduation work, the implementing process of the "Reliability Charge" was critically analyzed and studied, assessing its consistency and the relationship of the proposed mechanism with the current regulatory framework of the Colombian Power Market. In this analysis was specially considered the satisfaction of the proposed objectives for the "Reliability Charge" regarding the promotion of the generation investment in Colombia.

The qualitative analysis done, which is presented in this document, concluded that the proposed regulatory mechanism could effectively promote investment in generating infrastructure consistently with the goal of the "Reliability Charge". Then, this regulatory mechanism is seemed to be an instrument of great relevance and importance for the Colombian electricity sector development.

In this graduation work, the structure and functional scheme of the "Reliability Charge" was also established, identifying its components and establishing the procedure to be followed by both generation agents and investor interested in incorporate this mechanism as a business option. This is considered one of the major contributions of this work.

* Project Degree

** Faculty of Physic-Mechanical Engineering. School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering (E3T).
Director: Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez

Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez



Introducción

La principal característica del parque de generación colombiano es su fuerte hidro-dependencia, lo cual caracteriza que la generación del país esté sujeta a eventos climáticos típicos de la región (Fenómeno del Niño). Estos fenómenos limitan en muchos casos el abastecimiento de la demanda nacional, induciendo además, incrementos abruptos en los precios de la energía en el país.

Ésta situación ha obligado al ente regulador del mercado eléctrico colombiano, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), a diseñar y establecer incentivos tanto para la actividad de generación como para la inversión en infraestructura de generación, pero promoviendo como fuente primarias de energía las diferentes a la energía hidráulica. Esto con el objeto de fomentar la instalación de capacidad de generación de respaldo suficiente que permita cubrir los déficit de energía que se presenten durante eventos climáticos adversos y a su vez, poder afrontar cualquier eventualidad de desabastecimiento energético que se pueda presentar en el futuro.

Para incentivar la inversión en generación eléctrica de respaldo y garantizar la confiabilidad del suministro de energía en el largo plazo, la CREG diseñó en una primera instancia lo que se denominó “Cargo por Capacidad”. El Cargo por Capacidad garantizaba un flujo mínimo de ingresos a aquellos agentes generadores que contribuían con potencia firme al sistema, constituyéndose como un mecanismo financiero destinado a reducir el riesgo de volatilidad y estacionalidad de los precios en Bolsa; con el cual se pretendía constituir un mecanismo exógeno a la formación de precios en el mercado que coadyuvara a que la señal de precios a largo plazo respondiera a los niveles de confiabilidad de suministro previstos para el sistema. Dicho Cargo fue valorado como el costo por kW instalado de la tecnología más económica en términos de costos de capital⁴ (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007).

Luego de 10 años de funcionamiento de este mecanismo, al cual muchos consideran como fundamental para que, por ejemplo, el fenómeno del niño de 1998 no haya tenido mayores implicaciones, la CREG identificó la necesidad de modificarlo a partir de varios aspectos que se consideraron como inconvenientes a partir de esos diez años de experiencia. El Cargo por Capacidad fue un mecanismo administrado, en donde el precio de dicho Cargo se fijaba a través de la regulación y no a través de las fuerzas del mercado; su asignación se realizaba centralizadamente mediante un modelo de simulación a largo plazo que además de realizar grandes simplificaciones se ejecutaba con fuertes supuestos definidos por el regulador con respecto a las variables inciertas,

⁴ Para el Cargo por Capacidad la generación de referencia como la más económica en términos de capital fueron las turbinas a gas de ciclo abierto. El valor correspondiente para su remuneración fue de US\$ 5.25 kW al mes por cada kW instalado; concepto que era recaudado a través de las ventas de los generadores en el mercado de corto plazo, de forma que el Cargo se constituía como un piso al precio de oferta para los agentes que tranzan la energía en la bolsa.



remunerando así las plantas más eficientes y aquellas que resultaban que podían entregarle confiabilidad y respaldo al sistema a largo plazo en esas simulaciones; pero en ningún caso remuneraba aquellas plantas térmicas muy costosas pero confiables ni a las plantas con tecnología de punta, de forma que el esquema no representaba ningún incentivo claro para instalar nuevas unidades dentro de un marco financieramente viable para los inversionistas. El hecho de remunerar capacidad instalada en vez de energía disponible, sumado a las condiciones de hidrología crítica presentadas en el país durante su vigencia, hizo que con el Cargo por Capacidad no se garantizara capacidad de respaldo para abastecer la demanda del país en todo momento, conduciendo en algunos casos a racionamientos e interrupciones en el suministro energético (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007).

Para solucionar los inconvenientes identificados con el “Cargo por Capacidad” e incentivar efectivamente la inversión en capacidad de generación de respaldo además de garantizar la confiabilidad del sistema de energía eléctrica, la CREG decidió expedir un nuevo mecanismo regulatorio que remunerara a los generadores por la confiabilidad que éstos aporten al sistema, independientemente de su generación real en el mercado. Se espera que este mecanismo les permita tener un ingreso fijo que contribuya a reducir el riesgo de la inversión de nuevos proyectos de generación, siempre y cuando sus plantas se mantengan disponibles para afrontar cualquier contingencia en el sistema y así, generar la suficiente energía eléctrica en el momento que sea requerido. Todo esto con el propósito de dar un cubrimiento continuo a la demanda nacional y a su vez, proporcionar precios eficientes de energía para el mercado colombiano. Dicho esquema regulatorio se conoce como “Cargo por Confiabilidad” (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).

Este trabajo de grado en la modalidad investigación describe detalladamente este nuevo mecanismo regulatorio, identificando los pasos que debe seguir un agente interesado en aprovechar los incentivos que representa para la remuneración de capacidad de generación de respaldo, tanto existente como nueva. Para esto se ha analizado cuidadosamente sus implicaciones, disposiciones y objetivos concluyendo a partir de este análisis acerca de su efectividad en el contexto del mercado eléctrico colombiano. También se ha examinado el Cargo por Confiabilidad con respecto a su aporte en el desarrollo de la competitividad y eficiencia del sector eléctrico colombiano de acuerdo con las funciones establecidas para el ente regulador colombiano, la CREG (Colombia, Ley 142 de 1994: Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, 1994).

El primer capítulo de este documento trata acerca de la promoción de la inversión y expansión en los mercados de energía, describiendo particularmente las experiencias que se han desarrollado a nivel mundial y presentando las características generales de diferentes subastas para la comercialización de energía en varios países; todo esto con el objeto de interrelacionar y contrastarla metodología de las Subastas de Asignación de Obligaciones de Energía Firme que en el caso particular de Colombia fueron establecidas por el Cargo por Confiabilidad. Luego, en el segundo capítulo se presenta de una forma clara y concisa el esquema funcional del Cargo por



Confiabilidad, en donde se detalla la metodología y los componentes más importantes adoptados por el nuevo esquema ilustrando de forma coherente las disposiciones que son establecidas bajo dicho esquema. Luego de establecer la estructura y esquema funcional del esquema regulatorio, se presenta un análisis crítico del Cargo, considerando su evolución a partir de su implantación en el Mercado de Energía Mayorista. Además de esto se presentan las disposiciones que ya han sido adoptadas para dar cumplimiento a los objetivos del Cargo por Confiabilidad.

Finalmente con un análisis cualitativo y con la información presentada, se pretende ofrecer un una herramienta para el soporte de toma decisiones para las empresas generadoras y los posibles inversionistas interesados en el negocio de generación nacional.



Capítulo I

Promoción de la Inversión y Expansión en Mercados de Energía

La promoción de la inversión y la expansión del sistema interconectado de potencia, de manera que responda de forma adecuada y por anticipado al crecimiento de la demanda, es una necesidad a la que los diferentes mercados de energía eléctrica implantados a nivel mundial han respondido diseñando diversos mecanismos. Estos mecanismos han sido establecidos considerando las características y necesidades particulares de cada mercado y han sido modificados frecuentemente por los entes reguladores⁵ tratando de brindar las señales adecuadas para el desarrollo de un sector eléctrico cada vez más eficiente, transparente y competitivo.

I. Mecanismos Implementados a Nivel Mundial

Tomando como referencia el análisis desarrollado en (Pérez Cardona & Chinchilla Herrera, 2004), los mecanismos implantados a nivel mundial en los distintos mercados de energía para garantizar el suministro eléctrico a largo plazo, se pueden agrupar en las siguientes cinco categorías:

- Mercados de sólo energía
- Pagos por capacidad
- Mercado de capacidad
- Pago por potencia por medio de la energía
- Mercado de opciones

El mecanismo de “*mercados de sólo energía*” (implementado en Noruega, Suecia, Australia, Nueva Zelanda y California) se caracteriza por recibir solamente ingresos por venta de energía; este esquema no remunera explícitamente la potencia instalada, ni se organizan mercados obligatorios

5 Con la creación del artículo 23 de la ley 143 de 1994, Colombia estableció “*Crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia*”. Con ello, la CREG introduce inicialmente los Cargos por Respaldo y por Potencia con la resolución CREG 053 de 1994 vigentes hasta diciembre de 1996; luego a partir de la fecha, se introduce el Cargo por Capacidad con un período de vigencia de diez años creado las resoluciones CREG 01, 22, 98 y 116 de 1996 (Pérez Cardona & Chinchilla Herrera, 2004). Y actualmente, a partir de diciembre de 2006 se ha establecido el Cargo por Confiabilidad con la resolución CREG 071 de 2006, el cual no cuenta con un período de finalización establecido.



de capacidad. Con este mecanismo se pretende fomentar la expansión del mercado de energía en torno a la señal que se pueda manifestar en el precio de la energía que se tranza en el mercado inmediato (“spot”); el cual debe ser lo suficientemente alto para poder cubrir con el costo incremental de largo plazo y cubrir la recuperación de inversiones y la generación de incentivos oportunos en proyectos de generación. “*La solución del problema de la confiabilidad se deja en manos del mercado: no intervenir y esperar que la señal económica del precio dirija la inversión*” (Pérez Cardona & Chinchilla Herrera, 2004).

En un mercado en el que se efectúan “*pagos por capacidad*”, se remunera por separado la energía generada y la potencia instalada, con el objeto de establecer un pago administrado que incentive nuevas inversiones y permita estabilizar el flujo de caja de los agentes generadores. En este mecanismo, la cantidad a remunerar por la potencia instalada es definida por el ente regulador y se asigna mediante modelos que simulan la operación del sistema eléctrico. Dicho esquema ha sido aplicado en países como España, Chile, Argentina, Ecuador y fue el utilizado en Colombia desde 1996 hasta el 2006.

Para el caso de los “*mercados de capacidad*”, se obliga a que los compradores tranzen energía en un mercado de largo plazo y se obliga a su vez, contratar cierto nivel de capacidad con el objeto de incentivar la generación eléctrica en un nivel suficiente que produzca la expansión del sistema. Los entes regulatorios en los mercados donde se ha adaptado este mecanismo (sistemas del noreste de Estados Unidos: Pensilvania-Jersey-Maryland / PJM, New York, New England) determinan la cantidad de capacidad firme que cada representante puede negociar; para ello se determina tanto la cantidad de demanda que se debe comprar, como la cantidad que cada generador puede vender. La experiencia del mecanismo desarrollada en los sistemas de los mercados del noreste de Estados Unidos se han visto favorecida por contar en el caso particular, con mercados organizados que han facilitado la comercialización y el precio con el cual se remunera la capacidad instalada por parte de los agentes generadores, como resultado de un mercado de capacidad competitivo.

Como un mecanismo alternativo para el pago de potencia aportada al sistema está el “*pago por potencia por medio de la energía*” (establecido anteriormente en Inglaterra y Gales), dicho esquema consiste en incrementar el precio de la energía tranzada en bolsa, con el objeto de remunerar la potencia instalada a través de un sobrepeso que se introduce al costo marginal de la energía de corto plazo. De esta forma, el precio de la bolsa queda compuesto de dos elementos, el costo de generación asociado a la generación propia de energía y el costo de la potencia instalada, correspondiente al valor esperado del costo de una falla de energía no suministrada.

Finalmente como último mecanismo, el “*mercado de opciones*” se caracteriza porque el ente regulador por medio de una subasta, establece competencia entre generadores que deseen participar vendiendo opciones de energía estandarizadas; opciones que se venden entre ellos como un compromiso de potencia con el incentivo de recibir un ingreso correspondiente a una combinación de potencia y a una energía resultante de la cantidad de la comprometida en la subasta y su precio de cierre. Esto implica que a través de la diferencia entre el precio marginal de



equilibrio y el precio ofertado, se paga la capacidad con la cual se espera remunerar los bloques de potencia más confiable. En este mecanismo los generadores se ven obligados a cumplir con el abastecimiento energético ya sea con generación propia o recurrir a comprar energía a otros generadores mediante el mecanismo descrito, contribuyendo así a la confiabilidad del suministro eléctrico. Aunque fue diseñado pensando fundamentalmente en asegurar la confiabilidad del suministro en el largo plazo, se ha visto también como un mecanismo que podría fomentar la expansión y la inversión en el negocio de generación. Un esquema de este tipo fue el recientemente implantado en Colombia (Resolución CREG⁶ 071 de 2006).

Todas las alternativas mencionadas anteriormente, han contribuido en buena parte al desarrollo de los mercados de los diferentes escenarios en donde han sido implementados; sin embargo, aunque no han sido del todo eficientes para asegurar el suministro eléctrico en el largo plazo, presentando cada mecanismo inconvenientes y deficiencias según se analizó en (Pérez Cardona & Chinchilla Herrera, 2004), actualmente se ha hecho que los esquemas sean intervenidos y modificados por agentes regulatorios encargados de reorientar el rumbo de los principios del mercado; con el objeto de establecer normativas y políticas claras que brinden los mecanismos e incentivos suficientes para que el sector pueda consolidarse en el largo plazo y aportar así, la garantía de suministro adecuada para cada situación.

Por tanto, para enfrentar la planeación de la confiabilidad del suministro de energía en el largo plazo a nivel mundial los diferentes esquemas regulatorios que han surgido han sido orientados a corregir las fallas del pasado con el objeto de poder reorientar la inversión en el negocio de la generación. Según la conclusión que se plantea en (Pérez Cardona & Chinchilla Herrera, 2004), algunos de los mecanismos mencionados anteriormente se pueden ajustar con ligeros cambios regulatorios, que van desde esquemas de mercado muy abierto al estilo de California o como el mercado de opciones, los cuales proclaman la no intervención y dejan en manos del mercado del mercado la garantía del suministro, hasta los esquemas de total intervención donde el regulador compra activos de generación.

A nivel de Latinoamérica *“se observa que las autoridades sectoriales y/o entes reguladores, según los casos, han fijado objetivos de “cambios” en sus marcos sectoriales y normativos, en particular su preocupación para desarrollar una agenda regulatoria para mejorar el mix de generación, buscar remunerar la confiabilidad real de las plantas de generación ante los cambios en la matriz energética; coordinar las inversiones en infraestructura de transmisión, transporte de gas y generación; dar señales de precios o mecanismos de remuneración para los inversores, o lograr la financiación de inversiones públicas de infraestructura, todo ello en función de las realidades nacionales”* (Comisión de Integración Energética Regional (CIER), 2007). En países como Brazil, Chile, Perú y ahora en Colombia, los cambios regulatorios en la contratación a largo plazo hacen parte de las estrategias implementadas por parte de los distintos entes reguladores; que buscan

⁶ Comisión de Regulación de Energía y Gas (www.creg.gov.co).



conducir y consolidar los mercados eléctricos en entornos más competitivos, confiables y transparentes.

Finalmente, los desarrollos a nivel mundial se han reorientado para establecer mecanismos regulatorios que permitan garantizar el suministro eléctrico a largo plazo, contratando anticipadamente mediante Subastas, la energía que se requiere en un período de tiempo en el cual se prevea un eventual déficit o racionamiento eléctrico. Además de ello, las nuevas políticas regulatorias incentivan la expansión del sistema eléctrico mediante la creación de primas económicas orientadas a todos aquellos inversionistas que contribuyan a expandir la capacidad de generación ya sea con re potenciación de la capacidad existente o con la creación de nuevas plantas.

Siendo la Subasta el elemento implementado actualmente para la contratación de energía en el largo plazo, se ha decidido ilustrar en las siguientes dos secciones los aspectos más importantes que hacen de la subasta una herramienta esencial para la comercialización de energía y a su vez, describir algunas experiencias internacionales que son relevantes para evidenciar los resultados que se producen a la hora de implementar la Subasta para la comercialización de energía.

2. Subastas

Las subastas de energía se han introducido debido a la necesidad de utilizar procesos objetivos y transparentes que conduzcan a un mercado más competitivo y eficiente, sin la discriminación en la selección de los ganadores. Dichas subastas se consideran procesos eficientes en donde los ganadores son seleccionados en base a criterios objetivos y a través del precio; en donde los ganadores por lo regular son aquellos que pueden producir u ofrecer el servicio con mayor eficiencia, seleccionados mediante un proceso justo y transparente, de forma que aquellos que ofrezcan el precio más alto por el bien o servicio, o aquellos que proveen el bien o servicio al precio más bajo son los ganadores de la subasta.

Los apartes mostrados en las secciones siguientes de éste capítulo han sido extraídos con base en (Martínez, 2008), referencia en la cual se realiza un recuento y una recopilación sobre las experiencias internacionales en las subastas de energía; con lo cual a través de las siguientes secciones, se pretende ilustrar una visión clara y objetiva de las características más relevantes de las subastas de energía a nivel mundial y a su vez, interrelacionarlas con las características propias de la Subasta de Asignación de Energía Firme propia para el Cargo por Confiabilidad.

2.1 Subastas Típicas para Comercializar Energía

Mediante el mecanismo de subasta se puede establecer de forma transparente precios de mercado que permitan en el caso colombiano, comprar energía por parte de los generadores e inversionistas con el objeto de asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica para el abastecimiento de la demanda doméstica en el largo plazo.



Los formatos típicos que están establecidos para el desarrollo de las Subastas son:

- Subastas de sobre cerrado
- Subastas abiertas o de rondas múltiples
- Subastas simultaneas de rondas múltiples
- Subastas secuenciales

En las “***subastas de sobre cerrado***” se clasifican tres modalidades que comúnmente son las más implementadas a nivel mundial, la primera de ella se conoce como “primer precio o pay as bid” en donde todos los participantes presentan simultáneamente sus ofertas y los ganadores reciben el precio que han ofertado; la segunda es denominada de “precio uniforme” en donde los participantes presentan simultáneamente sus ofertas pero los ganadores reciben el precio al que la oferta se hace igual a la demanda. La tercera modalidad se conoce como “segundo precio o subasta de Vickrey” en donde sus postores presentan la oferta al mismo tiempo y los ganadores reciben el segundo precio más alto ofertado.

Las “***subastas abiertas o de rondas múltiples***”, cuentan con dos modalidades habitualmente muy usadas conocidas como, la subasta “inglesa” que es de precio ascendente y la subasta “holandesa” que es de precio descendente. La primera de ellas se caracteriza por un único producto y cada una de sus ofertas es superior a la anterior; para la segunda, el subastador empieza declarando un precio alto que se va reduciendo hasta que algún postor acepta el precio declarado.

En el caso de las “***subastas simultáneas de rondas múltiples***” su comportamiento está regido por la combinación de las características que tienen las subastas “simultáneas” y las subastas de “múltiples rondas”. Estas modalidades son caracterizadas por poseer varios productos subastados al mismo tiempo y para el caso de la de múltiples rondas, se desarrollan varias rondas en donde los participantes van recibiendo información, que se hace valiosa porque de esta forma los participantes van evaluando continuamente la oportunidad del mercado común.

Finalmente, “***las subastas secuenciales***” como su nombre lo indica son aquellas en donde varios productos son vendidos en subastas secuenciales en donde el proceso es desarrollado de forma sucesiva.

En el sector eléctrico se usa comúnmente una variante de las subastas de rondas múltiples denominadas “subastas de reloj”, las cuales se hacen más transparentes ya que en ellas se puede observar el desempeño de la subasta y las ofertas, de forma que los participantes obtengan información a lo largo del proceso y así no tengan que someterse a adivinarlo. Debido a esta característica, para el caso de la subasta de Obligaciones de Energía Firme que se pretende desarrollar con el Cargo por Confiabilidad, se ha establecido la modalidad de subasta de reloj descendente regida por las características que son expuestas en la sección 4.4 del capítulo



siguiente; como el mecanismo de asignación de las Obligaciones con las cuales se pretende cubrir el pronóstico de demanda establecido para los próximos años y así fomentar la inversión de nuevos capitales en el negocio de la generación nacional según menciona a continuación.

Es importante conocer el contexto en el cual se pretende desarrollar la subasta, con lo cual la modalidad a emplear de subasta, depende de varios factores como: el tipo de productos a comprar, la cantidad y divisibilidad del producto, el nivel de maduración del mercado en el momento de la subasta, las restricciones regulatorias y del mercado así como el costo de su implementación. Es por esto que las subastas de reloj tienden a atraer mayores beneficios económicos cuando hay varios compradores y varios productores, cuando los productos son divisibles en múltiples unidades, cuando se trata de la compra o venta de varios artículos relacionados y cuando el precio es incierto y es necesario inducir revelación de precios. Todas ellas, características de la subasta a desarrollar con el Cargo por Confiabilidad como se explica a continuación en el capítulo dos.

Entre las características más sobresalientes de las subastas de reloj descendente se encuentran:

- La subasta de reloj descendente es una subasta de tipo abierto en la cual se pueden subastar uno o más productos simultáneamente en donde, a través de varias rondas los participantes reciben información y ofrecen cantidades del producto a vender (bloques de energía firme).
- El precio decrece entre una ronda y la otra, decreciendo en un porcentaje fijo a cada “tick” del reloj; situación que hace que se vaya reduciendo los bloques de energía ofrecidos por los participantes.
- En cada ronda cada participante indica el número de bloques de energía que está dispuesto a vender al precio de la ronda en curso, sin que el número de bloques ofrecidos pueda aumentar.
- La subasta termina cuando la cantidad de bloques de energía es igual a la cantidad demandada.

Las subastas de reloj descendente además de las características mencionadas anteriormente, facilitan la participación remota de agentes vendedores ya que permite tanto al Administrador de la subasta como a los participantes, encontrarse en distintas ubicaciones geográficas, desarrollando la subasta de forma electrónica a través de la Internet, mediante el empleo de un programa de cómputo diseñado para ese tipo de subastas. Sin embargo, para el caso de la subasta a realizar en el Cargo por Confiabilidad, los agentes deben estar dentro del territorio nacional, cumpliendo con las disposiciones mencionadas en el Anexo 4 según lo ha dispuesto la resolución CREG 071 de 2006.

2.2 Elementos de Éxito de una Subasta

Como elementos claves para conseguir el éxito de una subasta se definen seis características esenciales:



- Diseño del producto
- Formato de la subasta
- Requisitos de Clasificación
- Diseño de tarifas
- Medias para garantizar competitividad
- Supervisión Regulatoria

Con el “*diseño del producto*” se describe claramente que es lo que se está comprando, la obligación de los vendedores, la alocución de riesgo del vendedor, el periodo, el tipo de cliente y la carga a prever; todo ello especificado en el contrato a firmar. El “*formato de la subasta*” decide como se reciben las ofertas, que tipo de ofertas son válidas, la forma en que se procesan dichas ofertas, y la forma en que se determina el precio final. Debido a que con dicho precio final se debe determinar los pagos a los vendedores.

Los “*requisitos de clasificación*” y el “*diseño de las tarifas*” con claves para clasificar a los participantes y diseñar tarifas que traduzcan los resultados de las subastas en las tarifas al consumidor final. Además de adoptar “*medidas y procedimiento para garantizar la competitividad*” en la subastas, con el establecimiento de reglas claras que conduzcan en todo el proceso de la subasta un proceso competitivo.

Finalmente la “*supervisión regulatoria*” en donde, el rol que desempeña el ente regulador y las demás partes encargadas durante el proceso regulatorio es un aspecto fundamental, razón por la cual se deben fijar objetivos y disposiciones claras, que guíen al esquema a desarrollarse de forma transparente, simple, eficiente, continua y eficaz; para así poder cumplir con los objetivos trazados.

Debido a lo anteriormente mencionado, la CREG para el desarrollo del Cargo por Confiabilidad, guiado en las experiencias internacionales que se han adelantado en los diversos países y contextos, se ha asesorado de la mano de expertos que aseguran que toda la normatividad establecida y las disposiciones adoptadas mediante el mecanismo implementado en Colombia, brinden confianza y seguridad en el desarrollo de las subastas de asignaciones de Energía Firme hacia un éxito favorable que contribuya al cumplimiento del objetivo primordial del Cargo por Confiabilidad.

3. Experiencia Internacional en Subastas

A continuación se ha decidido ilustrar el proceso desarrollado en varios países que han implementado el mecanismo de subasta para realizar transacciones de energía. Estas experiencias se hacen de vital importancia para reducir el riesgo de la implantación de la Subasta del Cargo por Confiabilidad en el caso colombiano y a su vez; contribuir a que futuros participantes y demás



interesados, puedan conocer las diferentes metodologías implementadas a nivel mundial con el propósito de establecer un paralelo comparativo entre las metodologías y los resultados obtenidos. Todo esto soportado y en base con el análisis desarrollado en (Martínez, 2008).

3.1 Subastas de Energía de Rondas Múltiples para la Venta de Energía

3.1.1 Subasta SAA (Simultaneous Ascending Auction) en Alberta, Canadá para la venta de PPAs (Power Purchasing Agreement) en el año 2000

Fue la primera subasta de contratos PPA (contratos de compraventa de energía y potencia), la cual estuvo basada en el diseño de las subastas de la Comisión Federal de Comunicaciones de Estados Unidos (FCC) realizadas en el año 2000⁷. La subasta de contratos PPA se caracterizó por ser una subasta de reloj ascendente, en donde un solo vendedor y varios productos fueron los participantes, contando además, con un número preestablecido de rondas. La situación de las rondas predeterminadas hizo que la subasta se convirtiera en una subasta de sobre cerrado; además de ello, algunas reglas de actividad inadecuadas, constituyeron finalmente una falla en el diseño de la subasta. Por tanto, en dicha subasta quedaron cuatro productos (PPA) sin vender de un total de doce, y hubo una gran disparidad en los precios finales del producto.

3.1.2 Electricité de France para la venta de PPAs y VPPs (Virtual Power Plant) desde el año 2001

La empresa Electricité de France (EDF) desde el año de 2001 ha realizado 27 subastas de capacidad virtual (VPPs) cada tres meses, las cuales son el resultado del compromiso alcanzado entre la empresa y la Comisión Europea a raíz del aumento de participación de la empresa francesa en la empresa de electricidad alemana EnBw. En donde a la empresa francesa, se le ha ordenado por parte de la Comisión Nacional, vender 6000 MW que constituyen el 10% de la producción total en Francia a través de la venta de subastas de capacidad virtual, con el objeto que de que a través de dicha subasta los consumidores puedan tener acceso a una gama más amplia de proveedores de electricidad. Y así, contribuir a ampliar y acelerar la competencia en el mercado eléctrico francés.

Dicha subasta se caracterizó por seguir el formato de la subasta de reloj de precio ascendente, en donde los productos representan opciones para comprar energía base o pico para distintos períodos a un precio fijo más una prima subastados simultáneamente pero cada grupo en forma separada; dichas subastas fueron abiertas tanto a empresas de electricidad, generadores y comercializadores de energía, con la restricción de que nadie puede comprar más del 45% de los productos. Los productos fueron distribuidos en cinco grupos, cuatro de ellos correspondientes a 2000 MW en las subastas VPP y 190 MW en contratos PPA.

Esta subasta se realiza a través de Internet con agentes electrónicos, en la cual para cada ronda, el subastador anuncia un vector de precios para cada uno de los productos, los participantes demanda

⁷ Subasta internacional realizada en Estados Unidos para obtener licencias para sistemas de comunicación personal (Personal Communication System PCS)



una cantidad de los 15 productos entregando información sobre porcentajes y cambios en la demanda a cada uno de los precios anunciados. Con la particularidad que los participantes instruyen a los agentes electrónicos a deducir o a transar la demanda en alguno de los grupos o productos respectivamente, si el precio excede un porcentaje predeterminado que asegura que los productos se vendan como productos homogéneos. En cada una de las rondas las reglas especifican un incremento y los precios de cada uno de los contratos aumentan de forma homogénea; dicha subasta se termina cuando la cantidad total de demanda cae por debajo de la cantidad ofrecida, en donde ningún participante puede demandar más del porcentaje establecido de la oferta disponible lo cual garantiza por lo menos tres ganadores.

Finalmente, el diseño de esta subasta permite obtener mejores precios que en otros formatos, así como también permite mantener precios relativos entre sus productos; son realizadas en un número razonable de rondas, resultan múltiples ganadores y, se limita la cantidad máxima que alguien puede ganar, asegurando así la competencia.

3.1.3 Venta de PPAs en Texas para la venta de capacidad de las Empresas de Generación en el 2001

Las subastas de capacidad de Texas resultaron con la orden de la Comisión Pública Estatal que ordenó a las empresas de electricidad (AEP, Reliant, TXU) la venta de por lo menos el 15% de su capacidad en el 2001 mediante subastas de reloj de precio ascendente.

Estas subastas fueron realizadas trimestralmente, en donde se estableció la regla de traslado de bloques (Switching Rule) de 25 MW para las tres empresas, con diferentes períodos de dos y un año y de un mes, además de diferentes zonas de entrega (zona norte, sur, oeste y Houston). Las cuales se realizaron como subastas en paralelo, en donde se vendieron todos los contratos de dos años para todos los tipos en todas las zonas, luego se vendieron en forma simultánea todos los contratos de un año y finalmente, todos los contratos de un mes.

Las reglas pautadas para estas subastas fueron caracterizadas por que las cantidades ofrecidas en cada subasta individual no podía aumentar entre ronda y ronda; los incrementos de los precios entre cada ronda, en donde cada empresa decidió el precio de salida y los incrementos; y finalmente las reglas de traslado de bloques.

Otros tipos de experiencias internacionales en subastas para la venta de energía se han desarrollado en otras ocasiones en los siguientes países:

- Acquirente Unico en Italia, contratos por Diferencias en el 2003.
- Electrable, Bélgica subastas trimestrales para la venta de VPPs de 2003 a 2005.
- E.ON en Alemania, subastas trimestrales para la venta de VPPs en septiembre de 2007.



- Empresa de energía alemana RWE, subastas trimestrales para la venta de VPPs de 2007 a 2008.

3.2 Subastas de Energía de Rondas Múltiples para la Compra de Energía

3.2.1 Subastas de Energía en Nueva Jersey, Ohio y Pennsylvania en los Estados Unidos

Por defecto el servicio de subastas en los Estados Unidos son: las subastas de sobre cerrado (RFPs), y las Subastas de reloj descendente conocidas como SDCA (Simultaneous Descending Clock Auction). En dichas subastas los ganadores son elegidos en base a un criterio objetivo de precio, en donde la competencia se da en base únicamente al precio y sólo aquellos agentes que completan y aprueban la etapa de clasificación, definida con requisitos estándares previamente definidos son los que pueden participar en la subasta.

La subasta de Nueva Jersey fue la primera subasta de reloj descendente en el año 2002, en donde varios productos de varias empresas de electricidad participaron, en una subasta estatal para la compra de energía del consumidor regulado. Dicha subasta se conoce como “Subasta BGS de NJ”.

La necesidad de crear ésta subasta se dio como resultado de los procesos de desregulación y liberalización estatal a partir de 1999, en donde en el año 2002 la Comisión Pública del Estado de Nueva Jersey ordenó a las cuatro empresas distribuidoras (EDCs) implementar procesos que promuevan la competencia para la compra de energía básica para el consumidor regulado. Este hecho establece la creación y realización de una subasta con el objeto de conducir a un mercado transparente con más participación, que brinde señales de mercado en donde cada una de las asignaciones resultantes de la subasta constituyan un compromiso firme y vinculante; además de que las reglas que rigen dicha subasta, garanticen de forma simple, rápida y eficiente, minimizar el riesgo de los vendedores y cubrir con toda la carga necesaria para las cuatro empresas de electricidad.

Finalmente, la subasta para la compra de energía de las cuatro empresas distribuidoras del estado de Nueva Jersey se realizó en el 2002 mediante el uso de un programa de cómputo flexible que permitiera la compra de diferentes productos (diferentes periodos y clases de consumidores) a través del Internet, con el propósito de comprar todos los bloques para todas las empresas distribuidoras en forma simultánea y así, obtener precios de mercado, maximizar la participación, implementando un proceso transparente que permitiera la participación de los afiliados, estableciendo la competencia entre grandes y pequeños generadores y comercializadores.

Las reglas fundamentales establecidas para el desarrollo de la subasta consisten en que cada participante comienza la subasta con un número máximo de bloques a ofrecer y no puede aumentarlo conforme avanzan las rondas; si el número total de bloques ofrecido en la primera ronda es menor al establecido en las ofertas indicadas, el administrador puede reducir el volumen de la subasta; el número de bloques ofrecido no puede reducir cuando el precio del producto no ha caído. Los bloques se pueden ofrecer en cualquiera de los productos de las empresas de



electricidad participantes, en donde los participantes deben mantenerse activos mediante la emisión de obligaciones vinculantes para aceptar el contrato al precio de la ronda en curso. Finalmente, los participantes que aún tienen bloques en la ronda final determinada cuando el exceso de oferta es igual a cero, son los que resultan ganadores recibiendo todos ellos el mismo precio correspondiente al precio final de la subasta.

En resumen, más de veinte empresas de generación participaron en la subasta resultando un total de quince ganadores, los cuales compraron todo el volumen demandando correspondiente a 17000 MW (correspondientes al 95% del consumo total del estado) como proceso final de 72 rondas con una duración de cuarenta y ocho horas; para lo cual, la carga total fue dividida en bloques de 100 MW de energía pico para cada una de las empresas de electricidad, los cuales representaron un porcentaje fijo de la carga correspondiente. Tranzando energía por un valor de aproximadamente cinco billones de dólares. Este tipo de subasta se sigue realizando cada año desde el 2002 con algunas variantes en el tipo y número de productos.

La subasta de Ohio conocida como “Market Test SOS”, fue una subasta de reloj descendente realizada como prueba del mercado de las tarifas resultantes del plan de estabilización dirigida por la empresa FirstEnergy, en donde un solo producto y una sola empresa fueron los participantes. Dicha prueba se realizó para asegurar que el precio establecido para el consumidor regulado es un precio de mercado para los años de realización de la subasta en el 2004 y el 2006.

Ésta subasta consistió en un producto único para una sola empresa, con lo cual, mediante la realización de la subasta la Comisión Pública quería probar las tarifas resultantes del plan de estabilización realizado para Ohio. En la subasta de 2004 se subastaron 10000 MW para un período de comprendido entre Enero de 2006 a Diciembre de 2008, los cuales fueron divididos en bloques de 100 MW, en donde el precio de salida pautado fue de 5.5 ¢/kWh con un precio de cierre resultante de 5.45 cents; comprobando así, que el precio del plan de estabilización resultaba una mejor tarifa para los consumidores. La subasta del año 2006 tenía como propósito subastar un producto por tres años a partir de Enero de 2007, con aproximadamente 10000 MW también divididos en bloques de 100 MW; en donde el precio de salida establecido fue de 5.1 ¢/kWh y un límite máximo de 65 bloques, sin embargo no se recibió ninguna aplicación para participar en la subasta, demostrando que la metodología establecida daba poca credibilidad del mercado.

La subasta de Pennsylvania en el 2006 fue una subasta de sobre cerrado secuencial para la compra de energía del consumidor regulado, en donde varios productos y una única empresa de electricidad (PennPower) fueron los participantes. Ésta subasta resultó del intenso proceso regulatorio desarrollado en Pennsylvania, para lo cual, la Comisión ordenó a la empresa PennPower comprar la energía de sus consumidores a través de varias subastas de sobre cerrado. En donde las ofertas realizadas en la subasta fueron por uno o más bloques de 50 MW para diferentes clases de consumidores y las ofertas se ordenaron en forma ascendente para así seleccionar los ganadores.



Los productos participantes en la subasta fueron los correspondientes a la parte residencial, comercial e industrial.

Finalmente se realizaron dos subastas iniciales de sobre cerrado y una de contingencia. En la primera se vendieron todos los bloques demandados de los tres productos; en la segunda no se vendieron los bloques para la categoría industrial, en donde los precios por los mismos productos fueron relativamente más altos; y posteriormente la tercera subasta, se realizó para vender el producto industrial en donde los precios resultantes fueron demasiado altos.

3.2.2 Brasil en la Compra de Energía Existente y Nueva en 2004

Brasil establece un nuevo modelo para el sector eléctrico en el 2003, con el objeto de proteger al consumidor y a las empresas de distribución de la variación de los precios y a su vez, garantizar recursos futuros de energía necesarios y un mercado competitivo y transparente. El nuevo modelo distingue entre un mercado regulado para consumidores cautivos y un mercado liberalizado para consumidores comerciales; con lo cual los generadores pueden vender energía en cualquier mercado teniendo en cuenta que para el mercado regulado, sólo se puede vender la energía a través del mecanismo de subasta.

Dichas subastas se dividen en subastas de “energía existente” para las plantas construidas antes de marzo del 2000, que tienen la función contratar cantidades de energía demandadas por las empresas de distribución y, las subastas de “energía nueva” para aquellos que compiten por concesiones para la construcción de nuevas plantas de generación para el mercado regulado. Sin embargo, el modelo de subasta implementado es un diseño híbrido de subastas conformado por una fase de reloj descendente y otra fase de sobre cerrado.

Este tipo de subastas en cada una de sus fases se emplean bajo reglas propias de cada modelo, en donde la fase de subasta de reloj descendente, el subastador anuncia el precio de inicio para los productos y los participantes responden ofreciendo el número de bloques a ese precio (bloques de 1.0 MW distribuidos entre todas las empresas de distribución); terminando cuando la oferta total es igual o menor que la cantidad demandada ajustada por la sobre demanda artificial y cuando el precio de reserva de cada producto cae por debajo de él. La segunda fase es de sobre cerrado y consiste en una sola ronda en donde los vendedores sólo pueden ofrecer la misma cantidad ofrecida en la última ronda de la primera fase a un precio menor al último ofrecido; en dicha fase la regla de precio es de “pay as bid” y los ganadores reciben el precio que ofrecen y no el precio que iguala la oferta con la demanda.

Se han realizado cuatro subastas las cuales han producido resultados mixtos, con más de 20000 MW contratados, en los cuales para la primera subasta se contrataron 17008 MW con 12 ganadores en su mayoría representantes de empresas estatales y federales, donde sólo el 6% de los bloques a inversión privada. La primera subasta se constituyó como la subasta más exitosa.



Las características del modelo híbrido han arrojado que los precios ofrecidos por los ganadores de la segunda fase fueron muy parecidos a los precios finales de la fase inicial. Sin embargo el modelo híbrido generó incertidumbre y se contrapone al principio esencial de las subastas de reloj el cual está basado en la revelación de precio.

3.2.3 Subastas de Energía en España, El Nuevo Modelo de Mercado

El modelo de mercado eléctrico de España ha pasado del modelo tradicional de mercado con CTCs (Costes de Transición hacia la Competencia) con el cual el precio del mercado era controlado, a un mercado intervenido que utiliza subastas de energía de manera extensa, entre ellas están (Rey Barrera, 2008):

- Subastas de VPP de Endesa e Iberdrola
- Subastas para la compra de energía en el mercado a plazo OMIP
- Subastas para suministro de Último Recurso CESUR

España cuenta con cuatro compañías integradas verticalmente que manejan la producción de energía del país, dichas empresas son Endesa con el 53% de la producción, Iberdrola con el 30% de la producción, Unión Fenosa con un 12.5% de la producción y la empresa Hidro-Cantábrico (Rey Barrera, 2008). Es por ello que el Gobierno ha encomendado subastar emisiones primarias de energía del 50% de las empresas Endesa e Iberdrola en el 2007 con el objeto de contribuir al desarrollo del mercado a largo plazo de energía eléctrica; en donde, a partir del 13 de junio se ha ordenado realizar subastas trimestrales en la modalidad VPP (capacidad virtual), la cual está representada por un conjunto de opciones de compra horarias que otorgan al comprador el derecho a nominar energía en las horas que elija (Opción punta y base) durante un determinado período de entrega, a un precio de ejercicio predefinido. Todo esto con el objetivo adicional de incrementar la proporción de electricidad que es comprada mediante contratos bilaterales con una duración de varios meses y estimular así la liquidez del mercado a plazo de electricidad (Hispanista, 2008).

Las subastas para la compra de energía en el mercado a plazo OMIP (Operador del Mercado Ibérico Polo Portugués) tiene como objetivo regular la adquisición obligatoria de un número determinado de contratos a los distribuidores españoles y al comercializador de último recurso portugués; y así, posibilitar la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBLE), en donde el Convenio Internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de energía eléctrica ha establecido la creación de dicha subasta para poder regular los contratos bilaterales de energía eléctrica con entrega física, incluyendo a los distribuidores como sujetos del mercado de producción que podrán formalizar dichos contratos bilaterales. Como experiencia, estas subastas a finales de 2007 han representado un 10% de las demandas de las distribuidoras (Enervia, 2006).



La subasta para el último recurso CESUR (Compra de Energía para el Suministro de Último Recurso) tiene como objetivo promover la contratación bilateral, mejorar la formación de los precios y facilitar la confección de las tarifas reguladas en España, y así preparar la entrada en vigor de las tarifas de último recurso del país. La subasta CESUR es del tipo reloj descendente, en donde la asignación de la energía y la determinación del precio se instrumenta a través del su procedimiento clásico en donde se parte de la cantidad de energía ofertada y de un precio de salida, luego se procede a una reducción progresiva del precio hasta llegar al equilibrio entre la oferta y la demanda. En dichas subastas se asignan simultáneamente dos tipos de productos, el suministro de energía en carga base y en carga modulada; mediante contratos de carga base que obligan a proveer una potencia constante a lo largo del periodo de entrega, además de cubrir la demanda mínima a tarifa prevista por el conjunto de los distribuidores para dicho período. La potencia restante, hasta alcanzar la demanda prevista para el conjunto de los distribuidores en cada hora, se suministra a través de contratos de carga modulada, cuya potencia debe ser variable a largo tiempo (elEconomista.es, 2007)

Las subastas CESUR constituyen una de las tres modalidades de adquisición de energía para su venta a los consumidores con tarifa. Las otras dos corresponden a la adquisición diaria e intradiaria en tiempo real en el mercado gestionado por el operador OMEL y las compras a plazo en el mercado organizado OMIP (elEconomista.es, 2007).

4. El Caso Colombiano

Las experiencias desarrolladas años atrás con el establecimiento de los Cargos de Respaldo y de Potencia en el año de 1996, seguido del Cargo por Capacidad vigente hasta noviembre de 2006 en el país; condujeron al ente regulador colombiano a redireccionar las políticas de remuneración asociadas a la confiabilidad, la expansión e inversión en el sector de generación, motivado en parte por la necesidad de garantizar el suministro eléctrico a largo plazo e influenciado por los resultados arrojados con el mecanismo del cargo capacidad, en el cual las señales de expansión esperadas no se evidenciaron lo suficientemente claras y efectivas para consolidar la expansión del parque de generación nacional y a su vez, garantizar la confiabilidad en el abastecimiento energético del país ante situaciones adversas del mercado. Teniendo en cuenta lo anteriormente descrito, la Comisión de Regulación de Energía y Gas a partir del primero de diciembre de 2006, ha establecido en el país un nuevo elemento en el esquema regulatorio del suministro de energía eléctrica en Colombia denominado Cargo por Confiabilidad con el cual, se busca asegurar la expansión de la capacidad del parque generación nacional y garantizar así, el abastecimiento de la demanda doméstica bajo condiciones críticas presentes en cualquier momento en el mercado eléctrico.

La principal condición desfavorable a la hora de garantizar el suministro eléctrico a largo plazo, se debe en primera instancia a la escasa capacidad de generación instalada para cubrir con los pronósticos de demanda establecidos a partir de los próximos cuatro años; seguido de la gran dependencia en generación de los recursos hidráulicos para cubrir la demanda del país. Con el



nuevo esquema regulatorio se busca garantizar la confiabilidad en el mercado eléctrico mediante la disponibilidad de activos de generación que produzcan energía a precios eficientes bajo condiciones críticas presentes en el mercado; a cambio de reducir el riesgo de inversión para los agentes generadores a través de la remuneración de primas asociadas a la cantidad de energía respaldada por ellos. Ésta acción contribuye a expandir la capacidad de generación instalada y a su vez, remunerar cualquier tipo de recurso sin importar que sea de tipo hidráulico o no, ya que con la implantación del elemento de Subasta, se realizan asignaciones transparentes y eficaces según se contempla en el capítulo dos, sección cuatro.

En un escenario de baja hidrología en los ríos asociados al Sistema de Interconectado Nacional, se hace necesario que para el sector eléctrico a través del establecimiento del Cargo por Confiabilidad, se opte por constituir Energía Firme con la cual se busque garantizar la suficiente energía requerida para atender la demanda en situaciones de escasez (baja hidrología) sin importar que tipo de recurso eléctrico lo suministre. Con la Ilustración I se pretende mostrar los porcentajes respectivos que justifican la necesidad de que el nuevo esquema regulatorio incentive indiscriminadamente la instalación de nuevos recursos de generación en el país, necesarios para abastecer la demanda en condiciones críticas de escasez en los próximos años.

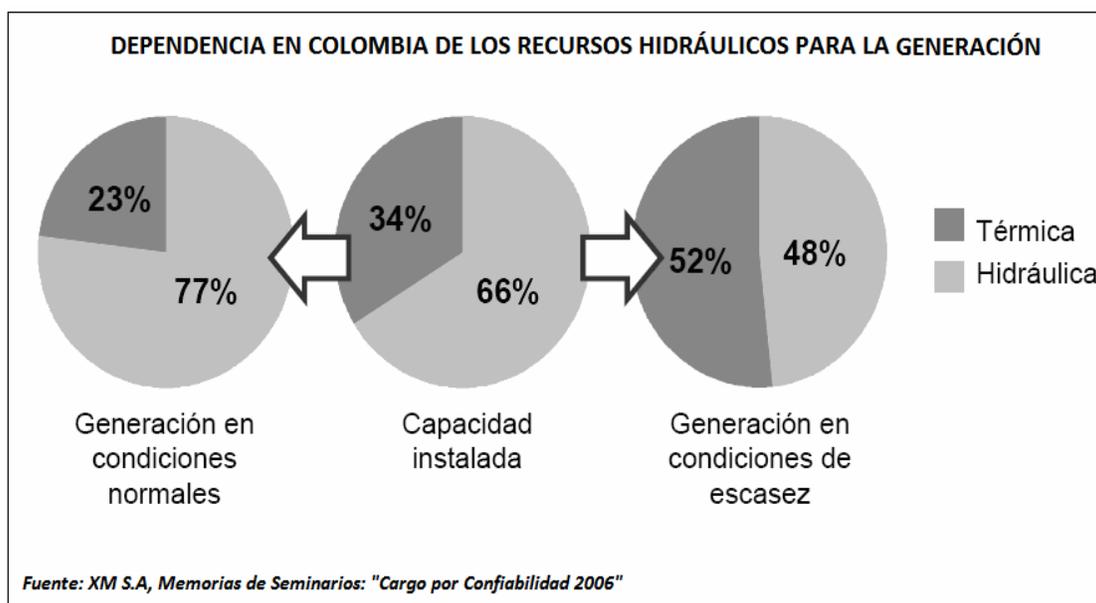


Ilustración I. Dependencia en Colombia de la Generación Hidráulica

Con la implantación del esquema del Cargo por Confiabilidad la CREG, como ente encargado de crear e instaurar la regulación pertinente, ha querido contribuir al mercado de energía eléctrica en los siguientes aspectos:

- Que el Cargo por Confiabilidad sea un ingreso adicional para los generadores y que a su vez, proporcione una retribución clara para el usuario.



- Proteger la demanda contra altos precios y garantizar la cantidad de energía necesaria durante períodos críticos.
- Generar incentivos claros para la inversión en cualquier tecnología de generación.
- Generar incentivos claros para la inversión en capacidad de respaldo, lo cual establece que la capacidad de las plantas entren en operación bajo condiciones extremas de nivel climático y de disponibilidad de combustible.

Posteriormente, la CREG decide que para poder cumplir con los objetivos trazados con el esquema regulatorio, el Cargo por Confiabilidad debe estar claramente diseñado bajo principios que permitan una fácil implementación por parte de los agentes y que a su vez, las disposiciones que se impongan sean transparentes y no impliquen cambios muy traumáticos que perjudiquen el funcionamiento normal del mercado (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2005). Estos principios se presentan a continuación:

- Eficiencia: Busca la prestación del servicio a mínimo costo.
- Adaptabilidad: Incentivo a la incorporación al sector de producción de energía eléctrica de los últimos avances de la tecnología.
- Continuidad: Prestación sin interrupciones del servicio de energía eléctrica.
- Eficacia (suficiencia financiera): Comprende los siguientes aspectos generales
 - Constituir señal de largo plazo
 - Incentivar a la permanencia de la inversión existente y ejecución de nueva inversión.
 - Asegurar estabilidad.
 - Oportunidad (ciclo de inversión)
- Simplicidad. La metodología debe ser de fácil comprensión y su implementación no debe presentar mayores complicaciones ni dificultades
- Reciprocidad. Correspondencia mutua entre lo que se pague por cargo por capacidad y lo que se debe exigir como contraprestación a cada agente remunerado por este concepto, o en defecto de esta última, su equivalente económico.
- Transparencia. La metodología debe ser clara y sin ambigüedades, de tal manera que la asignación y la remuneración se puedan hacer de manera imparcial y objetiva.



Además de lo anteriormente descrito, con el establecimiento del Cargo por Confiabilidad se ha decidido instaurar las siguientes funciones mencionadas en (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007):

- Garantizar la confiabilidad mediante la disponibilidad del producto de energía ante una situación de escasez.
- Establecer una metodología clara de remuneración asociada al Cargo.
- Creación de mecanismos que garanticen la exigibilidad asociada.
- Remuneración de energía y no de capacidad como lo hacía el Cargo por Capacidad.
- El precio de la confiabilidad del sistema debe ser determinado a través de un mecanismo claro y competitivo, y no de manera administrativa.
- Garantizar que los agentes reciban el pago por la confiabilidad que aportan al sistema o a las rentas de escasez, mas no a las dos.
- Establecer mecanismos de verificación de la disponibilidad y condiciones técnicas de las plantas del parque de generación.
- Constituir mercados alternativos en donde se puedan transar negociaciones de energía que den respaldo a la confiabilidad del sistema.
- Establecer normas sobre la operación de los embalses del Sistema Interconectado Nacional, en donde se regule el uso de los recursos hidráulicos para la atención de la demanda doméstica del país.

Finalmente, cabe mencionar que los modelos de subastas de energía a desarrollar en el país mediante el Cargo por Confiabilidad para la Asignación de las Obligaciones de Energía Firme son: la Subasta de Reloj Descendente como mecanismo principal de asignación de las Obligaciones y la Subasta de Sobre Cerrado para la asignación de OEF para plantas de generación con períodos de construcción superiores al período de planeación de la Subasta (GPPS), cada una de ellas caracterizadas como se muestra a continuación en el capítulo dos. Ambas subastas corresponden a las estrategias de asignación instauradas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas con el objeto de cumplir en buena parte con los objetivos del esquema regulatorio del Cargo por Confiabilidad.

Gracias a las experiencias internacionales descritas en la sección anterior, se cuentan con características y resultados específicos que conducen al caso colombiano a una familiarización bastante importante con las vivencias desarrolladas en los diversos países; lo que a su vez contribuye en gran parte al ente regulador CREG a realizar su labor en el nuevo esquema; quien además ha decidido buscar el apoyo y el soporte de personas e instituciones expertas en la materia,

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de
Telecomunicaciones



con el fin de realizar una buena planeación y una acertada metodología que sea coherente para implementar al momento de desarrollar las subastas propias del país. Con esto se busca fundamentalmente, obtener no solo un éxito transparente orientado al cumplimiento de los objetivos trazados con el esquema regulatorio del Cargo por Confiabilidad, sino además, que se pueda conducir el mercado eléctrico colombiano a un entorno más competitivo y transparente.



Capítulo II

Esquema Funcional del Cargo por Confiabilidad en Colombia

Con el propósito de garantizar en el mercado de energía eléctrica en Colombia la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo, y garantizar ante condiciones desfavorables de hidrología crítica, energía a precios eficientes. Se ha diseñado un nuevo esquema regulatorio denominado Cargo por Confiabilidad, el cual ha sido definido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas en la Resolución CREG 071 de 2006, como:

“Remuneración que paga un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC, que garantiza el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme o en mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas”.

Este nuevo esquema adoptado tiene como objeto incentivar a los agentes generadores a ampliar su capacidad de generación y propiciar la entrada de nuevos agentes inversionistas al parque de generación nacional; para que en los planes de atender la demanda doméstica del país, se garantice en todo momento la disponibilidad de activos de generación que puedan brindar respaldo y proporcionar un suministro energético a un precio razonable para el consumo de energía eléctrica nacional (CREG - Sitio Web Oficial Cargo por Confiabilidad, 2007).

Los agentes generadores adscritos al Cargo por Confiabilidad reciben una remuneración que se paga por la disponibilidad de activos de generación que representan ante la generación nacional, en donde cada agente respalda éstos activos, por medio de una declaración de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), en la cual se declara la cantidad de energía que se tiene disponible para dar cubrimiento y confiabilidad a la generación. Sin embargo ésta energía declarada, debe ser adjudicada a la remuneración del Cargo por Confiabilidad a través de una Subasta, en la que se realiza la asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) con que el generador queda comprometido a dar cubrimiento a la demanda doméstica nacional (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).

Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez



Dicha remuneración es denominada pago por concepto de Cargo por Confiabilidad y se distribuye proporcionalmente a la energía que una planta tiene asignada mediante su OEF, la cual soporta la capacidad que ésta posee para suplir una demanda de energía en un caso apremiante según lo determine el CNDC. Sin embargo, el pago por concepto de Cargo por Confiabilidad se tiene como una remuneración fija, inicialmente establecida por un valor de trece dólares con cero cuarenta y cinco centavos por megavatio hora (13.045 US\$/MWh), valor que ha sido asignado durante el periodo de Transición (ver Anexo 1), (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).

Luego de transcurrido el período de Transición, la remuneración asociada al Cargo por Confiabilidad, corresponde al precio de cierre de la subasta en la cual el agente vendió su Energía Firme; el cual representa el precio con que se remunerarán las Obligaciones de Energía Firme asignadas, a excepción de algunos casos especiales mencionados más adelante en este capítulo. Dicho precio de remuneración es actualizado a partir de cada primero de diciembre, siempre y cuando hayan transcurrido más de seis (6) meses desde la fecha en que fue asignada la obligación, utilizando la metodología descrita en el Anexo 3, sección 2, (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006)

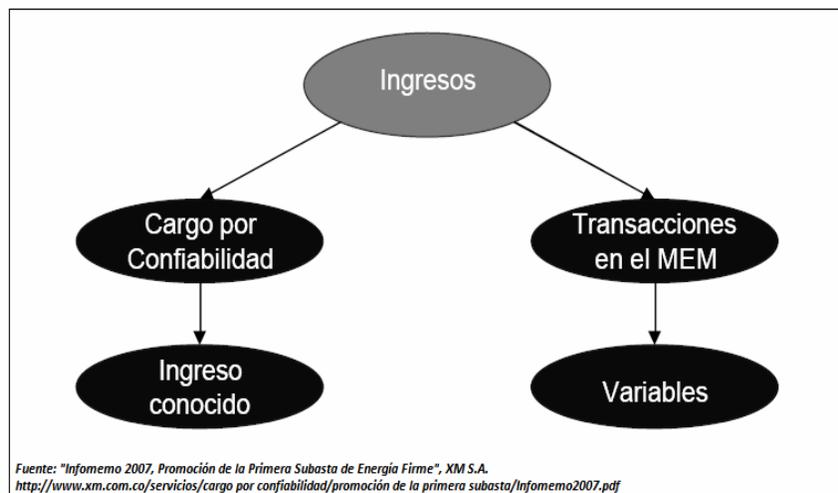


Ilustración 2. Posibilidad de Ingresos para los Agentes Generadores

Como consecuencia de lo anteriormente descrito, el generador a quien se le ha asignado una OEF recibirá una remuneración fija durante el periodo de vigencia de dicha Obligación, haya sido o no, solicitada por el mercado. Sin embargo cuando esta energía es requerida, además del Cargo por Confiabilidad el generador recibe el Precio de Escasez por cada kilovatio hora generado asociado a su OEF o el Precio de Bolsa si su generación excede la OEF comprometida (CREG - Sitio Web Oficial Cargo por Confiabilidad, 2007).

Finalmente, por medio de las remuneraciones a que hay lugar a través del Cargo por Confiabilidad, se pretende dar incentivos a la inversión y repotenciación del parque de generación nacional, en



donde gracias a la existencia de una remuneración fija, se genera en cierta forma una ayuda a la financiación de nuevos proyectos; además de contar con la posibilidad de recibir más ingresos por la generación de energía transada en el mercado eléctrico colombiano (ver Ilustración 2). Ésta situación crea un interés a la inversión en el negocio de generación nacional, llamativo a muchos inversionistas nacionales e internacionales, además de los agentes generadores actuales. Este hecho que hace que paulatinamente se vaya consolidando cada vez más la generación eléctrica del país, creando un sistema más confiable, con una mayor capacidad instalada y reduciendo la volatilidad del mercado ante condiciones desfavorables externas a él.

I. Obligación de Energía Firme

La Obligación de Energía Firme (OEF) corresponde a un compromiso que adquieren los agentes generadores con el propósito de garantizar la confiabilidad en el suministro de energía en el largo plazo a precios eficientes; obligación que es respaldada por activos de generación capaces de producir Energía Firme durante condiciones críticas de abastecimiento (CREG - Sitio Web Oficial Cargo por Confiabilidad, 2007).

La Obligación de Energía Firme se adquiere mediante un proceso dinámico de negociación de Obligaciones denominado Subasta, el cual busca asignar entre los participantes interesados las Obligaciones de Energía Firme con las cuales se puede dar cubrimiento en lo posible, al pronóstico de Demanda Doméstica⁸ estimada para un período definido de asignación. La Asignación de una Obligación de Energía Firme implica al agente al cual ésta es asignada, el deber de generar de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad de energía comprometida durante el Período de Vigencia de la Obligación, siempre y cuando se presente una Condición de Crítica o alguna otra situación que amerite según lo defina el CND (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).

Finalmente, las Obligaciones de Energía Firme que sean asignadas a los agentes establece la cantidad de energía con la que éstos quedan comprometidos para dar confiabilidad al suministro de energía eléctrica y que ante cualquier situación que amerite, están en la obligación de generar en cada uno de los meses, días o las horas, según sea el caso, hasta la cantidad con la cual se han comprometido mediante la asignación de OEF, según lo establece la regulación CREG 071 de 2006.

Las Obligaciones de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad están caracterizadas por:

- La cantidad de energía que se asigna ya sea mensual, diaria u horaria al generador,

⁸ La Demanda Doméstica corresponde a la sumatoria de los valores de la demanda domestica de todos los comercializadores, incluyendo los factores de pérdidas para referir a nivel de 220 kV y las perdidas propias del STN.



- El precio de Escasez que ante un incremento del precio de bolsa por encima de éste, se hace uso de las OEF asignadas, situación que es denominada Condición Crítica, y finalmente;
- El periodo de Vigencia de la Obligación por parte de los generadores.

1.1 Cantidad de Energía Firme a Asignar

Para conocer el monto de Energía a asignar a un agente generador mediante la asignación de Obligaciones de Energía Firme, se necesita conocer la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) que el agente haya comprometido ya sea en una Subasta de asignación u otro mecanismo, y el total de la energía asignada en dicha Subasta.

La Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad corresponde a la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación durante un año de manera continua, en condiciones extremas de bajos caudales (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).

El cálculo para la determinación de las Obligaciones de Energía Firme se realiza según la metodología contemplada en el Anexo 3; la cual está definida previamente por el ente regulador CREG.

1.2 Condición Crítica

Una Condición Crítica está determinada por la situación en la cual el Precio de las transacciones de energía en la Bolsa del mercado mayorista, supera un límite definido como el Precio de Escasez (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006). En donde el Precio de Bolsa es el precio de oferta más alto en la hora respectiva correspondiente a las plantas generadoras requeridas en el despacho ideal que no presenten inflexibilidad, precio con el cual se valoraran los intercambios en la Bolsa (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007).

El Precio de Escasez determina el nivel del precio de bolsa a partir del cual se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme además de constituir el precio máximo al cual se remunera la energía generada cuando dichas obligaciones son exigidas.

El Precio de Escasez es definido por la CREG y actualizado mensualmente con base en la variación del índice New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price, índice que determina la variación de precios de combustible nacional (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006). En la sección 3 del Anexo 3, se muestra de forma detallada como el Precio de Escasez es determinado y actualizado mensualmente. La Ilustración 3 muestra la evolución de ambos precios en lo transcurrido en el último año.



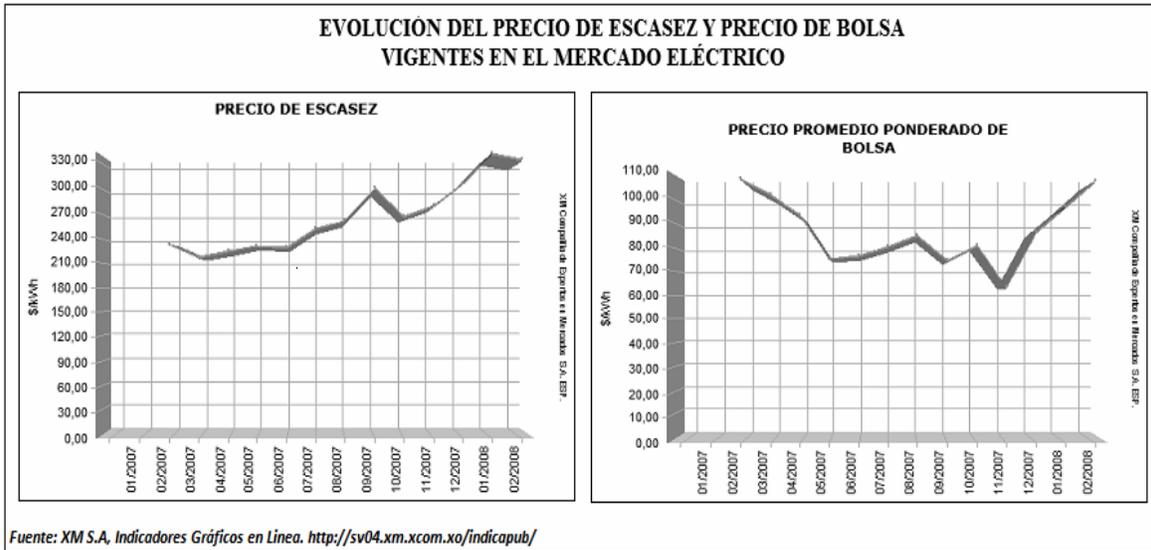


Ilustración 3. Evolución Histórica en los Precios de Escasez y Bolsa de Energía

1.3 Período de Vigencia de la Obligación

En cuanto al periodo de vigencia de la Obligación se establecen cuatro modalidades distintas para la asignación de los periodos de vigencia de las OEF, que buscan incentivar a los agentes del parque generador nacional, conduciéndolos a hacer inversiones para ampliar o crear nuevas capacidades con las respectivas plantas de generación, a cambio de la prima económica que reciben acorde con la nueva modificación o creación de plantas de generación eléctrica (ver Anexo I), (CREG - Sitio Web Oficial Cargo por Confiabilidad, 2007). Estos tipos de plantas con sus respectivos años en los periodos de vigencia de la obligación son:

- Plantas Nuevas: [Entre uno y veinte años]
- Plantas Especiales: [De uno a diez años]
- Plantas Existentes con Obras: [Entre uno y cinco años]
- Plantas Existentes : [Solo por un año]

Éstas modalidades de plantas de generación tienen la posibilidad de un periodo de Vigencia de la Obligación diferente a excepción de las plantas existentes, a las cuales les corresponde un período de un año; éste criterio se ha sido establecido con el fin de remunerar en proporción a las inversiones que hay que realizar por parte de los agentes para poder ampliar la capacidad de energía del Parque Generador Nacional, lo cual aportaría un cubrimiento adicional al crecimiento de demanda estimado por la Unidad de Planeación Minero Energética para los próximos años (ver Ilustración 4); y así, poder brindar un abastecimiento confiable de la Demanda Doméstica Nacional en todo momento (CREG - Sitio Web Oficial Cargo por Confiabilidad, 2007).



Cabe mencionar que el período que escoja un agente generador de una planta nueva, especial y existente con obras como vigencia de la Obligación de Energía Firme, es contado a partir de la fecha de finalización del Periodo de Planeación de la asignación en el Periodo de Transición, día que corresponde al primero de diciembre de 2012, en el cual se debió haber realizado la asignación de la OEF respectiva. Para los agentes con plantas existentes, el día de vigencia de la Obligación corresponde al día siguiente a la fecha en que finaliza el Periodo de Planeación (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).

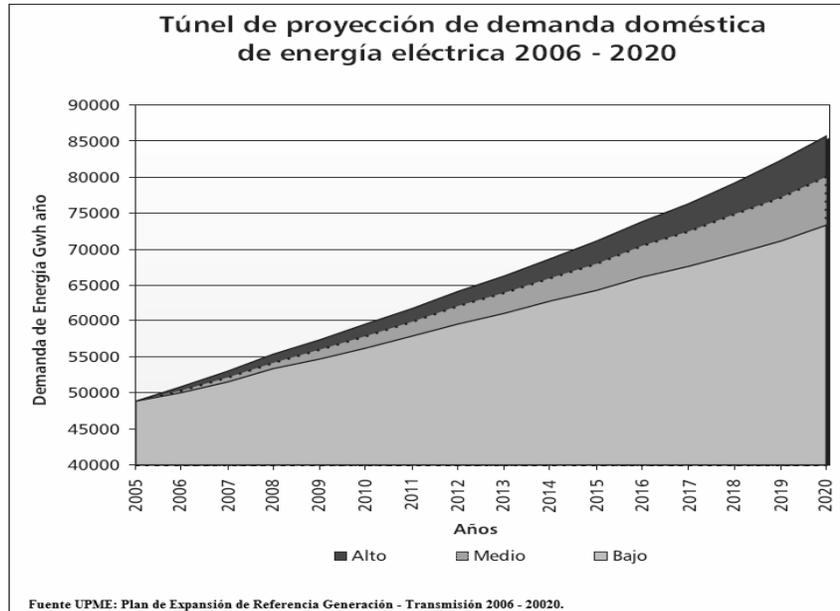


Ilustración 4. Proyección de Demanda Doméstica

1.4 Deberes Asociados a la Obligación de Energía Firme

Un agente generador al cual le es asignada una Obligación de Energía Firme, durante el período de su vigencia, queda comprometido según lo establece la resolución CREG 071 de 2006, a:

- Generar según sea requerido en el despacho ideal, la cantidad diaria de energía firme asociada a la Obligación, en el caso de presentarse una Condición Crítica.
- Mantener vigente los contratos de suministro de combustible y transporte de gas natural, según el requerimiento de la planta, con lo cual se pueda generar la energía asociada a la OEF asignada. En caso que los contratos de suministro y transporte no cubran el período de vigencia de la OEF, el agente generador debe mantener vigente unas garantías de cumplimiento con las cuales se asegure la renovación de dichos contratos durante el tiempo de Vigencia de la OEF.



1.5 Certificación de la Asignación de la Obligación de Energía Firme

Luego de que a un agente generador le sea asignada una Obligación como resultado de la Subasta u otro mecanismo de asignación, y éste haya entregado a la CREG los contratos de suministro y transporte de combustibles y las garantías exigidas dentro de los plazos estipulados en la regulación. Acorde con las disposiciones establecidas en la resolución CREG 071 de 2006, el ASIC debe expedir una certificación de la asignación de OEF para cada planta y/o unidad de generación; en donde se certifique:

- La identificación de las Leyes Colombianas que crearon y regulan en SIN y el MEM
- Identificación de las Leyes Colombianas que le atribuyen en donde se atribuyen las funciones del ASIC en el MEM
- Identificación de las Leyes Colombianas que imponen la Obligación de Valorar la Capacidad de Generación de Respaldo de la oferta eficiente
- La Resolución CREG que ordenó adelantar la respectiva Subasta o mecanismo que haga sus veces, para la Asignación de OEF para el Cargo por Confiabilidad
- La Obligación de Energía Firme que le fue asignada al respectivo agente
- El Periodo de Vigencia de la OEF Asignada
- El Precio de Escasez y el Precio de Cierre de la Subasta

2. Valoración de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad

La Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad abreviada según sus iniciales como ENFICC, está definida como la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).

A través de esta definición toman participación los agentes generadores en el Cargo por Confiabilidad, debido a que a partir de esta variable se involucra la capacidad de suministro confiable, que las plantas de energía eléctrica en Colombia pueden respaldar para dar un cubrimiento de demanda en condiciones de baja hidrología. Situación en la que la capacidad de generación que podría aportar cada una de las plantas hidráulicas del mercado estarían considerablemente afectadas, desestabilizando la confiabilidad del parque generador al ser este tipo de generación, el mayor porcentaje de contribución en el suministro eléctrico.



Es por ésta razón que la variable ENFICC busca representar una capacidad de respaldo acorde con las características propias de los agentes generadores, a que hubiese lugar ante condiciones desfavorables del mercado eléctrico.

A continuación se mencionan los aspectos más relevantes para el cálculo de la ENFICC de cada una de las plantas con las que cuenta el parque generador nacional

2.1 ENFICC para Plantas Hidráulicas

El cálculo de la ENFICC de las plantas hidráulicas se realiza a través de un algoritmo de Programación Entera Mixta (MIP) que es implementado en un software comercial de optimización (CPLEX 10.0) el cual se ha acoplado a un modelo computacional creado para obtener cálculo de ENFICC de las plantas hidráulicas denominado HIDENFICC. Dicho programa maximiza la energía mínima que puede entregar mes a mes una planta hidráulica en condiciones de bajos caudales, según se dispone en la resolución CREG 071 de 2006. El modelo incorpora las características y restricciones propias de cada uno de los sistemas hidráulicos, entre las cuales figuran:

- Historia de los aportes hídricos mensuales promedio que la planta utiliza para su generación.
- Características de las plantas: eficiencia media, generación mínima y generación máxima.
- Interacción de la planta con aportes, vertimientos y restricción en los sistemas de conducción.
- Índice de indisponibilidad histórica para salidas forzadas de la planta (IHF).
- Restricciones de flujo
- Embalses asociados: nivel mínimo, nivel máximo, otros usos del agua como acueducto y riego, y restricciones ambientales.

Sin embargo, la metodología completa para el cálculo de ENFICC de una planta hidráulica es descrita en detalle en el Anexo 2, sección I.

2.2 ENFICC para Plantas Térmicas

Para el cálculo de la ENFICC de una planta térmica se emplea la metodología descrita en la sección uno del Anexo 2, numeral dos, en el cual la ENFICC es calculada utilizando la capacidad de generación de la planta, la disponibilidad de combustibles, el número de horas del año y los índices IHF que permite incorporar las restricciones a la generación máxima de la planta, índice de disponibilidad de suministro de combustibles para operación continua (IDS) quien incorpora las restricciones en el suministro y el índice de disponibilidad de transporte de gas natural para



operación continua (IDT) incorporando las restricciones correspondientes al transporte (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).

2.3 ENFICC para Plantas no Despachadas Centralmente

El cálculo de ENFICC para este tipo de plantas, adjunto en el numeral tres del Anexo 2, primera sección, utiliza básicamente la capacidad efectiva neta y la disponibilidad de la planta, acorde con las disposiciones que se han establecido en la resolución CREG 071 de 2006.

2.4 Declaración de Parámetros

Un agente generador que desee declarar Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad debe hacerlo una sola vez antes del inicio del Periodo de Transición, empleando el formato adjunto en la sección dos del Anexo 2.

Sin embargo, en concordancia con las disposiciones de la resolución CREG 071 de 2006, la ENFICC declarada puede ser modificada siempre que se declare a más tardar tres meses antes al inicio de una Subasta o del mecanismo de asignación definido y se cumpla alguno de los siguientes condicionales:

- Ser una planta o unidad de generación a la que no se le haya calculado previamente la ENFICC, ó;
- Que la planta y/o unidad de generación tenga cambios en sus características que afecten su ENFICC ya sea por:
 - a. Un incremento de ENFICC en un 10% de la ENFICC inicial, ó;
 - b. Un incremento de ENFICC que exceda el 10% del incremento de la demanda nacional del año inmediatamente anterior al año en que se hace el nuevo cálculo. Dicho caso solamente puede tener efecto en la oferta del generador para la siguiente Subasta o años siguientes del Periodo de Transición.

En caso de que una planta o unidad de generación tenga cambios en sus características provocando una disminución de su ENFICC en más del 10%; el agente que represente comercialmente dicha planta debe declarar nuevamente los parámetros para que de esta forma le sea re-calculada la ENFICC, para lo cual la CREG está autorizada a iniciar el respectivo proceso de oficio (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).

A la fecha de 2007, la declaración de parámetros que se ha hecho ante la CREG por cada uno de los agentes generados y verificada previamente por el Centro Nacional de Despacho (CND) asociada a cada tipo de planta de generación es mostrada en la Ilustración 5.



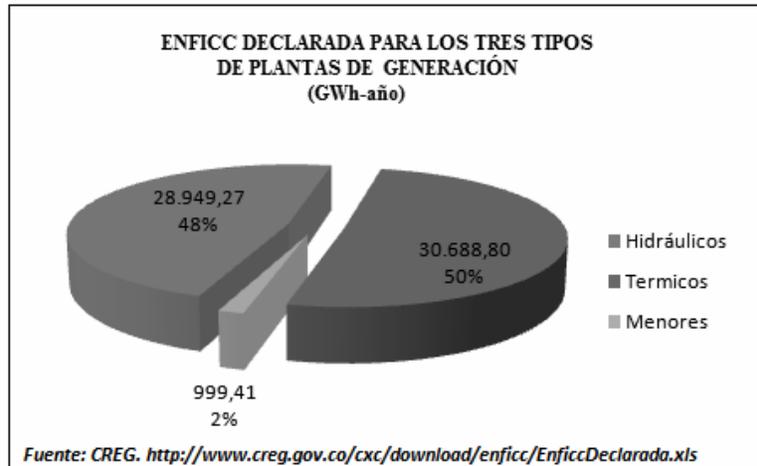


Ilustración 5. ENFICC Declarada por los Agentes Generadores

Previo a la declaración de ENFICC por parte de los agentes, cada propietario o representante comercial de un activo de generación que desee respaldar las Obligaciones con dicho activo debe reportar a la CREG el valor de los parámetros que soportan su declaración (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006). Dicha declaración de parámetros ante la CREG, así como la declaración de ENFICC está establecida en la metodología descrita en la Anexo 2.

Sin embargo, en concordancia con las disposiciones de la resolución CREG 071 de 2006:

- Si una planta o unidad de generación no realiza declaración de ENFICC se toma como declaración vigente la última realizada y verificada por el CND.
- Si una planta o unidad de generación térmica no cubre la totalidad del Período de Vigencia de la Obligación con los contratos de suministro y transporte de combustible y no cumpla con los Requerimientos de Contratación del Combustible o con la Extensión de Garantía, la ENFICC debe ser re-calculada con la información a que den lugar los contratos establecidos, sin perjuicio del cumplimiento de la OEF en el periodo de Vigencia asignado, así como la ejecución de la respectiva garantía.

3. Anillos de Seguridad

Con el propósito de dar cumplimiento con las Obligaciones de Energía Firme bajo cualquier circunstancia y así poder proporcionar un suministro eléctrico constante capaz de abastecer la demanda Doméstica bajo condiciones críticas, se han establecido un conjunto de mecanismos de seguridad que se han configurado, de forma tal que existan otras alternativas de respaldo ante la incapacidad de cumplimiento directo por parte del agente generador, creando así mecanismos que



pueden ser utilizados ante la determinación de los agentes como alternativas al cumplimiento de las OEF asignadas (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).



Ilustración 6. Anillos de Seguridad

Dichos mecanismos de seguridad se conocen con el nombre de Anillos de Seguridad, los cuales están conformados por los cuatro mecanismos especificados en la Ilustración 6.

3.1 Mercado Secundario de Energía Firme

Es el mecanismo establecido para negociar Energía Firme con los generadores oferentes que cuentan con Energía de Referencia en dicho mercado, mediante Contratos de Respaldo los cuales pueden dar cumplimiento a las Obligaciones de Energía Firme de los generadores (compradores) que determinen que su energía es insuficiente para cumplir a sus obligaciones (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).

El Mercado Secundario de Energía Firme tiene exclusiva participación para los generadores, los cuales voluntariamente pueden participar en el mercado publicando la cantidad de energía que ofrecen en el Sistema de Información del Mercado Secundario, a su vez, los generadores que requieran dicha ENFICC deben entrar a negociar bilateralmente esos Contratos de Respaldo con los generadores oferentes. Sin embargo hay que tener presente que dichas negociaciones en el mercado secundario no pueden modificar en ninguna forma las condiciones en las cuales los generadores se comprometieron en la Subasta a suministrar la Energía Firme (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).

3.1.1 Contratos de Respaldo

Cuando se habla de negociación bilateral entre los generadores, se hace referencia a que la forma, contenido, garantías y condiciones que se establecen en el Contrato de Respaldo de Energía Firme



son pactadas libremente entre las partes negociantes, por tanto algún incumplimiento que se pueda presentar no modifica las acciones que tiene la CREG ante el incumplimiento en la entrega de la ENFICC, según lo ha dispuesto la resolución CREG 071 de 2006. Por tanto, como requisitos mínimos del Contrato de Respaldo, las partes deben incluir:

- Información referente a la identificación de los dos generadores que intervienen.
- Identificar el recurso de generación comprometido y el del respaldo.
- La cantidad diaria de Energía Firme negociada en kilovatios hora día.
- Periodo de Vigencia del contrato.

Luego de haber pactado el contrato entre los generadores, es necesario que se registre ante el ASIC una Declaración de Respaldo, en la cual se anexan las cuatro pautas anteriores contenidas en el contrato, con el ánimo de que exista una constancia en donde el ASIC tenga claro la Energía Firme que ha sido negociada entre las partes. Dicho contrato puede ser registrado en un plazo máximo tres (3) días calendario contados desde la fecha de su celebración y como plazo mínimo, dos (2) días antes de que pueda entrar en vigencia (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).

En cuanto al despacho de los Contratos de Respaldo, estos se proceden a despachar en el orden en que fueron registrados ante el ASIC, los cuales deben cumplir las siguientes condiciones contenidas en la resolución CREG 071 de 2006:

- Las cantidades a despachar no pueden superar los excedentes diarios de generación ideal con respecto a las Obligaciones de Energía Firme del Vendedor.
- Las cantidades a despachar no pueden superar el déficit diario de generación ideal con respecto a las Obligaciones de Energía Firme del Comprador.
- Las cantidades a despachar de cada Contrato no pueden superar bajo ninguna circunstancia la cantidad registrada.

3.1.2 Energía de Referencia para el Mercado Secundario

La energía que puede ofertar una planta o unidad de generación en dicho mercado según la normativa de la resolución CREG 071 de 2006 es:

- Para plantas Hidráulicas, corresponde a la Energía Disponible Adicional más la diferencia entre la ENFICC declarada y la ENFICC comprometida. Dicha Energía Disponible Adicional es la energía que excede la ENFICC declarada calculada para cada uno de los meses del periodo definido.



En caso de que se declare una ENFICC mayor a la ENFICC Base y menor a la ENFICC 95% PSS, el cálculo de dicha energía adicional toma como referencia el valor de ENFICC, Base o 95% PSS más cercano a la declaración del agente.

- Para plantas Térmicas, la correspondiente a la diferencia entre la ENFICC y la ENFICC comprometida, dicha diferencia de energía se debe respaldar con los contratos de suministro y transporte de combustibles en las mismas condiciones exigidas a la ENFICC asociada a las OEF.

Cabe recordar que la Energía Adicional de las plantas debe declararse utilizando el formato de la del Anexo 2, el cual es el formato establecido por la regulación del Cargo.

3.2 Demanda Desconectable Voluntariamente

Es un mecanismo en el cual un generador que anticipe que su energía no es suficiente para cumplir con sus OEF, negocia con los usuarios del Sistema Interconectado Nacional, por medio de sus comercializadores, la reducción voluntaria de la demanda de energía. Por tanto este anillo de seguridad permite al generador cubrir su OEF mediante los usuarios del SIN que puedan reducir su consumo de energía porque cuentan con equipos de generación de respaldo o porque están en la capacidad de modificar su proceso productivo (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006)

La reducción de demanda que se efectúe por parte de los usuarios se descuenta de la Obligación del generador, el cual debe remunerar al comercializador que representa a los usuarios a un precio previamente acordado entre ellos. Sin embargo, para que la reducción de la demanda sea considerada en la verificación y liquidación del Cargo por Confiabilidad, se necesita que se registre ante el ASIC, el contrato entre el generador y el comercializador quien representa a los usuarios finales, en donde éstos últimos se comprometen a reducir su consumo, según esta establecido en la resolución CREG 071 de 2007.

3.3 Generación de Última Instancia

La generación de última instancia está configurada de forma que un generador con el propósito de cumplir con sus OEF, negocie con un representante comercial de un Activo de Generación de Última instancia, el suministro de la energía restante para cumplir con dicha obligación. *“Este mecanismo emplea activos de generación que no participan en la subasta ni en el MEM. En otras palabras, estos activos se utilizan única y exclusivamente para cubrir total o parcialmente OEF ya asignadas en la subasta a un agente”* (CREG - Sitio Web Oficial Cargo por Confiabilidad, 2007). Sin embargo, para constituirse como un Activo de Generación de Última Instancia se debe registrar al generador ante el CND y el ASIC de conformidad con la regulación vigente del Cargo por Confiabilidad (CREG 071 de 2006).



3.4 Subastas de Reconfiguración

En el caso en que ocurran cambios en las proyecciones de demanda de energía se emplea el mecanismo de la Subasta de Reconfiguración debido a que con la variación de la demanda pronosticada, surge la necesidad de ajustar nuevos requerimientos de energía con el propósito de cubrir esta nueva demanda mediante Obligaciones de Energía Firme adicionales (CREG - Sitio Web Oficial Cargo por Confiabilidad, 2007).

Esta Subasta de Reconfiguración tiene una periodicidad anual, en donde la CREG como ente encargado evalúa la diferencia entre las OEF adquiridas para un año en particular y la proyección de la demanda de energía más reciente que tiene estimada la UPME. Según esa evaluación, la CREG decide realizar una Subasta de Reconfiguración con el propósito de compra o de venta de Obligaciones de Energía, según lo ha dispuesto la resolución CREG 071 de 2006. La Ilustración 7 muestra el esquema de juego para este tipo de subastas.

3.4.1 Subastas de Reconfiguración para la Compra de Energía

Dicha subasta es administrada por el ASIC quien además de ser el administrador es quien se encarga de incrementar la asignación de OEF para cubrir la demanda. En ella participan como oferentes únicamente los generadores con ENFICC no comprometida, los cuales deben enviar al ASIC acorde con las disposiciones de la resolución CREG 071 de 2006, en sobre cerrado la siguiente información:

- La cantidad de Energía Firme que ofrecen
- El precio de dicha oferta en dólares por kilovatio hora

Las OEF asignadas en esta Subasta son remuneradas al precio que resulte de la oferta del último generador asignado de acuerdo con las curvas de oferta y demanda construidas en la Subasta; en donde la Curva de Oferta Agregada para la Subasta es la suma de todas las ofertas de Energía Firme enviadas por los generadores ordenadas en forma ascendente, y la curva de Demanda a emplear es la misma función de Demanda que se emplea en la Subasta original con la modificación de la Demanda Objetivo (D) que en este caso corresponde a la energía adicional que la CREG ordenó adquirir en la Subasta de Reconfiguración (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).

3.4.2 Subastas de Reconfiguración para la Venta de Energía

Esta subasta es citada cuando existe una sobreestimación de la demanda asignada en la Subasta inicial, en donde el ASIC como administrador oferta el excedente de Energía Firme que se necesita contratar por la demanda a los generadores con OEF vigentes en el año de sobreestimación de demanda, que estén interesados en eliminar o reducir la nueva Energía Firme asociada a dicho



incremente. Estos generadores interesados deben presentar al ASIC en sobre cerrado y en la fecha que se establezca según las normas de la resolución CREG 071 de 2006:

- La ENFICC que se desea comprar.
- El precio máximo que pagaría por dicha ENFICC en dólares por kilovatio hora.

Las OEF transadas en esta subasta se remuneran al precio que resulta de la oferta del último generador que adquirió Obligaciones, de acuerdo con las curvas de oferta y demanda construidas por el ASIC. En este caso, la curva de Demanda es la suma de las demandas de Energía Firme enviada por los generadores ordenadas por precio de forma descendente, y la función de Oferta será la que establezca la CREG para esta subasta en particular (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).

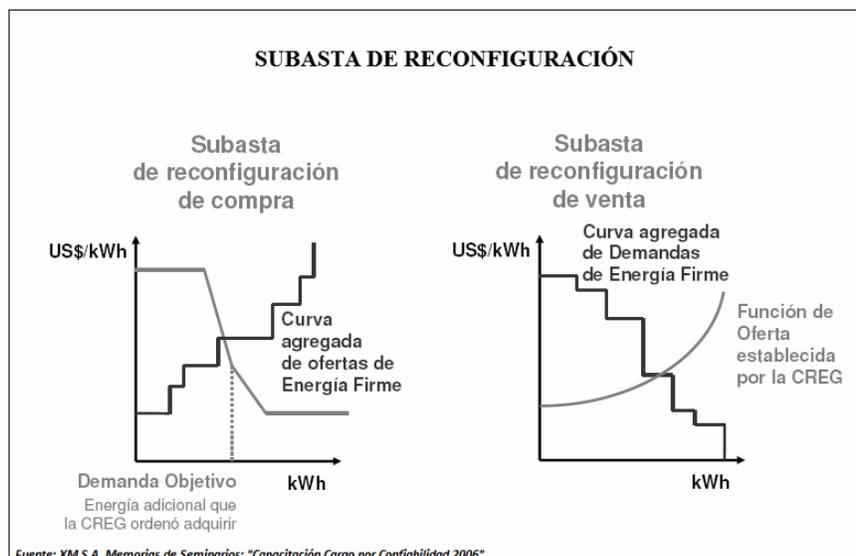


Ilustración 7. Subastas de Reconfiguración

4. Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme

La Subasta ha sido creada como el mecanismo en el cual los generadores que desean estar inscritos en el Cargo por Confiabilidad pueden adquirir Obligaciones de Energía firme con el propósito de obtener participación y proporcionar garantía, en el abastecimiento de la Demanda Doméstica que ha sido pronosticada para un período de tiempo determinado, en el cual se busca que la demanda del mercado sea cubierta en todo el período de Vigencia de la Obligación a asignar (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).



Para llevar a cabo las Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, el Administrador de la Subasta, quien es el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), realiza un proceso de promoción de Subasta con el cual busca llevar a cabo un plan de divulgación y promoción en el mercado nacional e internacional, en donde realiza presentaciones sobre la oportunidad de la inversión, cuadernos de promoción, compilación de la normatividad existente y estadísticas sobre el país y el sector; con el fin de incentivar a posibles participantes actuales y nuevos a tomar participación en el proceso de Subasta de una forma clara y con conocimiento previo del mercado nacional, así como el conocimiento de las pautas y metodologías con las que se desarrollará la Subasta, según se ha dispuesto en la resolución CREG 071 de 2006.

El proceso de Subasta será auditado en todo momento por una persona natural o jurídica quien es contratada por el Administrador de la Subasta. Este Auditor se debe encargar de verificar la correcta aplicación de la regulación que está establecida para el desarrollo de la Subasta, con el propósito de que se cumplan todas las disposiciones impuestas para este mecanismo (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 102, 2007).

Finalmente, en el caso que un generador decida entrar en la Subasta para participar en la Asignación debe manifestar al ASIC mediante una comunicación suscrita por el representante legal, la aceptación de la obligación del pago al Promotor de la Subasta (función asignada a la CREG), el valor de la Comisión de Éxito que es liquidada por el ASIC al generador en el caso que en la Subasta le sea asignada alguna OEF. Para dicho propósito, el agente generador otorga a favor del promotor de la Subasta una garantía que cubra el pago del valor de la Comisión de Éxito de la Promoción. El valor que debe cubrir con la garantía es de mínimo \$ 0.062 dólares americanos por cada megavatio de hora de ENFICC declarada para participar en la Subasta. Por tanto, cuando el agente generador no realice el pago a la Comisión de Éxito dentro de los cinco días hábiles siguientes a la fecha en que el ASIC entregue la liquidación, se considera en Evento de Incumplimiento de Garantía (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 008, 2007).

Para los años en que la CREG determine que no se requiere la realización de una Subasta, las Obligaciones de Energía Firme deben ser asignadas por el ASIC a cada uno de los generadores que han tenido asignaciones de OEF, a prorrata de la ENFICC más reciente declarada. Esta asignación se hace de tal manera que se cubra la Demanda Objetivo pronosticada para los periodos de asignación; todo esto en concordancia de la resolución CREG 071 de 2007.

A continuación se citan las disposiciones principales del reglamento de la Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme, sin embargo en el Anexo 4 se adjuntan algunas otras disposiciones que conforman dicho reglamento.

4.1 Periodicidad de la Subasta

La necesidad de convocar a una Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme se da cuando se estima que la demanda de energía para dentro de cierto tiempo establecido por la



CREG, no puede ser cubierta con la energía firme de los activos de generación existentes y/o con la energía de las plantas que entrarán en operación antes del periodo de vigencia del año en que se requiere dicho cubrimiento. Para tanto, la CREG anualmente al inicio del primer semestre evalúa el balance proyectado de oferta-demanda de energía firme y acorde con ello, si considera necesario, se comunica mediante Resolución la decisión de convocar una Subasta (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 101, 2007).

Inicialmente la primera Subasta que se ha programado para llevarse a cabo está trazada con fecha de apertura para el día seis de mayo de 2008, la cual es guiada por el ASIC como Administrador de la Subasta. En dicha subasta se realizará la asignación de Obligaciones de Energía Firme para el periodo comprendido entre el primero (1°) de diciembre de 2012 y el treinta (30) de noviembre de 2013 (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 031, 2007). Esto sin perjuicio del Periodo de Vigencia de las OEF que ya han sido asignadas en ese periodo, según lo dispone la resolución CREG 071 de 2006.

4.2 Requisitos para Participar en la Subasta

Los agentes que pueden ser habilitados para participar en la Subasta, corresponden a aquellos agentes propietarios o que representen comercialmente las plantas y unidades de generación a las cuales se les haya determinado la ENFICC previamente, además de que tengan cumplimiento con los siguientes requisitos según el tipo de planta de generación, según lo contemplado en la resolución CREG 102 de 2007.

4.2.1 Plantas y/o Unidades de Generación Nuevas o Especiales

- a) Aportar Certificación expedida por de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), en la que conste que el proyecto está inscrito en el registro de proyectos de generación de energía eléctrica, mínimo en la fase 2; La Ilustración 8 especifica los requisitos para que un proyecto de generación sea considerado en la fase 2.
- b) Aportar Certificación expedida por la UPME, en la que conste la presentación ante esa entidad del estudio de conexión a la red de transmisión.
- c) Constituir una garantía de cumplimiento de la fecha de inicio de la operación comercial de la planta y/o unidad de generación en instalación o por instalar o repotenciar con la ENFICC que se le asigne en la Subasta.
- d) Las plantas hidráulicas, deben disponer de registros históricos, con una extensión mínima de veinte (20) años, con caudales promedio mensual de los ríos que aportan a la planta.



Tabla Requisitos de la UPME para clasificar un proyecto en Fase 2.

Proyectos hidroeléctricos	Constancia de finalización de estudios de factibilidad
	Certificado de la aprobación del Diagnóstico Ambiental de Alternativas (D.A.A.) por parte del Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional respectiva
	Información respecto a posible esquema financiero
	Información respecto a posible esquema empresarial
	Información respecto a opciones de compra de terrenos
	Solicitud de conexión a la red hecha al transportador respectivo (diligenciada y radicada)
Proyectos termoeléctricos a carbón y a gas	Constancia de finalización de estudios de factibilidad
	Certificación de la aprobación del Diagnóstico Ambiental de Alternativas (D.A.A.) por parte del Ministerio del Medio Ambiente o la corporación autónoma regional respectiva.
	Información respecto a posible esquema financiero
	Información respecto a posible esquema empresarial

Fuente: CREG. http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/subasta_asignacion/requisitos.htm

Ilustración 8. Requisitos de un Proyecto de Generación en Fase 2

4.2.2 Para Plantas y/o Unidades de Generación Existentes

- a) Entregar la garantía que asegure que presentará el contrato de combustible necesario para cubrir la Obligación de Energía Firme que le sea asignada en la subasta.
- b) Aportar copia de las licencias ambientales asociadas a la operación con el combustible o combustibles elegidos por el generador para respaldar su ENFICC; o en el caso de no ser requeridas por la autoridad ambiental pertinente deben enviar una comunicación informando este hecho.

4.2.3 Requisitos Generales

Además de los requisitos anteriormente mencionados, los agentes deben cumplir los pasos previstos del Período de Precalificación de la Subasta que están establecidos a continuación:

- Reportar a la CREG por parte de los Agentes generadores, los parámetros y documentos necesarios para la determinación de la ENFICC de cada una de sus plantas y/o unidades de generación existentes o especiales, según el formato establecido en el Anexo 3.
- En los quince días calendario siguientes, la CREG publica un documento conteniendo la totalidad de parámetros reportados por cada uno de los agentes generadores para cada una de sus plantas y/o unidades de generación. Documento con el cual cada agente debe determinar la ENFICC asociada a cada una de sus plantas y/o unidades de generación.
- En los próximos quince días calendario siguientes, los agentes deben declarar para cada una de sus plantas y/o unidades de generación representadas comercialmente por ellos en el formato del Anexo 3, la ENFICC previamente calculada con la cual se utilizara en el



proceso de asignación de Obligaciones de Energía Firme. Dicha declaración de ENFICC y de sus parámetros que lo soportan lo deben declarar aquellos que lo realizan por primera vez, o aquellos que la modifican.

- Plantas y/o unidades de generación nuevas deben reportar a la CREG la información requerida para determinar su ENFICC, así como el Periodo de Vigencia de la Obligación; información que será remitida posteriormente al CND por la CREG.
- Generadores con plantas y/o unidades de generación nuevas y/o especiales deben enviar al Ministerio de Minas y Energía, a la CREG y al Administrador de la Subasta, el cronograma de construcción o repotenciación incluyendo la participación porcentual de cada actividad en el total del proyecto así como la curva S.
- Antes de los ciento veinte (120) días calendario siguientes al inicio del Periodo de precalificación de la Subasta (6 de mayo mas 120 días calendario) se debe informar a la CREG y al Administrador de la Subasta, las plantas y/o unidades que van a ser retiradas del Cargo por Confiabilidad tanto de manera temporal como definitiva.

Cabe recordar que las plantas y/o unidades de generación no despachadas centralmente y Cogeneradores no pueden participar en la Subasta, en concordancia con la resolución CREG 071 de 2006.

Como Información adicional, aquellos agentes con plantas o unidades de generación que deseen presentar obras que no se han iniciado a la fecha de la subasta, pueden clasificar y participar en el proceso, como plantas especiales con cierres de ciclo o por repotenciación, o como plantas existentes con obras (ver Anexo 4, sección 1.3), sus obligaciones serán remuneradas al precio aplicable a las OEF asignadas y podrán optar por períodos de vigencia para las OEF, de hasta diez años para las plantas especiales y de hasta 5 años para las existentes con obras. (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 102, 2007).

4.2.4 Participación en la Subasta con Plantas o Unidades de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la Subasta (GPPS)

Aquellos agentes que desarrollan plantas o unidades de generación con periodos de construcción superiores al Período de Planeación vigente (5 años) e inferiores o iguales a diez años, que deseen ser subastados en un año determinado; pueden optar por recibir asignaciones de OEF hasta diez años antes del inicio del Período de Vigencia de la Obligación; siguiendo la metodología descrita en el Anexo 4 en la sección cinco. Además de ello, el ASIC deberá establecer un reglamento de la Subasta de Sobre Cerrado para el caso de este tipo de plantas GPPS, el cual debe ser sometido a consideración de la CREG, para lo cual deberá contener entre otros aspectos, el plazo para manifestar el retiro del proyecto por parte de los agentes, contenido del sobre, tiempo de preparación, condiciones de entrega del sobre, forma de establecer el precio marginal, y entrega de garantías (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 101, 2007).



4.3 Reglamento de la Subasta

La asignación de Obligaciones de Energía Firme en la primera Subasta está determinada por las siguientes características según lo dispuesto en la resolución CREG 102 de 2007:

Tabla I. Datos para la Primera Subasta

Fecha de Apertura	Seis de Mayo de 2008
Hora de Apertura y Cierre	A criterio del Subastador
Transacciones en Subasta Validas	Entre las 8:00 y 17:00 horas como periodo máximo
Inicio de Subasta por parte de los Agentes	Quince minutos antes de la hora de apertura
Precio de Apertura	Dos veces el Costo del Entrante (CE= 13.045)
Demanda Objetivo	73282 GWh al año

Como condición inicial para que se lleve a cabo la primera Subasta deben existir ofertas de energía respaldadas con plantas o unidades de generación nuevas o aquellas que a la fecha de dicha subasta no han iniciado obras adicionales, en caso de no presentarse ofertas representadas por dichas plantas el Administrador de la Subasta da por terminado dicho mecanismo de asignación e informa a la CREG, quien adoptará por el procedimiento respectivo a seguir, en concordancia con la resolución CREG 102 de 2007.

4.3.1 Demanda Objetivo

La Demanda Objetivo para cada uno de los meses comprendidos entre el primero (1°) de Diciembre de 2012 y el treinta (30) de Noviembre de 2013 es la proyectada por la UPME para el periodo comprendido entre Diciembre de 2013 y Noviembre de 2014, dicha demanda está proyectada por 73282 GWh al año según lo contemplado en la resolución CREG 031 de 2007.

4.3.2 Función de Oferta de ENFICC

Acorde con la resolución CREG 102 de 2007, en cada una de las rondas los oferentes deben enviar la Función de Oferta de la ENFICC, relacionando:

- Precio de la Oferta expresado en Dólares de los EEUU por MWh, con tres cifras decimales.



- Cantidad de Energía Firme dispuestos a comprometer expresada en kWh-día en una cantidad entera de energía, a excepción de las plantas existentes que no han iniciado a la fecha sus obras, a las que se les permite una cantidad fraccionaria.
- Planta y/o Unidad de generación que respalda la oferta.

En el caso de la oferta inicial a realizar en la primera ronda, el precio de oferta debe corresponder al precio de apertura de la subasta el cual corresponde al máximo precio válido permitido en la Subasta. Además de esto, como regla de Actividad de la Subasta se establece un criterio general que deben cumplir los agentes en la construcción de su Función de Oferta, el cual es que ante disminuciones del precio los oferentes solamente pueden optar por mantener o disminuir la cantidad de energía firme que están dispuestos a comprometer. Además de ello, cabe mencionar que los bloques de ENFICC que un agente desee retirar en determinado momento, no pueden hacer parte de la función de Oferta de las siguientes rondas (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 102, 2007).

4.3.3 Ofertas de Energía Firme

En cuanto a las Ofertas de energía, según lo establecido en la resolución CREG 102 de 2007, éstas pueden ser respaldadas con las siguientes plantas o unidades de generación:

- *Existentes, Existentes con Obras y Especiales que iniciaron sus obras antes de la Subasta:* Su oferta debe ser igual a la ENFICC declarada por cada planta hasta el punto en que se alcance el precio establecido para los retiros temporales (ver Anexo 4). Ya que a partir de este precio se utiliza la Función de Oferta presentada mediante la comunicación de retiro temporal.
- *Existentes que deseen presentar Obras adicionales que no se han iniciado a la fecha de la Subasta:* Estas plantas o unidades de generación pueden clasificar y participar como plantas especiales con cierre de ciclo o por repotenciación, o como plantas existentes con obras; sin embargo dichas plantas tienen la elección en sus ofertas de:
 - i. Cuando el precio de la Subasta sea mayor a 0.8 veces el CE, el agente cuenta con la opción de retirar su ENFICC correspondiente a la Obra adicional si así lo desea y quedar con la clasificación que le corresponde originalmente.
 - ii. Cuando el precio de la Subasta es menor o igual a 0.8 veces el CE, se puede retirar la ENFICC correspondiente a la obra y se comenzara a utilizar la Función de Oferta presentada para la planta existente mediante la comunicación de retiro temporal.

Dichas Ofertas enviadas por los agentes para participar en la subasta deben cumplir en todo momento las condiciones establecidas en el reglamento, en caso contrario; ésta será inadmitida automáticamente por el sistema, En este caso se informa al agente con el propósito que se realicen



las correcciones pertinentes. Sin embargo, cuando un agente no envía una Función de Oferta durante la Ronda o no corrige la inadmitida, su ENFICC es retirada al precio de inicio de dicha ronda.

4.3.4 Función de Demanda

La Función de Demanda con la cual se realizan las asignaciones de las Obligaciones en la Subasta, expresa la cantidad de energía que el ASIC pretende asignar entre los participantes las OEF con el propósito de realizar un cubrimiento de la Demanda Objetivo; ésta función de demanda está relacionada en la resolución CREG 102 de 2006, mediante la siguiente expresión:

$$p(q) = \begin{cases} 2 * CE & q < M_1 \\ \frac{CE}{M_1 - D} (q + M_1 - 2D) & M_1 \leq q \leq D \\ \frac{CE}{2(D - M_2)} (q + D - 2M_2) & D < q \leq M_2 \\ \frac{1}{2} CE & q > M_2 \end{cases}$$

Donde:

- CE: Costo del Entrante expresado en US\$/MWh, inicialmente 13.045 US\$/MWh
- M1 y M2: Demandas de energía para márgenes 1 (menor) y 2 (mayor), expresados en kilovatio hora. M1 = 69994 kWh y M2 = 76839 kWh.
- D: Demanda Objetivo expresada en KWh
- p: Precio
- q: Demanda al nivel del precio p.

Sin embargo los valores de D, M1 y M2 deben contener los descuentos que realiza el ASIC según la regulación vigente, en donde tiene en cuenta la energía que ha sido asignada antes de la Subasta y la ENFICC de las plantas no despachadas centralmente, según las disposiciones de la resolución CREG 031 de 2007.

4.4 Descripción del Proceso de Subasta: “Reloj Descendente”

Las Asignaciones de Obligaciones de Energía firme que serán asignadas mediante el mecanismo de Subasta se deben realizar mediante una Subasta de Reloj Descendente según se ha dispuesto en la resolución CREG 071 de 2006, representación que es expuesta en la Ilustración 9 Ilustración 9.

Sin embargo, el modelo de Subastas que debe desarrollarse en concordancia con las disposiciones de la resolución CREG 031 de 2007, se rige bajo las siguientes características:



- El precio de Apertura de la Subasta es dos veces el valor del Costo del Entrante
- El Subastador en cada una de sus rondas debe informar el precio de Apertura, Cierre y duración de la Ronda.
- En cada ronda los participantes envían al Administrador de Subasta una función de Oferta definida entre el precio de Apertura y Precio de Cierre de la Ronda. Dicha función puede ser modificada por los agentes en cualquier momento durante el Periodo de Duración de la Ronda.
- Sin embargo, ante disminuciones del precio los oferentes solamente pueden optar por mantener o disminuir la cantidad de energía firme que están comprometiendo.
- Finalizada una Ronda, el subastador determina el Exceso de Oferta, exceso que corresponde a la diferencia entre la oferta de Energía Firme al final de la ronda y la función de demanda evaluada a ese precio de cierre de dicha ronda.
- Si el Exceso de Oferta es positivo, el subastador debe informar un nuevo Precio de Cierre para una nueva Ronda que se debe realizar. Ese nuevo Precio de Cierre de la Ronda debe ser estrictamente menor que el Precio de Cierre de la Ronda anterior ya que en concordancia con la reglamentación, el Precio de Cierre de la Ronda anterior debe corresponder al precio de Apertura de la Nueva Ronda.
- Este proceso debe repetirse hasta cuando el Exceso de Oferta sea menor que cero con una precisión de tres decimales, para que de esta forma se proceda al despeje del mercado y a la determinación del Precio de Cierre de la Subasta.

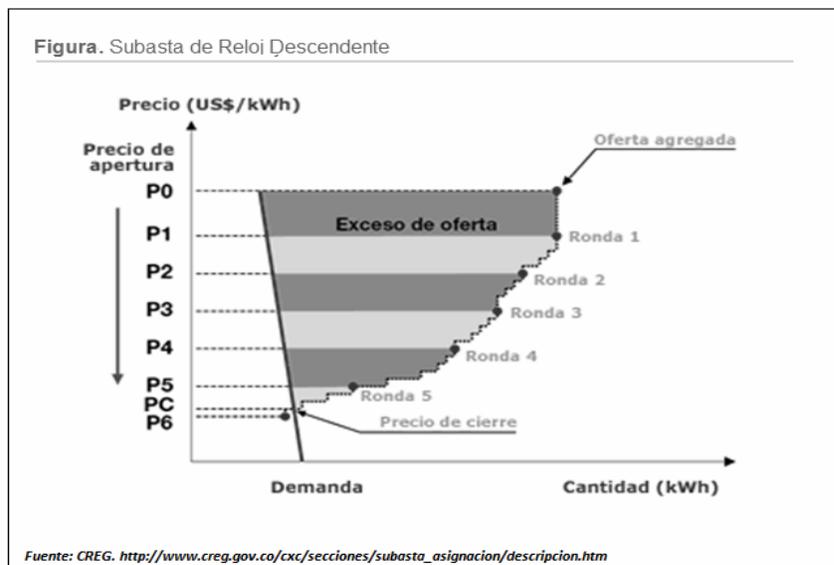


Ilustración 9. Subasta de Reloj Descendente

4.4.1 Determinación del Precio de Cierre de la Subasta

Existen tres casos para los cuales se determina el Precio de Cierre de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, según se estipula en la resolución CREG 102 de 2007; estos casos están caracterizados según se especifica a continuación:

- *Caso en el que la Curva de Demanda corta la Curva de Oferta en un segmento Vertical*

En este caso el precio de cierre es igual al precio correspondiente al punto donde se cruzan la curva de demanda y la curva de oferta, según se muestra en la Ilustración 10.

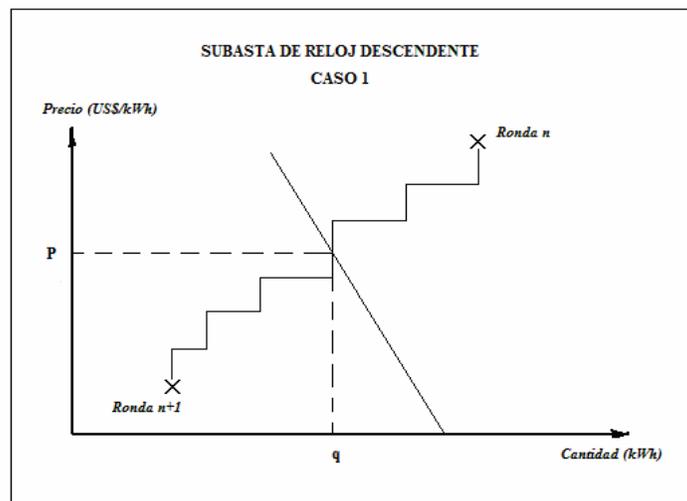


Ilustración 10. Determinación del Precio de Cierre, Caso I

- *Caso en el que la Curva de Demanda corta la Curva de Oferta en un segmento Horizontal*

En este caso el precio de cierre se obtiene de la siguiente función:

$$\text{función} = \text{Mín.} (p_1=q_1, p_2=q_2)$$

Donde:

- q_1 : ENFICC del generador cuyo segmento corta la curva de demanda
- q_2 : ENFICC del generador cuyo segmento corta la curva de demanda
- p_1 : Precio del generador con q_1
- p_2 : Precio del generador con q_2



Por tanto el precio de cierre de la subasta es seleccionado por el mínimo valor de la función anterior, según se muestra en la Ilustración 11.

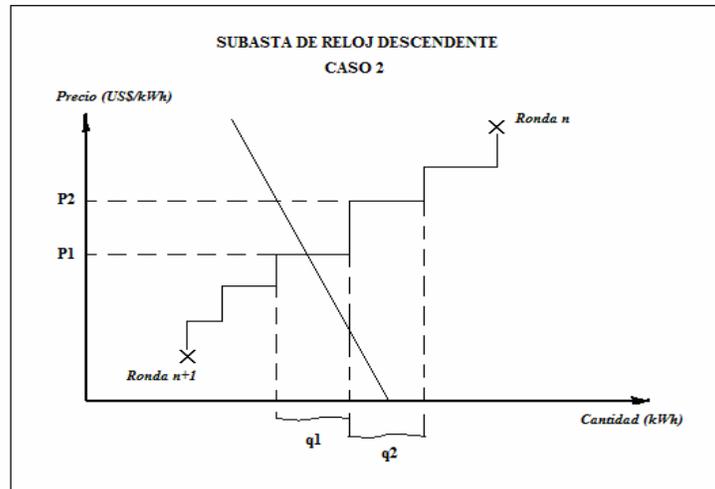


Ilustración 11. Determinación del Precio de Cierre, Caso 2

4.4.2 Caso Especial: Retiro de Unidades de Generación

Si alguna planta o unidad de generación informó durante el Periodo de Precalificación su retiro temporal, el Precio de Cierre de la subasta se asigna:

- *Para las plantas o unidades de generación existente, existente con obras y especial con obras iniciadas antes de la subasta:* Se considera la Energía Firme de las plantas retiradas temporalmente y se determina el Precio de Cierre de la Subasta.
- *Para las plantas o unidades de generación nuevas o aquellas que desean presentar obras adicionales que no han iniciado a la fecha de la Subasta:* El Precio de Cierre de la Subasta será el resultante del proceso de despeje de la Subasta, sin contar con la Energía Firme de las aquellas plantas que informaron el retiro temporal.

5. Liquidación en el Cargo por Confiabilidad

En cada una de las horas en las que el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez, las Obligaciones de Energía Firme son exigibles a cada uno de los generadores remunerados por concepto de Cargo por Confiabilidad. (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006)

“Las OEF se exigen cada vez que el Precio de Bolsa supera el Precio de Escasez. Cuando esto sucede al menos durante una hora, se verifica al final de ese día que cada generador, con su portafolio de activos de generación y el respaldo contratado en los Anillos de Seguridad, haya generado en el despacho ideal una cantidad de energía suficiente para cumplir con su OEF. Si se



encuentra que la energía generada es menor a la contenida en su OEF, se procede a una verificación horaria del cumplimiento de su Obligación” (CREG - Sitio Web Oficial Cargo por Confiabilidad, 2007). Toda esta metodología es referenciada y explicada en el Anexo 5.

Como principio del Cargo por confiabilidad, está el no afectar al mercado de corto plazo; por tanto los agentes generadores que tiene asignadas Obligaciones de Energía Firme, a la hora de presentarse una eventual Condición Crítica en el mercado, las ofertas realizadas en la bolsa deben reflejar la Energía Firme de los agentes que muy probablemente haber sido despachados en el Despacho Diario, o en caso contrario, la energía será cubierta por los recursos del Despacho presentado en el día, escogidos en proporción con las ofertas más económicas presentadas hasta cubrir con el pronóstico diario de energía. De forma que un agente generador que no pueda cumplir con la Obligación de Energía Firme Horaria como se explica en el Anexo 5, podrá tener una pérdida financiera, aún recurriendo a los Anillos de Seguridad o a la misma Bolsa para conseguir respaldo a la Obligación. Sin embargo, *“el generador que en el despacho ideal genera más energía de la asociada a su OEF recibe como remuneración por cada kilovatio hora entregado de más, la diferencia entre el Precio de Bolsa y el Precio de Escasez” (CREG - Sitio Web Oficial Cargo por Confiabilidad, 2007).*

La CREG ha establecido que como mecanismo de verificación del cumplimiento de la entrega de Energía Firme, el ASIC determine las desviaciones de las Obligaciones de Energía Firme para cada uno de los agentes generadores y en base a ello, proceder a realizar la liquidación, facturación y el respectivo recaudo por concepto de las transacciones que se den en el mercado cuando el Precio de Escasez sea superado. Todo el proceso concerniente a la liquidación de la energía tranzada se realiza según la metodología que ha establecido la resolución CREG 071 de 2006, la cual es presentada en el Anexo cinco.

En la metodología que ha planteado la resolución CREG 071 de 2006 se conserva aún, lo esencial del esquema de liquidación, facturación y recaudo del Cargo por Capacidad; que garantizó con éxito durante diez años continuos el pago a los agentes generadores de la energía tranzada por concepto del mecanismo anterior. (CREG - Sitio Web Oficial Cargo por Confiabilidad, 2007)

En la metodología contemplada en la sección dos del Anexo 5, para efectos de liquidación y facturación de cada uno de los meses del Período de Vigencia de la Obligación se aplica el cálculo de las siguientes variables:

- Valor a Distribuir del Cargo por Confiabilidad (VD)
- Costo Equivalente de Energía (CEE)
- Valor a Recaudar por Cargo por Confiabilidad (VR)
- Valor a Facturar por Cargo por Confiabilidad (VF)
- Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE)



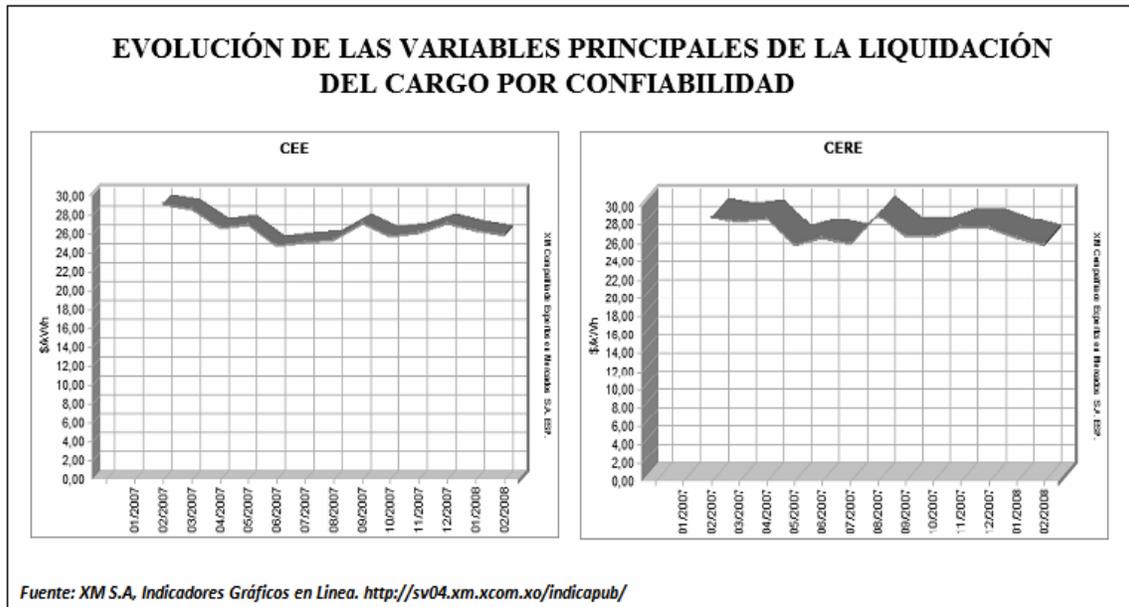


Ilustración 12. Evolución del CEE y el CER

Las variables anteriores a excepción de la última (CERE) han sido implementadas desde el Cargo por Capacidad; sin embargo con la entrada del esquema regulatorio impuesto en el Cargo por Confiabilidad, estas variables han sido adaptadas en forma ligera para concordar con el nuevo esquema y además de ello, se ha introducido la variable CERE con la cual se espera calcular el valor correspondiente a la remuneración mensual de todas las plantas por concepto de Cargo por Confiabilidad. Para tener una noción de la cantidad recaudada por este tipo de esquema regulatorio se ha decidido presentar la Ilustración 12 la cual muestra la evolución de las dos variables principales en la liquidación en el esquema regulatorio, en lo corrido del último año.

6. Garantías

Con el propósito de respaldar las Obligaciones asociadas al Cargo por Confiabilidad, a cada uno de los generadores que opten por adaptarse a este nuevo esquema, se les exige las siguientes garantías que han sido reglamentadas en la resolución CREG 061 de 2007, según sea el caso:

- Garantía por la Energía Firme incremental referente a una declaración de Energía Firme superior a la ENFICC Base en el caso de las plantas hidráulicas. Dicha garantía es exigida a partir del segundo año del Periodo de Transición.
- Garantía por la construcción y puesta en operación de plantas y/o unidades de generación nuevas y especiales.



- Garantía por la Energía Firme asociada al primer año de operación de una unidad nueva, basada en el IHF empleado para el cálculo de la ENFICC.
- Garantía por el incremento futuro de ENFICC debido a la mejora en el índice IHF de la planta o unidad de generación.
- Garantía de continuidad de los contratos de suministro y transporte de combustibles cuando la duración de ellos es inferior al Periodo de Vigencia de la Obligación asignada.
- Sin embargo, cualquier otro evento que amerite garantía el generador debe cumplir con ello según lo dispuesto por el reglamento.

6.1 Principios Generales de Todas las Garantías Establecidas

1. *“Cubrir todos los conceptos que surjan dentro de este mercado a cargo de los agentes generadores o de otros participantes.*
2. *El administrador designado debe tener la preferencia para obtener incondicionalmente y de manera inmediata el pago de la obligación garantizada en el momento de su ejecución.*
3. *Deben ser otorgadas de manera irrevocable e incondicional a la orden del administrador.*
4. *Deben ser líquidas y fácilmente realizables en el momento en que deban hacerse efectivas”* (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).

6.2 Reglamento de Garantías

Los Agentes del Mercado de Energía Mayorista y las Personas Jurídicas Interesadas en recibir asignaciones de OEF, deben garantizar para cada planta o unidad de generación que representan comercialmente, en el caso que a éstos les sea asignada dichas obligaciones, la entrega de varias garantías exigidas en el Reglamento presentado en el Anexo 6, en las fechas y en las condiciones que allí se indican. Esto con el ánimo exclusivamente de respaldar las obligaciones asociadas al Cargo por Confiabilidad, y cumplir con el objeto de él mismo. Por tanto, las garantías para amparar la participación de un agente en las Subastas o en otro mecanismo de asignación que haga sus veces, en concordancia de la resolución CREG 061 de 2007, se presentan a continuación:

1. Garantía para amparar la Construcción y Puesta en Operación de plantas y/o unidades de generación.
2. Garantía para amparar la Disponibilidad de Contratos de Combustible dentro del Período de Planeación.
3. Garantía para amparar la Energía Firme Incremental referente a una declaración de Energía Firme superior a la ENFICC Base (Plantas Hidráulicas).



4. Garantía para amparar la Continuidad de Contratos de Combustible cuando su duración es inferior al Período de Vigencia de la Obligación.
5. Garantía para amparar el Incremento Futuro de ENFICC debido a la Mejora en el Índice IHF de una planta o unidad de generación.

Además de las disposiciones contenidas en el reglamento creado para garantizar el cumplimiento de las obligaciones señaladas (Anexo 6), se ha establecido en la resolución CREG 061 de 2007 que las garantías admisibles para amparar lo anteriormente descrito se debe realizar mediante uno o varios de los siguientes instrumentos:

- I. Instrumentos Admisibles para Garantías Nacionales:
 - (i) Garantía Bancaria.
 - (ii) Aval Bancario.
 - (iii) Carta de Crédito Stand By.
- II. Instrumentos Admisibles para Garantías Internacionales:
 - (i) Carta de Crédito Stand By.

El reglamento de Garantías presentado en la Anexo 6, contiene los eventos a garantizar detalladamente, los riesgos cubiertos, la metodología aplicable para la determinación de los montos a garantizar, los mecanismos de ajuste de las garantías si se requieren y el destino de los dineros resultantes de hacerlas efectivas. Sin embargo, para conocer los efectos de Incumplimiento asociados al Cargo por Confiabilidad según la resolución CREG 061 de 2007 ver el Anexo 9.

7. Mecanismos de Verificación

7.1 Verificación de ENFICC

Cuando los agentes generadores declaren la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad de cada una de las plantas y/o unidades de generación que representan comercialmente, el CND verifica que el valor se encuentre establecido dentro de los límites que se han fijado en la regulación establecida en la resolución CREG 071 de 2006.

En el caso en que la ENFICC declarada sea superior a la máxima energía firme resultante de aplicar la metodología establecida, el CND adoptará por considerar como valor declarado para las plantas de generación hidráulica la ENFICC Base, y para las plantas y/o unidades de generación térmica la ENFICC que resulta del cálculo hecho por el CND con base en la información reportada por el agente (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).



7.2 Verificación de Parámetros

Cada uno de los parámetros declarados por los agentes generadores para el cálculo de la ENFICC son verificados a través del mecanismo de la auditoria. Esta verificación de parámetros se realiza en lo posible durante la Estación de Verano inmediatamente siguiente a la fecha de realización de la Subasta; en donde cada agente generador con asignaciones de OEF superiores a cero, asume el costo de la contratación a prorrata de la ENFICC asignada. Dicho costo es recaudado por el ASIC mediante una deducción a las notas de crédito de dichos generadores (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).

Para la verificación de parámetros la CREG ha establecido un reglamento que estipula las pautas necesarias para realizar las respectivas verificaciones de forma coherente y clara, de forma que se contribuya a velar por el objeto establecido con el Cargo por Confiabilidad. Por tanto el reglamento establecido (Anexo 8) hace mención a los siguientes procedimientos:

- Contratación de la Auditoria
- Criterios para la Verificación de Parámetros
- Procedimiento para la Verificación de Parámetros

7.3 Auditoria para Plantas Especiales, Nuevas y Existentes con Obras

Con el objeto de monitorear y verificar el cumplimiento de la Curva S, el cronograma de construcción o repotenciación y la puesta en operación de las plantas o unidades de generación nuevas o especiales, el Administrador de la Subasta tiene entre sus funciones la contratación de una Auditoria que se encargue de cumplir el propósito anteriormente mencionado, según se establece en la resolución CREG 071 de 2006. Para la contratación de la auditoría se ha establecido una normatividad adjunta en la sección dos del Anexo 8.

7.4 Pruebas de Disponibilidad

Dentro de las disposiciones adoptadas por la CREG para verificar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme que han sido asignadas a los Agentes generadores, se ha establecido un mecanismo con el cual se pretende evaluar y comprobar, la disponibilidad que tienen las plantas generadoras que respaldan las Obligaciones asignadas, con el propósito de hacer cumplir que los activos de generación que respaldan el cargo por confiabilidad, se encuentren en las condiciones optimas y necesarias para que brinden el respaldo a la demanda que se pretende cubrir, según se estipula en la normativa presentada por la resolución CREG 085 de 2007.

El mecanismo creado para cumplir con el anterior propósito es denominado Pruebas de Disponibilidad, con lo cual el CND durante cada trimestre del año comprendido entre el 1 de diciembre del año t y el 30 de noviembre del año t+1, selecciona un conjunto de plantas



generadoras a las cuales se hace necesario realizarles las pruebas de disponibilidad siempre y cuando cumplan con las características y criterios de selección establecidos en la metodología descrita en el Anexo 8, sección tres. (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 085, 2007).

8. Otros Aspectos del Cargo por Confiabilidad

8.1 Combustibles

En el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme para generadores térmicos la contratación de combustibles para el suministro, así como el transporte contratado juegan un papel determinante y esencial en el objeto del Cargo por Confiabilidad ya que gracias a un suministro energético en firme para las plantas térmicas se puede garantizar la disponibilidad de operación ante condiciones desfavorables del mercado, como lo son las condiciones de baja hidrología u otras situaciones como la variabilidad en el precio de Bolsa; por tanto, cuando los agentes generadores logran establecer contratos de suministro y transporte en firme, se reduce el riesgo de que una planta térmica esté indisponible para generar electricidad, hecho que contribuye a dar confiabilidad a los consumidores de la demanda nacional y así, contribuir a cumplir con el objeto del Cargo por Confiabilidad.

La normatividad establecida para el suministro de combustibles y transporte, está adjunta en el Anexo 7, en donde se establecen las pautas, requerimientos y obligaciones que debe cumplir un agente térmico para realizar las contrataciones de suministro energético de la planta que representa.

8.2 Período de Transición

Según se describe en la primera sección del Anexo I, el período de Transición está diseñado para permitir la adaptación de la normatividad impuesta en el Cargo por Confiabilidad, con el propósito de que los agentes y demás interesados puedan participar e implementar paulatinamente el nuevo esquema. Durante este período, la CREG hace conocer las disposiciones y los procedimientos a seguir, necesarios para incorporar la normativa que el Cargo por Confiabilidad establece en los procesos de los generadores del Mercado de Energía Mayorista; según es establecido en la resolución CREG 071 de 2006.

El Período de Transición está definido desde el 1 de diciembre de 2006 con la entrada en vigencia del Cargo por Confiabilidad, hasta el 30 de noviembre de 2012 día anterior al cual entran en vigencia las Obligaciones de Energía Firme que se asignen en la primera Subasta a realizar el 6 de Mayo de 2008.



Durante éste período la CREG ha decidido instaurar unas disposiciones un poco más flexibles y atípicas a lo que será la metodología del Cargo luego de la ejecución de la primera subasta como mecanismo de asignación de OEF y a su vez, permitir durante éste tiempo, la socialización, modificación y adaptación del Cargo con el objeto de que el esquema regulatorio sea pertinente y compatible con la regulación vigente. En la tabla 04 de la sección nueve de éste capítulo se recopilan las disposiciones y procedimientos a seguir por parte de los agentes generadores que deseen recibir asignaciones de energía firme vigentes hasta el final del período de transición.

Inicialmente con el fin de abastecer la demanda y brindar confiabilidad a largo plazo, el mercado eléctrico nacional cuenta actualmente con las siguientes cantidades de energía disponibles, asignación de obligaciones y energía disponible en el mercado secundario (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM), 2008), según se ilustran a continuación.

Inicialmente con la Ilustración 13 muestra que en los períodos establecidos por la CREG para realizar asignaciones de energía firme durante el período de transición, se ha realizado asignaciones a los agentes generadores existentes, que permiten dar confiabilidad al suministro de energía y cumplimiento de la demanda pronosticada, debido a que claramente se evidencia que existe más energía disponible constituida en ENFICC, que la cantidad de energía pronosticada en demanda; además de ilustrar las Obligaciones que ya han sido asignadas, las cuales prácticamente cubren el total de la energía demanda .

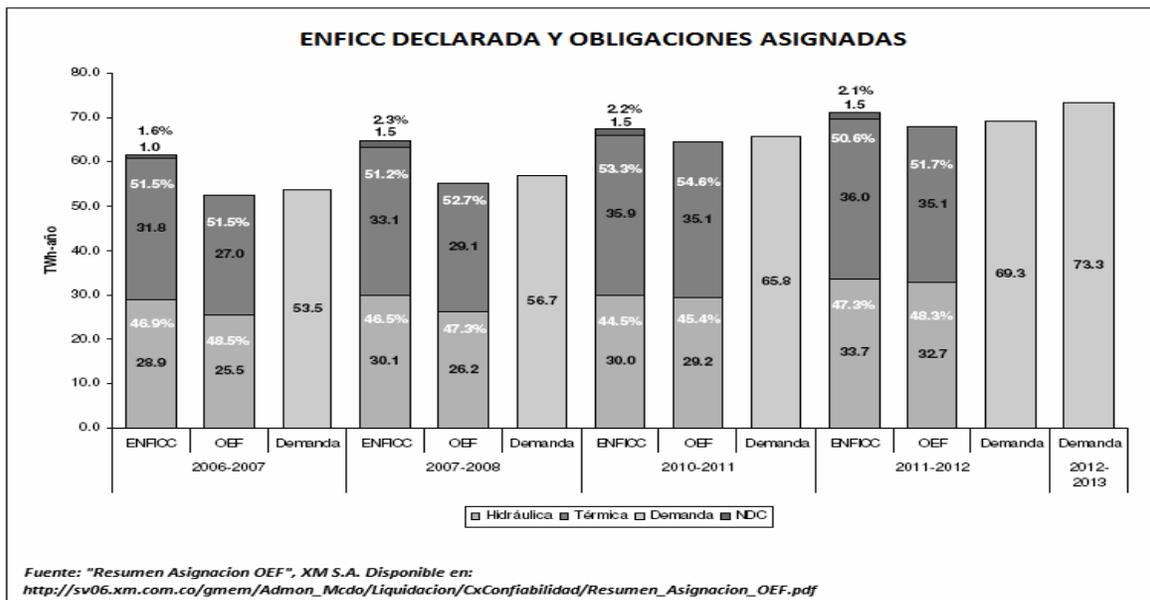


Ilustración 13. ENFICC Declarada y OEF Asignada

Con la Ilustración 14 se especifica la energía firme adicional con la que cuentan los agentes generadores para realizar transacciones de energía en el mercado secundario con la cual, se contribuye a establecer más confiabilidad al cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme



asignadas a los agentes, además de representar una alternativa de respaldo para los generadores ante un eventual incumplimiento.

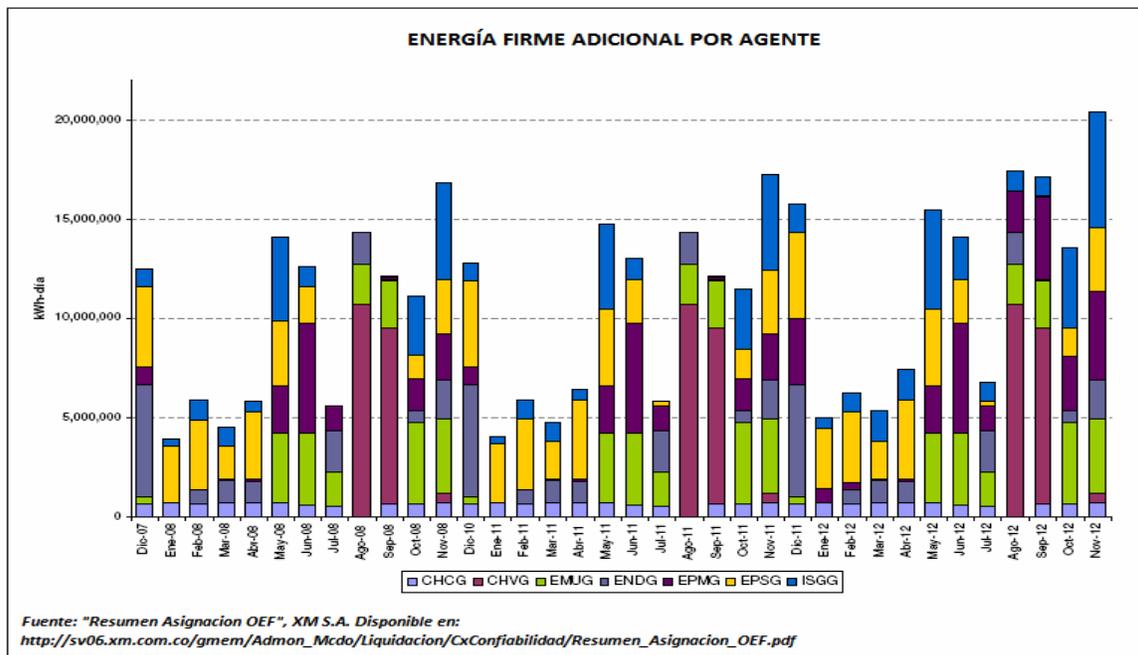


Ilustración 14. Energía Firme Adicional

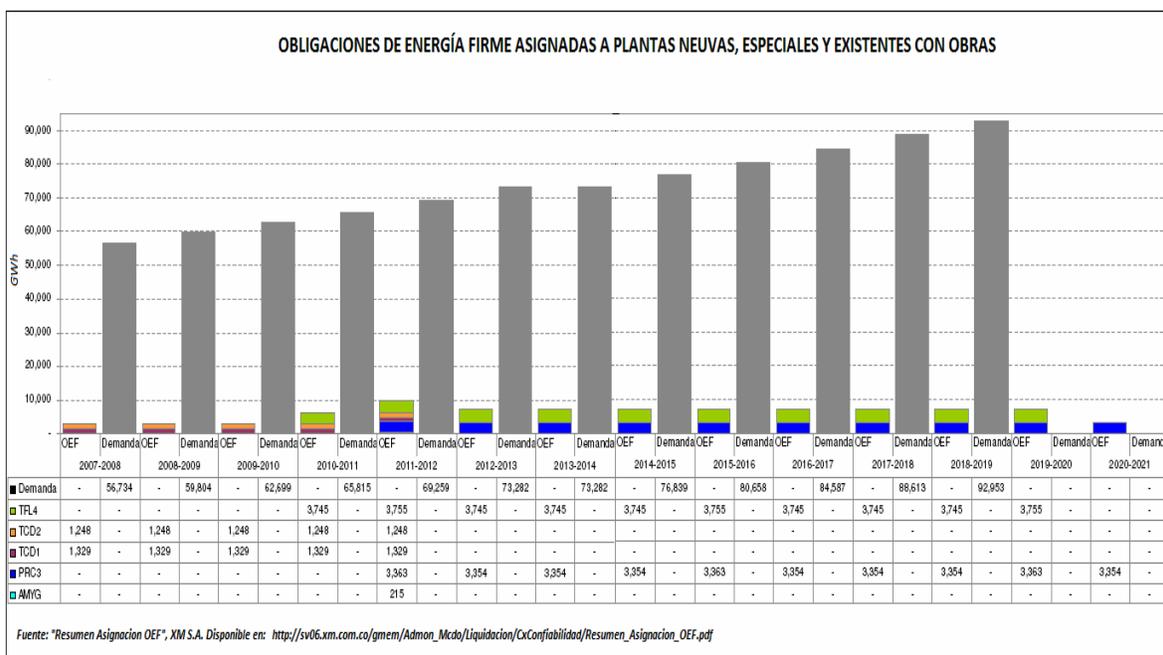


Ilustración 15. OEF Asignadas a Proyectos con Inversión



Finalmente, la Ilustración 15 muestra la participación de nuevos agentes, agentes especiales y agentes existentes con obras, los cuales desde ya cuentan con asignaciones de Obligaciones de Energía Firme, con lo cual se contribuye a dar cubrimiento de la demanda y a su vez, se constituyen en activos de generación que ayudan a la expansión del parque de generación nacional; constituyéndose en un incentivo para otros inversionistas que deseen invertir en el país en el negocio de la generación.

8.3 Proceso de Implantación

Fuera de las disposiciones realizadas para asignar obligaciones de energía firme a los agentes generadores durante el período de Transición, la Comisión de Regulación de Energía y Gas en la resolución CREG112 de 2006 ha dispuesto que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales adelante un proceso de promoción para llevar a cabo las Subastas, por medio del cual se debe comprender como mínimo los siguientes aspectos:

1. *“Producir oportunamente los documentos que se determinen y que se requieran para realizar la promoción de la primera subasta y que incluyan como mínimo los siguientes aspectos: presentaciones sobre la oportunidad de la inversión, cuadernos de promoción, compilación de la normatividad existente y estadísticas sobre el país y el sector.*
2. *Diseñar y llevar a cabo un plan de divulgación y promoción en el mercado nacional e internacional.*
3. *Organizar y promover reuniones o ruedas de negocios a nivel nacional e internacional.*
4. *Identificar posibles participantes, actuales y nuevos.*
5. *Identificar proyectos actuales que aún se encuentran en proceso de búsqueda de financiación o socios estratégicos.*
6. *Coordinar y apoyar el proceso de preguntas y respuestas que surjan durante la promoción de la subasta”*(Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 112, 2006).

Razón por la cual, *“desde julio de 2007 se han llevado a cabo reuniones preparatorias en Nueva York entre bancas de inversión internacionales, autoridades del sector eléctrico, banca de inversión Bbva y XM. En donde se ha ratificado que las bancas ven al país y en particular a las subastas de generación como oportunidades interesantes tanto para sus clientes como para inversión propia”* (Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN), 2007)

El proceso de promoción de la primera subasta luego de las reuniones mencionadas en el párrafo anterior, ha continuado su misión realizando “Roadshows” en distintos países como Argentina en donde reunió varios fondos de inversión lo cuales se mostraron interesados; en Brasil mediante reuniones privadas con potenciales inversionistas, empresas estatales de energía, fondos de inversión e inversionistas de infraestructura en energía, en donde algunos de ellos mencionaron que



ya han iniciado actividades para evaluar formalmente las alternativas de inversión en el país. Según la información presentada en (Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN), 2007), la agenda de promoción de los “Roadshows” debe continuar en Estados Unidos, en España y en Japón; fuera del proceso de promoción a desarrollar en el país con los generadores existentes e inversionistas.

“Inversionistas de Latinoamérica, Norteamérica y Asia han manifestado el interés en participar en las subastas de energía firme, con la cual se permitirá atender confiablemente el crecimiento esperado de la demanda de energía en Colombia a partir del 2013” (Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN), 2007).

Todo esto, en concordancia con la condición definida en la resolución CREG 112 de 2006, en donde se establece que el proceso de promoción se considerará exitoso si se logra la participación de nuevos inversionistas que se comprometan a atender el crecimiento esperado de la demanda de energía desde el 2013.

9. Metodología Detallada del Cargo por Confiabilidad

Con el fin de ilustrar una comprensión más didáctica y elemental de lo que traduce la nueva normativa que ha entrado en vigencia desde el 1 de diciembre de 2006, se ha establecido un diagrama de flujo que es presentado a continuación, en el cual a través de dos tablas compactas se ilustra, una descripción general del cargo por confiabilidad detallando los procedimientos dispuestos por la normativa y; una segunda tabla que guía a los interesados sobre los procedimientos e informe que se deben realizar en el Período de Transición.



 	CARGO POR CONFIABILIDAD	
	ESTRUCTURA Y ESQUEMA FUNCIONAL DEL CARGO POR CONFIABILIDAD	
DESCRIPCIÓN		

OBJETIVO: Especificar la estructura y esquema funcional del Cargo por Confiabilidad, con el propósito de interconectar de forma lógica y coherente los componentes que se establecen con la normatividad, además de proporcionar la metodología que deben seguir los agentes generadores para recibir asignaciones de energía firme durante el período de transición y posteriormente a través de la Subasta.

RESPONSABLES: Generadores del Mercado de Energía Mayorista e Inversionistas interesados, ambos bajo la figura de Agentes, Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC),

NORMATIVIDAD: Toda la normatividad establecida para el Cargo por Confiabilidad, referenciada en el Anexo 12.

ANEXO RELACIONADO:

- Anexos [1 – 14] : Cargo por Confiabilidad

TABLAS REFERENCIADAS:

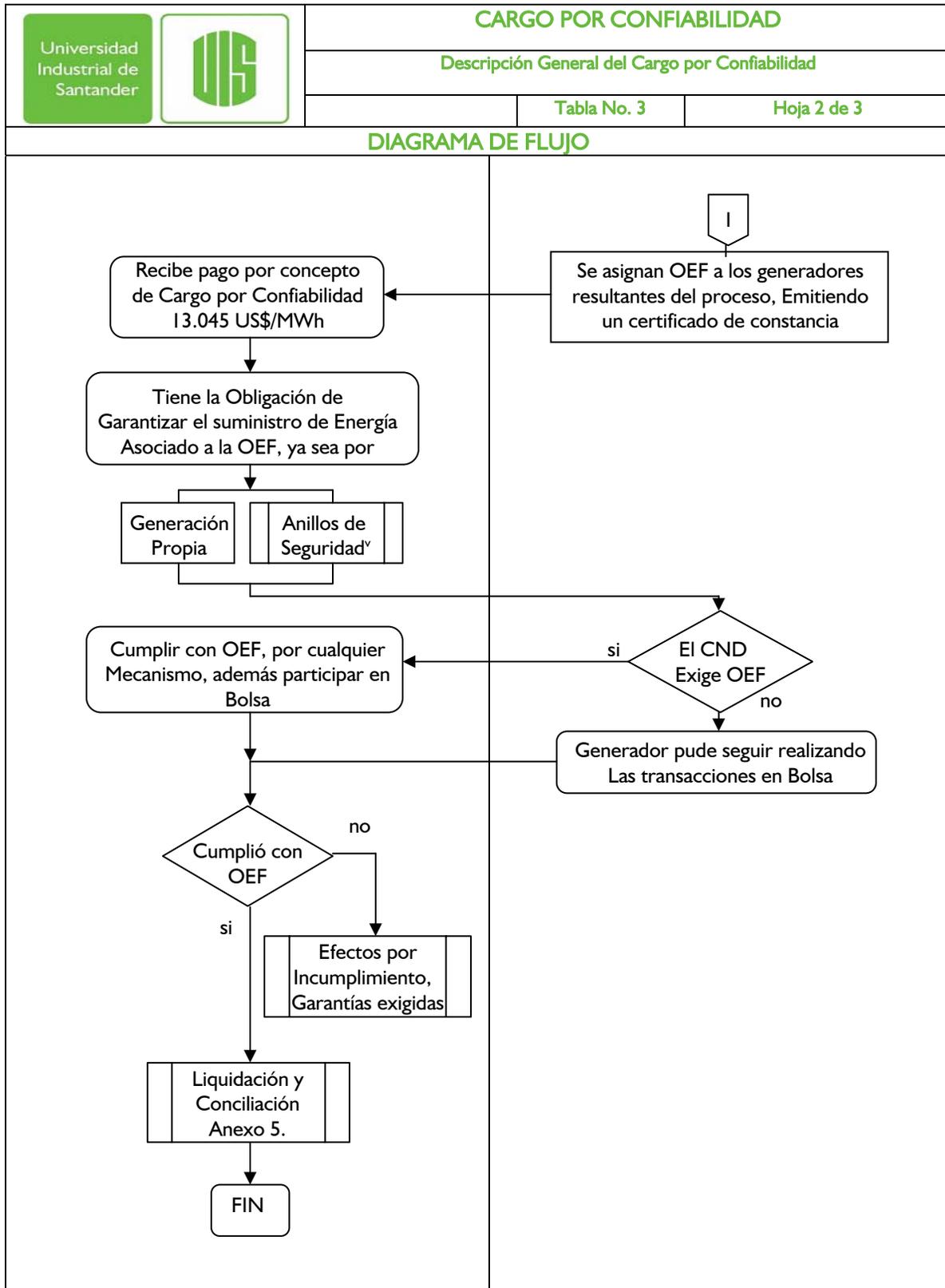
- Tabla No. 03: DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CARGO POR CONFIABILIDAD
- Tabla No. 04: PROCEDIMIENTOS EN EL PERÍODO DE TRANSICIÓN

Tabla 2. Descripción de Participantes

PASO	RESPONSABLE	DESCRIPCIÓN
01	AGENTE	Representante de las empresas generadoras e inversionistas, interesadas en adoptar el cargo por confiabilidad a sus procesos.
02	CREG	Comisión encargada de la regulación de Energía y Gas en Colombia, que entre sus funciones, es el Ente encargado de crear, establecer, coordinar y verificar que el objeto establecido con la normatividad del cargo por confiabilidad se cumpla.

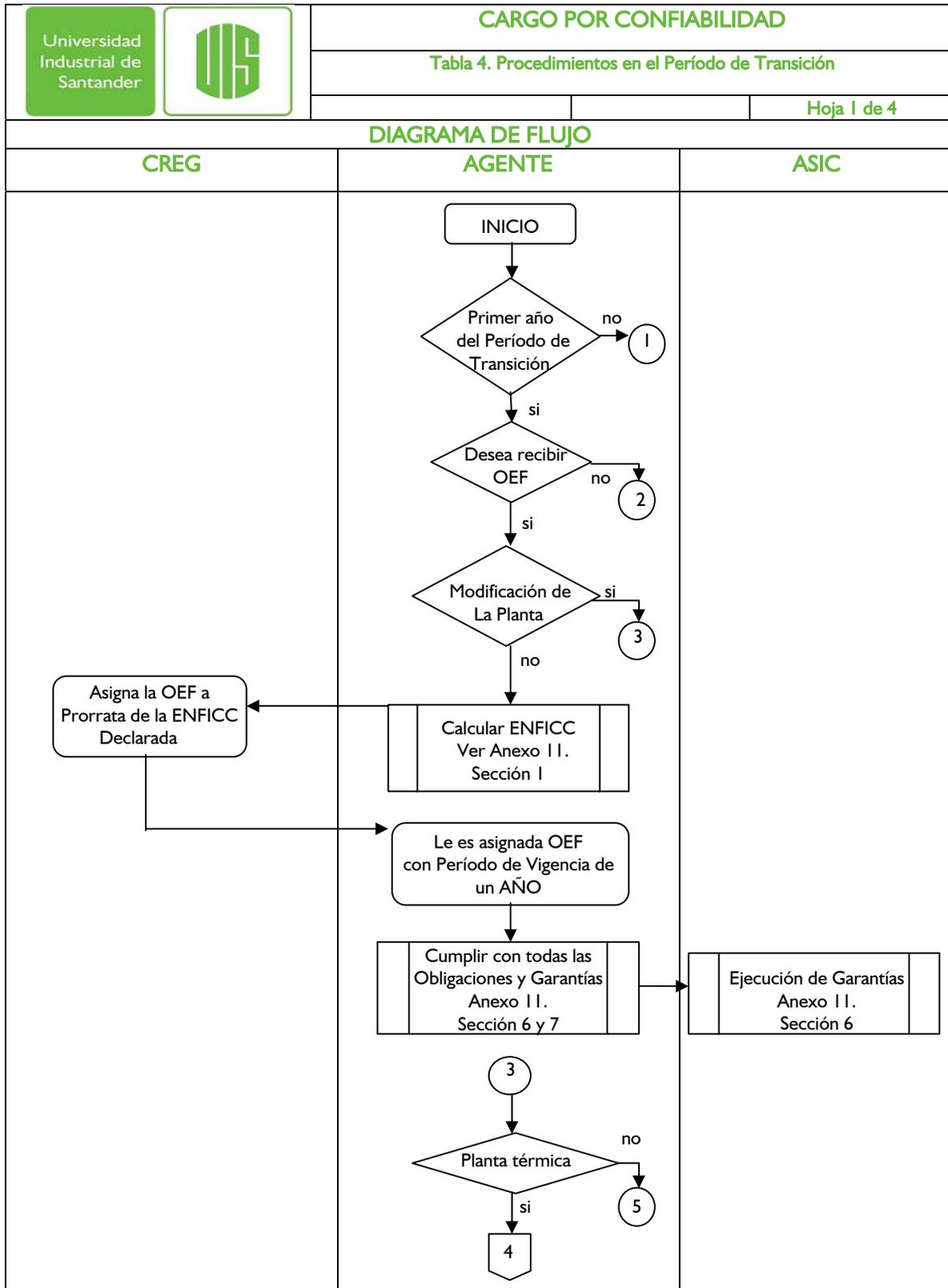


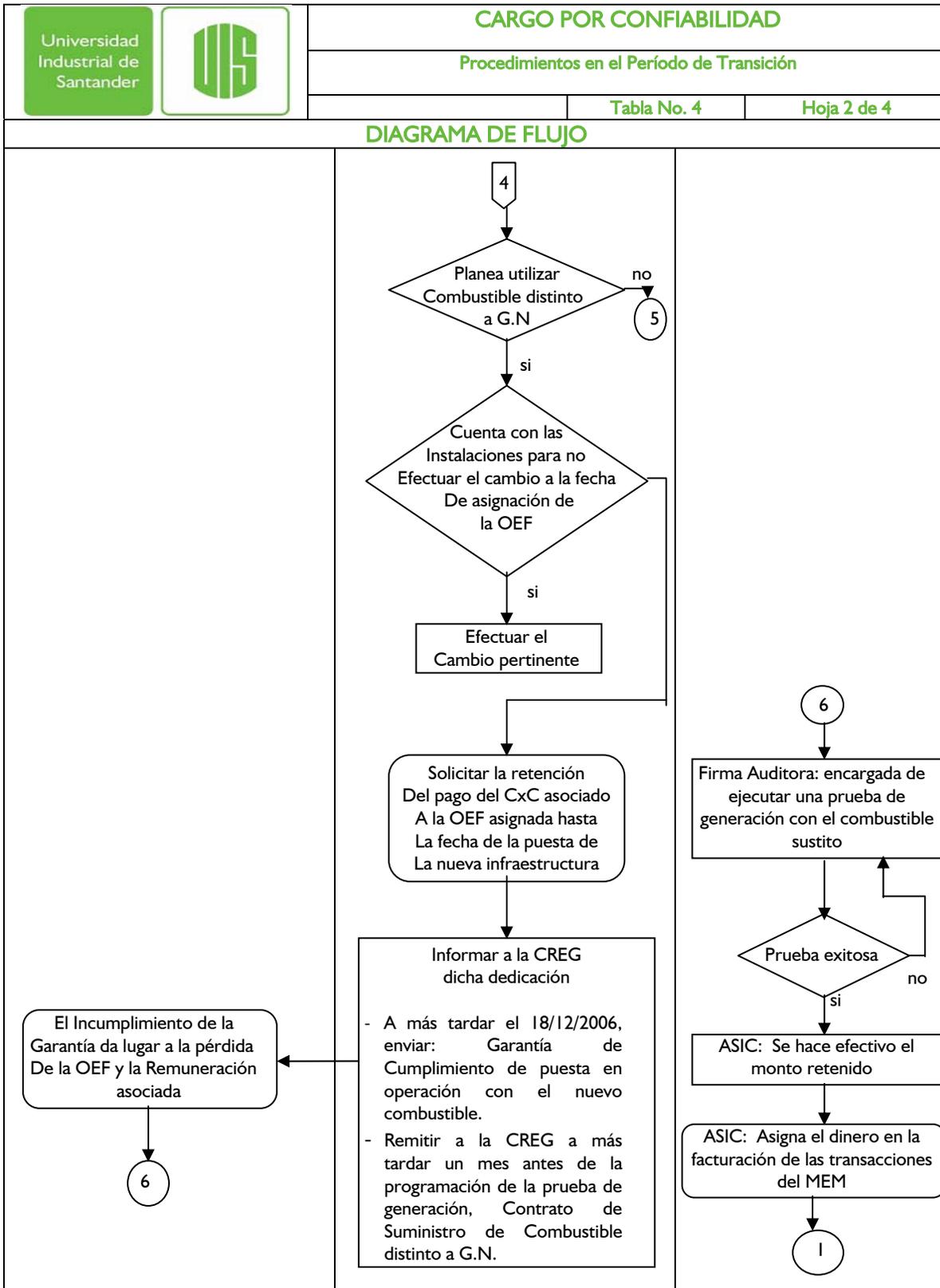
03	ASIC	Administrador del Mercado Colombiano, encargado de contribuir al cumplimiento del objeto del Cargo, para lo cual se le ha asignado la labor de ser el Administrador de la Subasta, además de continuar realizando las demás funciones que como Administrador le son encargadas, entra las cuales se encuentran todas las labores de registro de contratos, liquidación y facturación de las transacciones en el mercado de energía eléctrica.
04	CND	Centro Nacional de Despacho. Tiene la función de administrar el sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista, con sujeción al Reglamento de Operación.

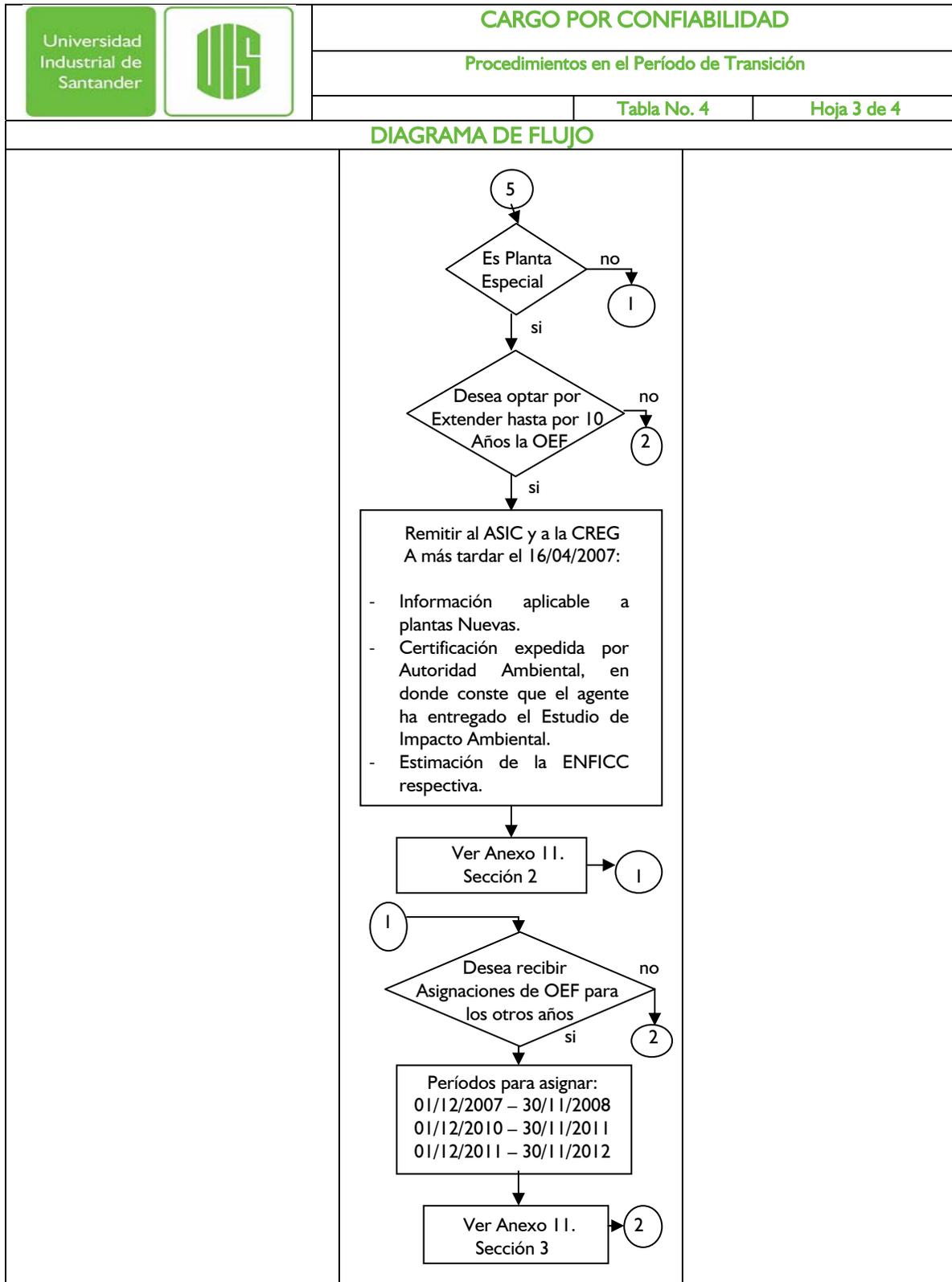


 		CARGO POR CONFIABILIDAD		
		Descripción General del Cargo por Confiabilidad		
		ANEXO	Tabla No. 3	Hoja 3 de 3
CITAS DE REFERENCIA				
<p>ⁱ Según las condiciones mencionadas en el Anexo 1 los tipos de plantas son:</p> <p>Nuevas: aquellas que al momento de la Subasta no han iniciado su construcción</p> <p>Especiales: aquellas que al momento de la subasta están en proceso de construcción</p> <p>Existentes con Obras: realizan una re-potenciación menos exigente que para las Especiales</p> <p>Existentes: Plantas que ya están en Operación Comercial</p> <p>ⁱⁱ La declaración de parámetros se efectúa acorde con las disposiciones del Anexo 2, sección 3 en donde, los formatos a declarar para cada tipo de plantas son:</p> <p>Plantas Térmicas: declaran las características de la planta</p> <p>Plantas Hidráulicas: Declararan datos de: Características de la planta, topología, serie histórica de caudales medios mensuales de los ríos del SIM, embalses, filtraciones, curva de operación del embalse, capacidad de arcos de descarga, arcos de bombeo, capacidad máxima arcos de generación, descargas máximas embalses de Bogotá (si aplica), Capacidad túneles (en caso de Chivor), demanda de acueducto y riego.</p> <p>La declaración de ENFICC se realiza usando el formato establecido en el Anexo 2, sección 2, y la metodología para efectuar su cálculo tiene en cuenta para cada tipo de planta lo siguiente:</p> <p>Planta Hidráulica: Calcula la ENFICC mediante el modelo HIDENFICC establecido previamente por la regulación el cual considera: Características de las Plantas, Características de los Embalses, IHF, Hidrología del SIN</p> <p>Planta Térmica: Calcula la ENFICC considerando las características de la planta y los índices IDS, IDT e IHF</p> <p>Plantas no Despachadas Centralmente: Calculan su ENFICC considerando las características y la disponibilidad de la planta.</p> <p>ⁱⁱⁱ El CND es el encargado de realizar: Verificación de ENFICC y parámetros declarados, Pruebas de Disponibilidad y Auditorías para Plantas Nuevas, Especiales o Existentes con Obras (Todo esto contemplado en el Anexo 8)</p> <p>^{iv} Las Garantías Exigidas están contempladas en el Anexo 6 en donde se establece garantías para amparar: la participación de los agentes en la Subasta, la construcción y puesta en operación de la planta, la disponibilidad de contratos de combustible durante el Período de Planeación, Energía Firme incremental, la continuidad de contratos de combustible, el incremento futuro de ENFICC debido a la mejora de IHF.</p> <p>Las garantías admisibles a nivel nacional son: la garantía bancaria, el aval bancario o la carta de crédito Stand By. Para el caso de las garantías internacionales sólo es válida la carta de crédito Stand By.</p> <p>^v El mecanismo de Anillos de Seguridad está conformado por:</p> <p>Mercado Secundario de Energía Firme, ya sea con contratos de respaldo o energía de referencia para el mercado secundario.</p> <p>Demanda Desconectable Voluntariamente</p> <p>Generación de Última Instancia</p> <p>Subastas de Reconfiguración: conformada por compra y venta de energía</p>				











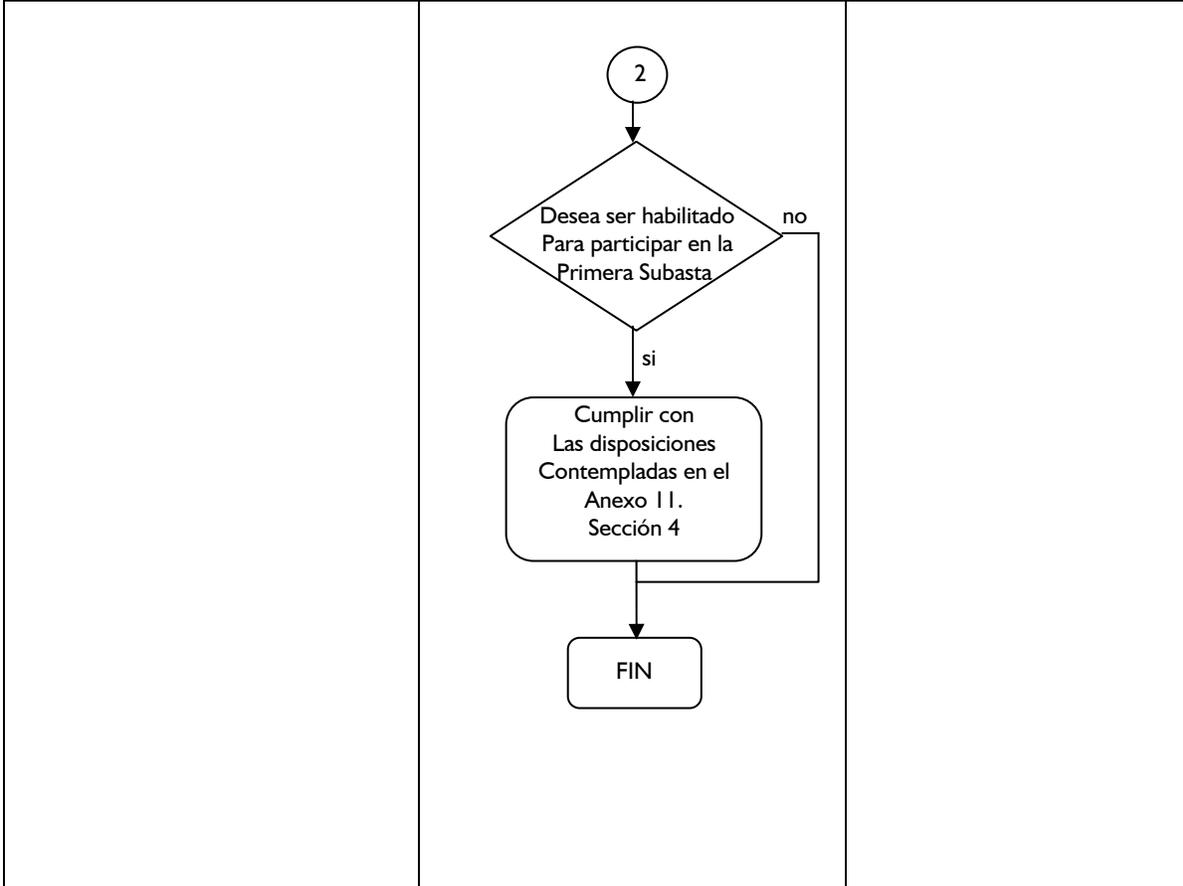
CARGO POR CONFIABILIDAD

Procedimientos en el Período de Transición

Tabla No. 4

Hoja 4 de 4

DIAGRAMA DE FLUJO



Capítulo III

Análisis Crítico del Cargo por Confiabilidad

I. Interrelación del Cargo por Confiabilidad con el Mercado Eléctrico Colombiano

I.1 Generalidades del Sector Eléctrico

“Hacia 1885, diferentes propuestas y proyectos empezaron a presentarse a los concejos municipales por parte de empresarios privados nacionales y extranjeros, interesados en instalar en nuestro país plantas hidroeléctricas y térmicas” (Montenegro, 1991). A principios del año 1900 en el país ya existían algunas plantas de generación térmicas e hidráulicas pertenecientes a capital privado además de las empresas privadas que eventualmente se terminaron convirtiendo en las actuales electrificadoras departamentales (e.g. la Compañía Anónima Eléctrica de Bucaramanga, actual Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. – ESSA).

“Los primeros desarrollos en los sistemas eléctricos regionales se dieron básicamente por iniciativa privada y con capital extranjero en los departamentos de Cundinamarca, Santander, Antioquia, Valle del Cauca y la Región Caribe. Con el transcurso del tiempo, se evidenció la necesidad de intervención por parte del Estado, puesto que en las compañías no se presentaban óptimos niveles de calidad en la prestación de este servicio y la población presentaba insatisfacción” (Universidad EAFIT, 2006). Por tanto, a partir del año de 1918 el gobierno comienza la labor de estatización con la compra de la Compañía Antioqueña de Instalaciones Eléctricas por parte del Municipio de Medellín; y que más adelante con la Ley 26 de 1938, se da un marco global al proceso de estatización en el cual se establece en su primer artículo: *“El suministro de energía eléctrica es un servicio público fundamental y en su establecimiento, desarrollo y financiación cooperarán la Nación, los departamentos y los municipios”* (Montenegro, 1991). El servicio de suministro de energía eléctrica se prestó a partir de ese momento a través de unas empresas estatales beneficiarias de concesiones territoriales monopólicas, las ya mencionada electrificadoras departamentales, que en la mayoría de los casos estaban verticalmente integradas, esto es, la misma empresa generaba, transmitía y distribuía la energía demandada por sus usuarios.

El siguiente gran hito de la historia del sector eléctrico colombiano lo constituyó la interconexión eléctrica de los diferentes sistemas regionales. Se fundó entonces el 14 de septiembre de 1967 la

Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez



empresa Interconexión Eléctrica S.A (ISA), encargada de la interconexión del sistema eléctrico colombiano, cuyo propósito fundamental fue el lograr un mejor aprovechamiento de la capacidad energética del sistema en general. A la compañía ISA se le asignó la coordinación del suministro de electricidad, considerando la minimización de los costos de operación, y además, llevar a cabo la labor del planeamiento de la expansión del sistema de generación y transmisión (Prada Sánchez & Ospina Arciniegas, 2004).

“Durante los años ochenta, el Sector Eléctrico Colombiano entró en crisis, al igual que en la mayoría de países de América Latina. Esta situación se debió entre otras razones a la politización de las empresas estatales, lo cual generó un deterioro en el desempeño de este sector. Al mismo tiempo, se desarrollaron grandes proyectos de generación con sobrecostos y atrasos considerables, lo que llevó a que finalmente el sector se convirtiera en una gran carga para el Estado” (Prada Sánchez & Ospina Arciniegas, 2004).

Es por las anteriores razones, es que a principios de los años noventa, el Estado ve la necesidad de modernizar el sector, abriéndolo a la participación privada apoyado en modelos desarrollados por países pioneros del sector eléctrico, como por ejemplo el caso del Reino Unido que sirvió de guía para la reforma del sector eléctrico colombiano. Inspirado en dichas reformas, el Estado decide crear dos reformas estructurales en la década de los noventa, primero con la expedición del Decreto-Ley 700 de 1992 que permitía la participación de inversionistas privados en la electricidad y segundo, con la creación de las Leyes 142 y 143 de 1994 que establecían las leyes para, los servicios Públicos Domiciliarios y para la ley del Sector Eléctrico respectivamente (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007).

Por el modelo de participación privada que se dio en el país con la expedición de la Ley 700, los inversionistas privados bajo la figura de Generadores Independientes, suscriben en el sector eléctrico seis contratos tipo PPA que permiten la incorporación de 1500 MW adicionales a la capacidad instalada en generación. Luego con la creación de las leyes 142 y 143 de 1994 se crea la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) quienes son los encargados de regular y controlar respectivamente al sector eléctrico y se da origen al Mercado Mayorista de Energía Eléctrica (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007).

Otro aspecto relevante en la transformación del sector eléctrico del país se da con la introducción del Modelo de Competencia Minorista, el cual permite a los usuarios finales la elección del Comercializador del servicio, modelo con el cual se da acceso abierto a las redes de Transmisión y Distribución, tornando las actividades de generación y comercialización en actividades competitivas y a su vez, fomentando la competencia en el mercado entre estas dos actividades. Esto consigue separar esas dos actividades del monopolio establecido inicialmente en la cadena de la prestación del servicio; sin embargo, los segmentos de Transmisión y Distribución aunque siguen conformando monopolio en el servicio, están sujetos a regulación por parte de la CREG (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007).



I.2 Introducción al Mercado de Energía Mayorista

“El Mercado Mayorista es el conjunto de sistemas de intercambio de información entre los agentes generadores y los comercializadores de energía eléctrica que operan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), para realizar contratos bilaterales de energía a largo plazo y transacciones de corto plazo mediante la Bolsa de Energía” (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007).

Según (Felizzola Cruz, 2007), “como parte de la nueva organización del mercado de energía eléctrica y del nuevo modelo implantado por el sector con el ánimo de la introducción de la competencia –sustentadas en los principios de desintegración vertical, libre acceso y libre inversión, las actividades del Mercado de Energía en Colombia fueron separadas en cuatro tipos: generación, transmisión, distribución y comercialización”. A partir de allí, el mercado de energía eléctrica es reestructurado y organizado de forma tal que cada una de sus actividades son reguladas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas, a las cuales se les imparten reglamentos de operación con el propósito de guiar su funcionamiento bajo los principios de transparencia y eficiencia que conduzcan a un mercado más competitivo. La Ilustración 16 muestra en forma gráfica y mucho más detallada, la estructura del Mercado Mayorista y cada uno de los componentes que lo conforman.

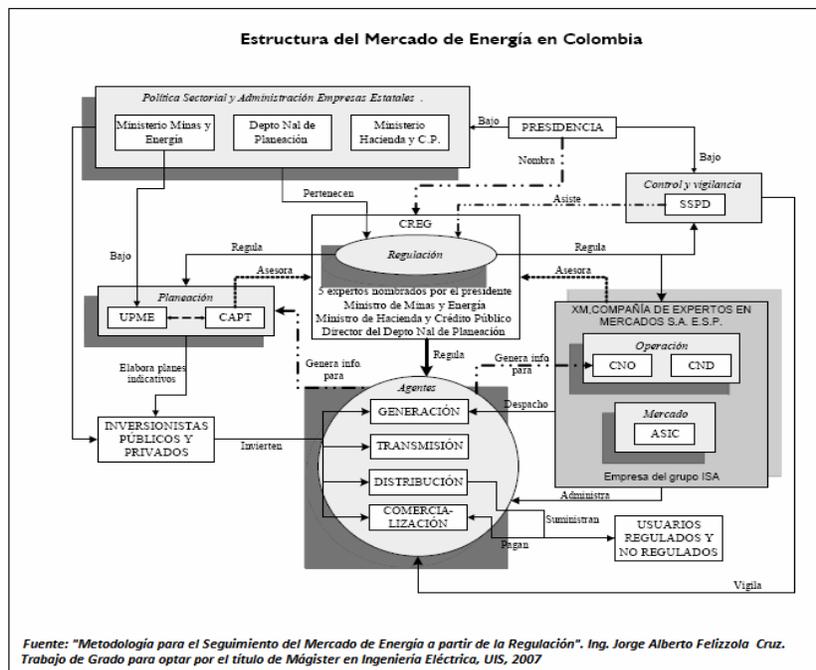


Ilustración 16. Estructura del MEM



En el Mercado de Energía se transa toda la energía que se requiere para abastecer la demanda de los usuarios finales conectados al SIN. Siendo agentes activos los generadores y comercializadores, en donde los agentes generadores con capacidad instalada mayor o igual a 20 MW conectados al SIN, están obligados a participar en dicho mercado y son despachados centralmente por el CND por orden de mérito de precio acorde con una oferta plana de energía diaria (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007).

Todas las transacciones que se desarrollan en el MEM (ver Ilustración 17) se efectúan bajo las modalidades de:

- i) Contratos bilaterales financieros de compra de energía, con precio, cantidad y modalidades contractuales definidas libremente entre los generadores y comercializadores.
- ii) Transacciones horarias directas en la bolsa de energía, definidas día a día, cuyos precios y cantidades físicas son determinados por la interacción horaria entre oferta y demanda.
- iii) Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad cuyos precios y cantidades también son determinados por la interacción de la oferta y la demanda.

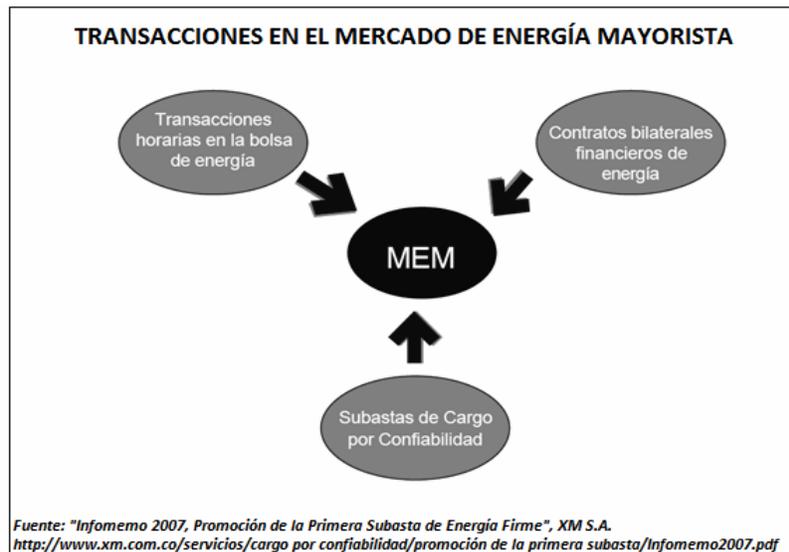


Ilustración 17. Transacciones en el MEM

Gracias a esta última modalidad, el Cargo por Confiabilidad toma una participación directa en la regulación vigente para el sector eléctrico debido a que se establece como un elemento mediante el cual los agentes generadores tienen la posibilidad de realizar transacciones en el mercado y a su vez, representar activos de generación que contribuyan a abastecer la demanda y a brindar respaldo ante las situaciones críticas que frecuentan el sistema. Constituirse bajo la figura que el Cargo por Confiabilidad adopta, brinda un nivel de confiabilidad y expansión al negocio de la



generación en el país; contribuyendo a fomentar la entrada de más inversión y nuevas reorientaciones regulatorias necesarias para conducir el mercado de forma más competitiva y eficiente.

Según (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007), una característica mundial en los mercados de energía es la alta volatilidad de dicho mercado, situación que ha hecho necesario obligar a los agentes del mercado a reducir al máximo su exposición a dicha volatilidad; con lo cual en el caso colombiano durante el año 2006, las transacciones que se realizaron en el MEM por concepto de contratos bilaterales correspondieron al 56.71% del total (US\$ 1.614,2 millones) contra sólo un 18.44% (US\$527 Millones) en el mercado de corto plazo y finalmente, un 18.83% (US\$ 535.8 Millones) correspondiente al Cargo por Capacidad, que ha sido reemplazado ahora con el Cargo por Confiabilidad.

1.3 El Cargo por Confiabilidad en el Precio de la Energía

Para la determinación del precio de la energía transada en la Bolsa, la regulación ha dispuesto realizar una subasta diaria anticipada de energía denominada “day-ahead” (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007), en la cual compiten los generadores como oferentes para lograr atender la demanda de energía.

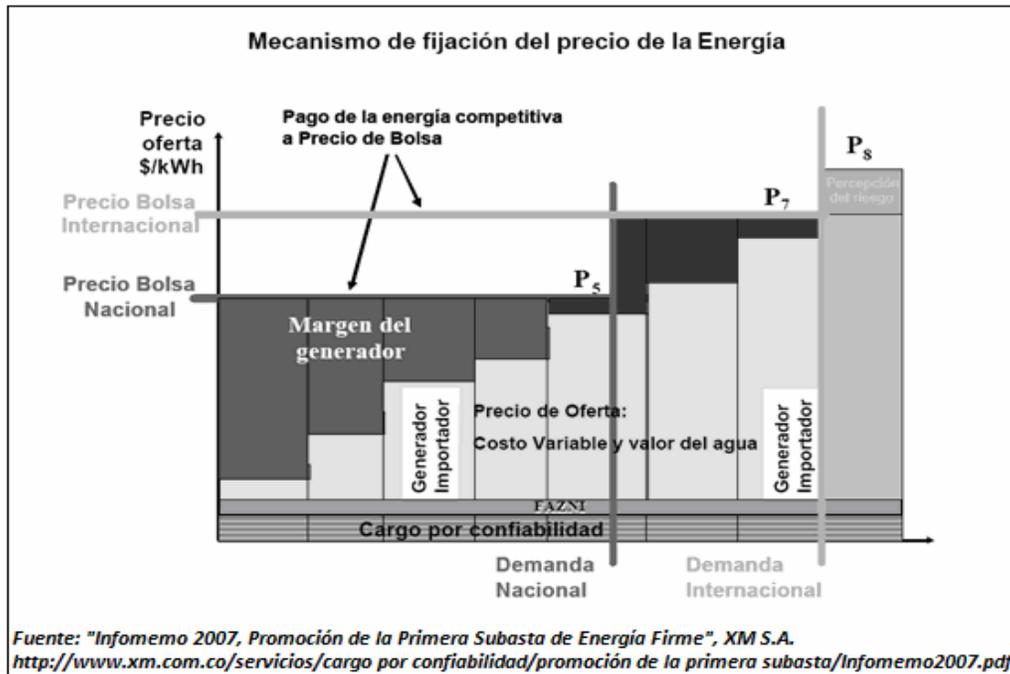


Ilustración 18. Precio de Bolsa en el MEM

Para la determinación del precio ideal de la bolsa (Ilustración 18), se tiene en cuenta los siguientes aspectos:



- El Cargo por Confiabilidad y el FAZNI⁹ que funcionan como un piso de los precios de oferta de energía de los generadores.
- Las ofertas libres que realizan los generadores, que en teoría debe corresponder al costo marginal de su producción más un porcentaje de riesgo.
- Las ofertas de los generadores importadores de energía, que corresponden a aquellos países que participan en el despacho colombiano.

Los generadores ofertan por cada una de sus unidades un precio único y una disponibilidad que puede variar a lo largo del día. El ASIC procede a ordenar las ofertas por orden de mérito, a excepción de las plantas no despachadas centralmente y aquellas que se encuentran en pruebas, hasta cubrir la demanda exigida para el día siguiente. De forma que los generadores en ser despachados sean aquellos que ofrecen un precio de venta menor, que por lo general corresponde a los generadores hidráulicos (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007).

El sector eléctrico colombiano tiene como prioridad abastecer la demanda nacional según lo dispuesto en la ley 142 y 143 de 1994; demanda que resulta de agregar las proyecciones realizadas y declaradas por los operadores de red que reflejan la cantidad de energía demandada por los usuarios finales, quienes son al fin de cuentas, los que consumen y sostienen económicamente la energía transada en la Bolsa. Es por esto que mediante la planeación del Cargo por Confiabilidad, la CREG apoyada en los pronósticos energéticos de la UPME, ha realizado el nuevo esquema regulatorio del Cargo por Confiabilidad con el cual se intenta cubrir la demanda nacional aún en condiciones críticas (baja hidrología e indisponibilidad de combustibles) que se pueden presentar en el mercado eléctrico nacional; situaciones que afectan considerablemente el precio de Bolsa, debido a que la participación de los agentes generadores en el país está conformado por un sistema predominantemente hidráulico¹⁰ (sistema altamente hidro-dependiente), que conlleva a depender de los caudales de los ríos asociados al SIN los cuales se ven reducidos a causa de fenómenos naturales como es el caso del fenómeno del Niño, produciendo como consecuencia que los precios de la bolsa nacional se incrementen en gran proporción, causando un desequilibrio a la tendencia del precio de bolsa y por tanto, conduciendo a que los usuarios finales asociados al mercado eléctrico se vean altamente afectados con dicho incremento, sin poder hacer algo de inmediato que pueda aliviar esa alza de precio, debido al predominante efecto de los recursos hidráulicos en la determinación del precio de bolsa.

⁹ Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas - FAZNI que corresponde a un aporte que pagan los generadores regulados (quienes tranzan en bolsa) que tiene el objetivo de financiar planes, programas y proyectos de inversión en infraestructura energética en zonas no interconectadas.

¹⁰ La capacidad instalada en el parque de generación nacional correspondiente a recursos hidráulicos corresponde al 66% de la capacidad total [10].



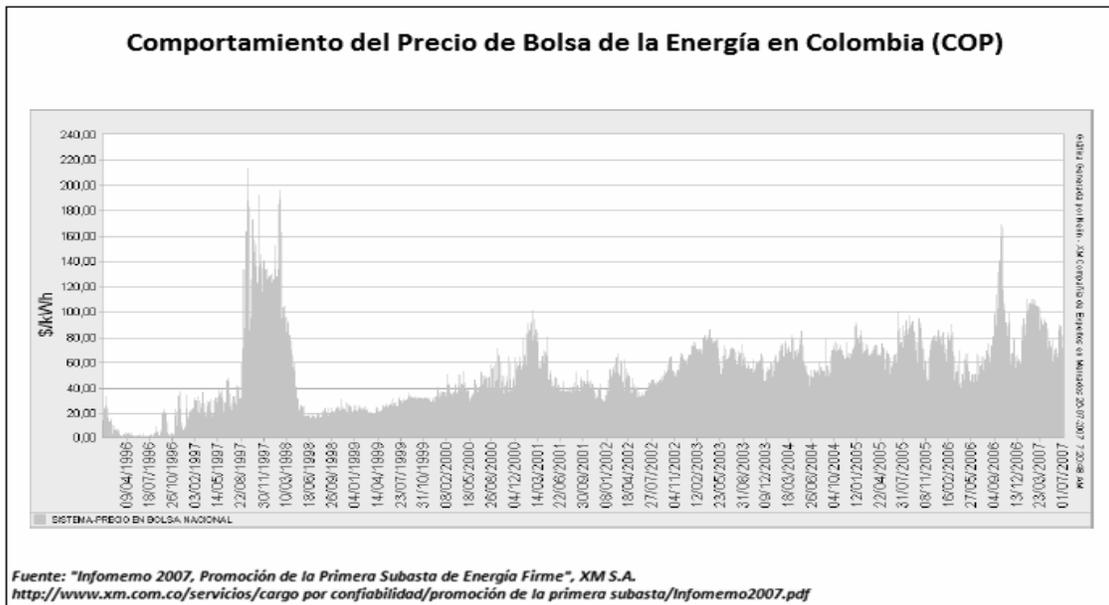


Ilustración 19. Evolución del Precio de Bolsa

Por tanto, una de las característica primordiales en el esquema del Cargo por Confiabilidad, está en que los agentes involucrados tienen la obligación de entregar la energía que se les ha asignado previamente, cuando el precio de bolsa llegue a un límite fijado conocido como el precio de escasez (situación en que se hace exigible la Obligación de Energía Firme), disposición con la cual se limita la tendencia de las fuertes alzas en el precio de bolsa, protegiendo a los usuarios finales ante cualquier situación crítica que se pueda presentar en el mercado, además de garantizar el suministro eléctrico en concordancia con lo que se dispone en la resolución CREG 071 de 2006. En la Ilustración 19 se muestra el comportamiento que ha tenido el precio diario Nacional de Bolsa desde 1995, en donde es evidente la alta volatilidad que ha tenido a lo largo del tiempo.

1.4 Marco Regulatorio para la generación eléctrica en Colombia

El Cargo por Confiabilidad está orientado a aquellas personas interesadas que bajo la figura de agentes generadores optan por participar en este nuevo elemento en el suministro de energía eléctrica en el país, es por ello que en esta sección se presenta un breve esquema referente a la generación desde el punto de vista regulatorio, en donde los generadores enfrentan regulaciones que cubren desde su entrada al Mercado de Energía Mayorista, pasando por aspectos técnicos para su interconexión, hasta llegar al nivel de participación con generación en otros mercados dentro de la cadena de valor del negocio energético (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007).

A continuación en la Ilustración 20 se muestra al cargo por confiabilidad dentro del marco de la generación, constituyéndose como una fuente de ingresos para agentes generadores (Felizzola



Cruz, 2007); posteriormente se ilustra en una tabla las disposiciones más relevantes del marco regulatorio para la generación según se ha mencionado anteriormente.

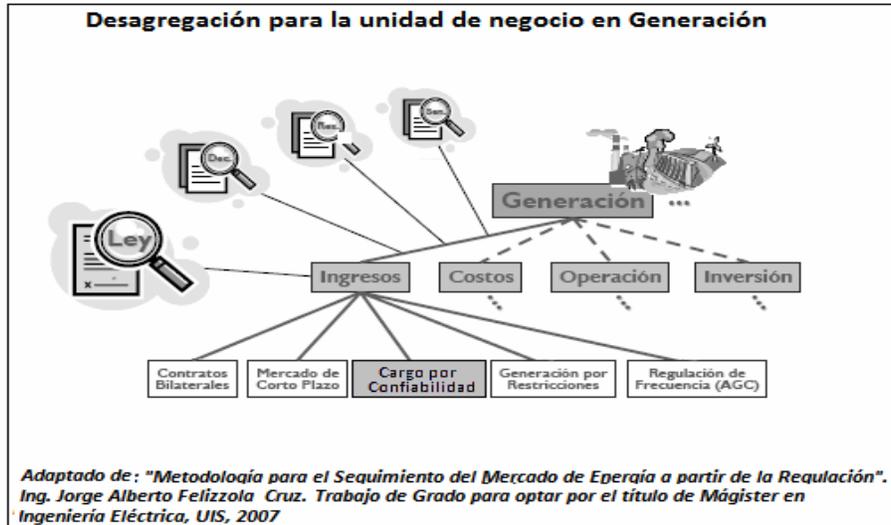


Ilustración 20. Desagregación en el Negocio de Generación

La tabla que es presentada a continuación fue recopilada con la información descrita en (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007), con lo cual se seleccionó la información más importante y relevante concerniente al negocio de generación.

Tabla 5. Regulación para la Actividad de Generación

Disposiciones más relevantes en Generación	
<p>LOS GENERADORES Y EL MEM</p>	<p>Regidos por el Reglamento de Aspectos Comerciales del MEM (CREG 024-95): Estipula las reglas concernientes a las transacciones comerciales típicas de la operación del mercado y fomenta la libre competencia. Entre los aspectos relevantes para las transacciones comerciales se encuentra:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Contratos de energía a largo plazo - Contratos en Bolsa - Cumplimiento de dichos contratos con ayuda del ASIC - Los contratos deben ser liquidados de acuerdo a las reglas establecidas en dicha resolución para los negocios en bolsa. <p>Con el propósito de discriminar los mercados regulados y no regulados está la resolución CREG 020-96: Estipula características de</p>



	<p>contratos para usuarios no regulados y regulados, Además de definir las políticas de competencia en el mercado regulado. Los aspectos relevantes de dicha resolución son:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Los contratos de usuarios no regulados son libres y no requieren de ningún tipo de aprobación - Un usuario regulado tiene derecho a seleccionar a cualquier proveedor sin estar sujeto a ningún tipo de procedimiento.
<p>ASPECTOS TÉCNICOS DE LA GENERACIÓN</p>	<p>La Resolución CREG 025-95 regula los aspectos técnicos de la actividad de generación. Allí se definen los criterios, estándares y procedimientos para el suministro y el tipo de información requerida por la UPME para llevar a cabo la labor de planeamiento energético nacional (Parámetros disponibles en el Código de Redes). Dicha Resolución establece principalmente:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Código de Conexión: regula los parámetros técnicos requeridos para diseño, construcción, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento que todo usuario debe cumplir para su conexión al STN. - Código de Operación: Define criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar el planeamiento, despacho económico, coordinación, supervisión y control de la operación integrada del SIN. - Código de Medida: Establece los parámetros para la contabilización de las transacciones de energía, definiendo lo requerimientos necesarios para la definición efectiva de fronteras comerciales.



<p>LOS GENERADORES Y LA CADENA DE VALOR</p>	<p>Con la Resolución CREG 128-96 se definen fundamentalmente los niveles máximos de participación de cualquier agente del mercado en otro negocio que haga parte de la cadena de valor de energía eléctrica (máximo el 25% de la capacidad instalada efectiva de generación del SIN). Dicha resolución establece:</p> <ul style="list-style-type: none"> - La regulación de los límites para la participación en la actividad de generación, comercialización, distribución y los máximos de participación accionaria para generación y comercialización. - Ninguna empresa generadora puede poseer acciones, cuotas o partes de interés social que representen más del 25% del capital social de una empresa distribuidora.
<p>ACTIVIDADES REGULADAS</p>	<p>Las siguientes actividades o servicios sometidos a la competencia son mencionadas a continuación:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1- <i>Bolsa de Energía</i>: Los precios de las transacciones que se efectúan en el Mercado no son regulados, sin embargo existen reglas mínimas para la fijación de dichos precios para la oferta en Bolsa: <ul style="list-style-type: none"> - Los precios de oferta de Generadores Térmicos deben reflejar sus costos incrementales de combustible, el costo incremental de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada y eficiencia de la planta térmica. - Los precios de oferta de Generadores Hidráulicos deben reflejar el costo de oportunidad (valor de agua) de generar al momento de la oferta, teniendo en cuenta la operación económica a mediano y largo plazo del SIN. 2- <i>Precios en las transacciones Bilaterales a través de Contratos Bilaterales de Corto, Mediano y Largo Plazo</i>: Los vendedores y compradores son libres para ello, sin embargo: <ul style="list-style-type: none"> - Existen reglas mínimas a cumplir por Compradores cuando este tipo de transacción tiene como destino el Mercado de Usuarios Regulados. 3- <i>Las transacciones para el Servicio de Regulación de Frecuencia</i>



	<p>(AGC): Dichas transacciones no son reguladas, en donde acorde con el mercado de regulación de frecuencia secundaria, los generadores transan por la provisión de dicho servicio.</p> <p>Entre las principales características están:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Un generador que esté o no en capacidad tecnológica de suministrar AGC al SIN, le es exigido una holgura teórica que debe cubrir con sus propios recursos si cuenta con ellos, o con recursos de terceros. - Las transacciones de compraventa de AGC se pueden realizar en Bolsa o a través de contratos Bilaterales. <p>4- <i>Los precios de la generación de seguridad fuera de mérito:</i> Dichos precios son regulados, teniendo en cuenta que esta generación no resulta competitiva en el mercado, pero es requerida por la existencia de restricciones eléctricas, u operativas, que son remuneradas a través del reconocimiento del costo variable (térmicas) o del costo de oportunidad (hidráulicas).</p> <p>5- <i>Creación de mecanismos que brinden las señales a largo plazo de confiabilidad y expansión al Sistema Eléctrico:</i> Cargo por Confiabilidad establecido en reemplazo del elemento anterior Cargo por Capacidad.</p>
--	---

2. Análisis Regulatorio

2.1 Pertinencia del Cargo por Confiabilidad y su Compatibilidad con la Regulación Vigente

En la tabla que se presenta a continuación, respaldada por la regulación expedida por la CREG para el Cargo por Confiabilidad (ver Anexo 12), se muestra la interrelación que tiene el nuevo esquema regulatorio con la regulación establecida para el Mercado de Energía Mayorista, con el propósito de sustentar la pertinencia y la compatibilidad que la reglamentación del Cargo adopta, mediante las disposiciones establecidas de forma coherente con la regulación.



Tabla 6. Pertinencia del Cargo por Confiabilidad y Compatibilidad con la Regulación Vigente

<i>En concordancia con las Leyes 142 y 143 de 1994</i>	
<p>- El Estado tiene la función de abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente, seguro y confiable en las actividades del sector; además de mantener niveles de calidad y seguridad (Resolución CREG 071 de 2006).</p>	<p>El Cargo se crea con el fin de migrar hacia un esquema de mercado que proporcione la señal a largo plazo requerida para promover la expansión del parque de generación. Además de generar los incentivos de inversión suficientes que lleven a consolidar la capacidad de generación necesaria y una combinación eficiente de tecnologías en el parque generador.</p> <p>El Objeto del Cargo es cubrir la demanda doméstica del país ante condiciones críticas características de los mercados de energía; con el propósito de incentivar la entrada de nuevos activos de generación que brinden confiabilidad al sistema.</p>
<p>- Se debe asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio (Resolución CREG 071 de 2006).</p>	<p>El Cargo está diseñado para hacerse exigible cuando el precio de Bolsa supere un umbral establecido, de forma que se garantice un precio de energía razonable a favor del usuario.</p>
<p>- El mercado de energía mayorista se rige por el principio de libertad de entrada y salida, que supone esencialmente autonomía para que cualquier persona decida la oportunidad de ingresar a dicho mercado y su permanencia y retiro, sin más exigencias que las indispensables para asegurar el cumplimiento de fines legales tales como la eficiencia, seguridad y la libre competencia y el adecuado funcionamiento del mercado (Resolución CREG 071 de 2006).</p>	<p>El Cargo por Confiabilidad no restringe sus participantes, estos pueden ser públicos, privados o mixtos; ya que unos de sus objetivos es incrementar la inversión en la generación del país.</p> <p>Además, se brinda la posibilidad de que los agentes puedan retirarse del mercado o enajenar las plantas, sin importar que tengan o no, asignaciones de OEF, siempre y cuando se cumplan algunas condiciones básicas para su procedimiento.</p>
<p>- Salvo en situaciones de emergencia, las empresas de generación térmica que efectúen ventas de energía a través del SIN,</p>	<p>Una de las grandes particularidades del Cargo es que define requisitos y reglas para la Contratación de Suministro y transporte de</p>



<p>deben realizar contratos para garantizar a largo plazo, el suministro de combustible en forma oportuna y a precios económicos (Resolución CREG 071 de 2006).</p>	<p>Combustibles. De forma que los agentes puedan cumplir con sus Obligaciones bajo precios eficiente.</p>
<p><i>En concordancia con las funciones de la CREG</i></p>	
<p>- Tiene la facultad legal de establecer el Reglamento de Operación, el cual incluye los principios, criterios y procedimientos para regular el funcionamiento del mercado mayorista de energía eléctrica (Resolución CREG 071 de 2006).</p>	<p>En las disposiciones referentes al Cargo por Confiabilidad (ver Anexo 12) son especificadas todas las disposiciones necesarias para operar y realizar la transición hacia el esquema regulatorio; y describe cada uno de los procedimientos respectivos con buen detalle.</p>
<p>- Promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad, para lo cual debe regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente y propiciar la competencia en el sector de minas y energía (Resolución CREG 112 de 2006).</p>	<p>Con el establecimiento del Cargo por Confiabilidad surge un gran interés de inversión y competencia entre los agentes generadores, ya que se ha creado un nuevo rubro con el que se pueden cubrir los altos costos de inversión en generación.</p> <p>La reglamentación ha establecido con las clasificaciones de las plantas, realizar inversiones proporcionales al interés de participación e interés de recibir la remuneración asociada.</p> <p>Incentiva a la comercialización de energía en el Mercado Secundario con el cual los generadores también pueden recibir remuneraciones, situación que ayuda a conducir el mercado a un entorno más competitivo.</p>
<p>- Crear condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia (Resolución CREG 112 de 2006).</p>	<p>Con las Obligaciones de Energía Firme y los Anillos de Seguridad, el Agente generador está bajo la Obligación de responder por la cantidad de Energía comprometida con la Obligación.</p>
<p><i>En concordancia con las Funciones del ASIC</i></p>	

<p>- El ASIC es el encargado del registro de fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las Subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) (CREG - Sitio Web Oficial Cargo por Confiabilidad, 2007)</p>	<p>Todas las Remuneraciones y transacciones a que da lugar el Cargo por Confiabilidad, son llevadas de la mano del ASIC, quien además de ello coordina las disposiciones pertinentes para cumplir con el reglamento de Operación.</p> <p>Es por esta razón que en las disposiciones del Cargo se ha reglamentado:</p> <ul style="list-style-type: none"> - La Liquidación, Conciliación y Facturación del Cargo - Transacciones y Asignaciones de OEF en la Subasta, como administrador de la Subasta.
<p><i>En concordancia con las Funciones del CND</i></p>	
<p>-Tiene la función de administrar el sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista, con sujeción al Reglamento de Operación que expide la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2007).</p>	<p>En las disposiciones adoptadas con el Cargo, el CND tiene la gran labor de determinar cuando las OEF asignadas a los generadores son requeridas, además de llevar a cabo la supervisión y control de la operación de dichos agentes. Entre las cuales están: retiro de plantas, verificación de parámetros y verificación de ENFICC y Pruebas de Disponibilidad.</p>
<p><i>En concordancia con las Funciones del CNO</i></p>	
<p>- Su Función Principal es acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación conjunta del sistema interconectado nacional sea segura, confiable y económica (Colombia, Ley 142 de 1994: Ley de Servicios Públicos Domiciliarios, 1994).</p>	<p>De conformidad con el Cargo, son objeto de verificación todos los parámetros declarados por los agentes para las unidades de generación que respalden las OEF. Para el caso que existan parámetros sin protocolos de cálculo definidos por el CNO para realizar la verificación; el Cargo autoriza que el CNO acuerde dichos protocolos de pruebas o procedimientos de parámetros.</p>



2.2 Seguridad Jurídica en Materia del Cargo por Confiabilidad

“La seguridad jurídica es un principio rector de los Estados modernos, independientemente de la tradición jurídica que impere en cada Estado. Así, tanto en los países de tradición jurídica latina, como en los países del common law, la seguridad jurídica es un bien protegido. No obstante, no es un principio absoluto, que se encuentre moldeado con características similares en todos los Estados, sino que obedece principalmente a los rasgos propios de cada modelo estatal” (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2007).

El Cargo por Confiabilidad se ha creado como un mecanismo que remunera la energía que está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas.

Razón por la cual, el Cargo por Confiabilidad se ha introducido como un instrumento del mercado mayorista, regido bajo el marco jurídico que regula su funcionamiento, de forma que su asignación, liquidación y remuneración respectiva, se realice a través de los mismos procedimientos y mecanismos vigentes, que han generado solidez y confianza en el mercado Mayorista a lo largo de su funcionamiento (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2007).

A través de la Resolución CREG 071 de 2006, la CREG ha establecido la regulación jurídica de las transacciones de energía firme en el Mercado Mayorista, en donde la normatividad de la resolución en mención, se ha agregado como parte del Reglamento de Operación que rige el funcionamiento del MEM. Dicha regulación comprende fundamentalmente la metodología de cálculo de la ENFICC, el mecanismo de negociación o de asignación de las OEF, la determinación del Precio del Cargo por Confiabilidad, el Precio de Escasez, el período de vigencia de las Obligaciones, los riesgos y garantías asociadas, así como las condiciones de exigibilidad, verificación del cumplimiento y finalmente, la liquidación, recaudo y pago del Cargo (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071, 2006).

La CREG, en cuanto a las disposiciones impuestas para la liquidación, recaudo y pago del Cargo, efectuados a través de la Bolsa de Energía, mantuvo en sus aspectos fundamentales, las reglas y mecanismos que permitieron durante diez años de vigencia del Cargo por Capacidad, liquidar, recaudar y pagar a los generadores este concepto, sin dificultad alguna (CREG - Sitio Web Oficial Cargo por Confiabilidad, 2007).

Además de ello, la seguridad jurídica para los inversionistas en el sector eléctrico colombiano cuenta con una serie de garantías y mecanismos de respaldo que hacen que dicha inversión no dependa exclusivamente de la suscripción de un contrato con el Estado colombiano. La Comisión de Regulación de Energía y Gas, al definir la regulación para el Cargo por Confiabilidad, estableció en la resolución CREG 071 de 2006, condiciones previendo la garantía en el largo plazo y la estabilidad en el tratamiento jurídico de las inversiones que acometan los inversionistas en la



expansión de la capacidad de generación de las plantas que resultan con asignaciones de Obligaciones de Energía Firme.

Según lo que estipula la resolución CREG 071 de 2006, entre las disposiciones con que los inversionistas interesados cuentan para tener seguridad y certeza de la remuneración y asignación de las Obligaciones de Energía Firme que le pueden ser asignadas, para participar en las disposiciones impuestas por el Cargo por Confiabilidad están (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2007):

- La CREG podrá modificar hacia el futuro las normas contenidas en la resolución CREG 071 de 2006, con arreglo a lo que dispongan las normas superiores, *buscando en todo caso que se remunere la capacidad de generación de respaldo de que trata el artículo 23 de la ley 143 de 1994.*
- Las Obligaciones de Energía Firme que se asignen a cada generador tendrán el Período de Vigencia que esté definido en las normas que rigieron la realización de la Subasta, *durante el cual se pagará la correspondiente remuneración prevista en esas mismas normas, sin perjuicio de los casos de incumplimiento por parte del generador previstos en la regulación, que le afecten la asignación y su remuneración.*
- La ley de Estabilidad Jurídica (963 de 2005) prevé la posibilidad de que las personas que ejecuten inversiones nuevas o amplíen las existentes, por un monto igual o superior a 7.500 salarios mínimos legales mensuales vigentes, para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica, podrán celebrar contrato con el Estado colombiano, mediante el cual se garantiza a quien lo suscriba, que *“si durante su vigencia se modifica en forma adversa a estos alguna de las normas que haya sido identificada en los contratos como determinante de la inversión, los inversionistas tendrán derecho a que se les continúen aplicando dichas normas por el término de duración del contrato respectivo”.*
- Certificación de la Asignación de la Obligación de Energía Firme expedida por el ASIC, la cual contiene como mínimo: *La identificación de las Leyes Colombianas que crearon y regulan el SIN y el MEM; la identificación de las Leyes Colombianas que le atribuyen la función de ASIC de energía en el Mercado Mayorista; la identificación de las Leyes Colombianas que imponen la Obligación de Valorar la Capacidad de Generación de Respaldo de la oferta eficiente; la Resolución de la CREG que ordenó adelantar la respectiva Subasta, o el mecanismo que haga sus veces, para la Asignación de OEF para el Cargo por Confiabilidad; la OEF que le fue asignada al respectivo agente; el Período de Vigencia de la OEF Asignada; el Precio de Escasez y el Precio de Cierre de la Subasta.*



3. Análisis de Idoneidad

3.1 Promoción del Cargo por Confiabilidad hacia la Expansión de la Generación Nacional

“A julio de 2007, la capacidad de generación instalada en Colombia es de 13.369MW, de la cual un 67.8% corresponde a recursos hidráulicos lo cual, sumado a la vulnerabilidad del sistema a situaciones climáticas típicas de la región, hace que los requerimientos de confiabilidad del sistema sean altos” (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007). Situación que conlleva al ente regulador (CREG) a la necesidad de crear incentivos para la construcción de plantas que puedan proveer Energía Firme y de esta forma contribuyan a aportar a la confiabilidad del sistema. La Ilustración 21 muestra las características más importantes del sistema eléctrico colombiano, ilustrando la proporción en la cual los recursos hidráulicos conforman la mayoría de la capacidad de generación instalada en el país.

Partiendo de la necesidad de confiabilidad nombrada en el párrafo anterior, el Cargo por Confiabilidad se ha creado con el fin de migrar hacia un esquema de mercado que proporcione la señal de largo plazo requerida para promover la expansión del parque de generación nacional, con el cual se permita asegurar que los recursos de generación no sólo estén disponibles para abastecer la demanda en situaciones de escasez, sino que el abastecimiento se efectúe a un precio eficiente que contribuyan a migrar hacia un mercado mucho más confiable y competitivo para todos sus participantes (CREG - Sitio Web Oficial Cargo por Confiabilidad, 2007).

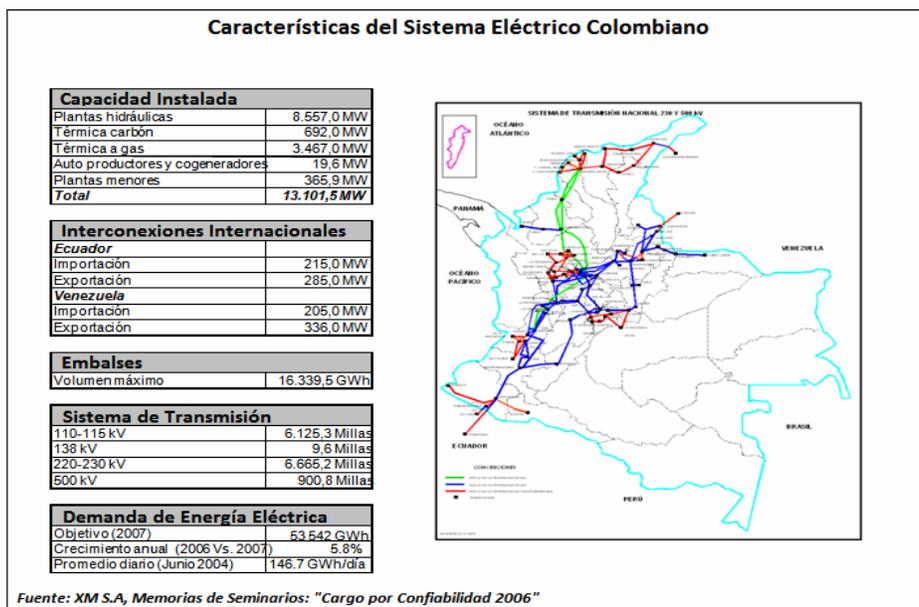


Ilustración 21. Sistema Eléctrico Colombiano



Las Obligaciones de Energía Firme del nuevo Cargo por Confiabilidad establecen un vínculo jurídico entre la demanda del MEM y los generadores como se vio en la sección anterior, que permite, tanto a generadores como a usuarios del sistema, obtener beneficios derivados de un mecanismo estable a largo plazo, que de señales e incentivos para la inversión en generación, garantizando de esta forma el suministro de energía eléctrica necesario para el crecimiento del país, según lo que estipula la resolución CREG 071 de 2006 y todas las resoluciones referentes (Anexo 12).

Por tanto, con el objeto de incentivar la inversión en capacidad de generación en Colombia hacia recursos de generación nuevos que deseen establecerse en el sistema nacional, los beneficios se traducen a ingresos fijos asociados a la obligación de energía firme hasta por 20 años, lo cual implica una ayuda a la estabilización de su flujo de caja y reducción de sus riesgos de inversión. Otro factor importante que encamina a la inversión se reduce al hecho de que los nuevos generadores, según ha estipulado la regulación, pueden entrar a la subasta una vez hayan adelantado los procesos previos a la iniciación de la construcción de la nueva planta y entregando las garantías pertinentes; situación que implica que las inversiones considerables de dinero sólo se harán una vez se sepa el resultado de las subasta, lo cual contribuye a minimizar en gran parte el riesgo de los inversionistas, ya que en el caso de no resultar con asignaciones de OEF en la Subasta no tienen ninguna obligación para llevar a cabo sus proyectos de inversión (CREG - Sitio Web Oficial Cargo por Confiabilidad, 2007).

Para los usuarios, el beneficio es la confiabilidad para la atención de la demanda en situaciones de escasez, evitando los racionamientos y garantizando que los precios de la energía en la bolsa, que finalmente son trasladados a los usuarios, no superen un cierto nivel preestablecido.

En resumen, los incentivos para los nuevos inversionistas sobre aquellos generadores existentes del sistema colombiano, según (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), 2007) se mencionan en los siguientes tres aspectos:

- Poder capturar el precio de cierre de la subasta, sin importar que tan alto sea el precio de apertura de la subasta. Para la primera subasta, el precio de apertura está establecido como el doble de la actual asignación de obligaciones de energía firme en el período de transición, (el doble de 13.045 US\$/kWh).
- El precio recibido por los generadores existentes está acotado. Los nuevos pueden retirarse de la subasta cuando así lo deseen mientras que los existentes sólo se pueden retirar una vez el precio llegue a cierto nivel.
- Las nuevas plantas de generación pueden fijar el precio y las cantidades de la subasta por hasta por 20 años mientras que los existentes sólo por un año.

Aunque un nuevo inversionista está en la capacidad de comprar activos de generación existente, para entrar al mercado eléctrico colombiano, hay incentivos claros en la reglamentación del Cargo



por Confiabilidad, para que aquellos que decidan optar por invertir en proyectos nuevos de generación, lo cuales se muestran muchos más rentables, llamativos e interesantes.

Con el propósito de ilustrar y guiar a los interesados hacia la inversión en el negocio de generación nacional, se ha decidido resumir en ésta sección, cuales son los avances a la fecha en la expansión de los recursos de generación y de esta forma poder analizar la tendencia que lleva el sistema hacia la consolidación del cumplimiento de los objetivos trazados con la reglamentación del Cargo por Confiabilidad referentes la expansión a largo plazo en activos de generación para el país.

Resumen estado de proyectos de generación de energía en desarrollo y construcción							
PROYECTO	TIPO	NUMERO DE UNIDADES	CAPACIDAD (MW)		FOC (1)	FAMP (2)	PROCESO ACTUAL
			A Instalar	Por Unidad			
BUGALAGRANDE	HIDRO	3	40.5	--	Dic / 09	Dic / 09	Se evalúan ofertas
AMAIME	HIDRO	3	18.6	--	Dic / 09	Dic / 09	Se evalúan ofertas
TRAS. GUARINÓ (3)	HIDRO	--	--	--	Jun / 10	Jun / 10	Se hallan equipos y materiales para construcción del proyecto.
AMOYA	HIDRO	2	78	39	Jul / 10	Jul / 10	En desarrollo.
FLORES IV	GAS VAPOR	1	160	160	Dic / 10	Dic / 10	Adquisición de caldera
TRAS. MANSO	HIDRO	--	--	--	Ene / 11	Jun / 11	
EL MANSO	HIDRO	1	27	27	Ago / 10	Ene / 11	En estudio
PORCE III	HIDRO	4	660	165	Oct / 10	Oct / 10	En construcción
				165	Ene / 11	Ene / 11	
				165	Abr / 11	Abr / 11	
				165	Jun / 11	Jun / 11	

(1) Fecha de Entrada en Operación Comercial (FOC): Fecha reportada por los promotores del proyecto para la cual esperan declarar en operación comercial la planta.
 (2) Fecha para análisis energético, en el mediano Plazo (FAMP): Fecha estimada por la UPME para la cual los proyectos entran en operación comercial.
 (3) TRAS.: Tránsito de río. Estos trasvases aportan energía.

Fuente: "Informe de Avance del Plan de Expansión de Generación y Transmisión", UPME, 2008
http://www.siel.gov.co/siel/Portals/0/avances%20de%20generacion/2008/av_feb_08.pdf

Ilustración 22. Proyectos de Generación en Desarrollo

Según se muestra en la Ilustración 22, el sistema de generación colombiano en la actualidad se encuentra en la construcción de 981 MW para el período comprendido entre 2007 y 2011 (Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2008).

Por otro lado, existen proyectos potenciales de generación actualmente inscritos en la UPME por una capacidad de aproximadamente 12772MW, de los cuales 2258MW son a gas natural, 9930MW son hidráulicos con embalse de los cuales, muchos se encuentran en estudio de factibilidad y en algunos casos no cuentan con un cierre financiero (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007), según se registra en la Ilustración 23.



Proyectos de generación registrados ante la UPME							
PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGÍA	LOCALIZACIÓN (municipio y departamento)	POSIBLE FECHA DE ENTRADA	PROMOTOR	FASE	
Térmico de Gas. Capacidad registrada: 2.258 MW							
Termocandelaria	560	Ciclo Combinado	Cartagena	Bolívar	Nov - 12	TERMOCANDELARIA S.C.A.	2
Termocol	210	Gas - Fuel	Santa Marta	Magdalena	Dic - 09	GRUPO POLIOBRAS S.A.	2
Merilectrica CC	103	Ciclo Combinado	Bimeja	Santander	Nov - 09	MERILECTRICA	2
Termoflores IV	160	Ciclo Combinado	Barranquilla	Atlántico	Nov - 09	TERMOFLORES S.A. E.S.P.	2
CC - Endesa 1	400	Ciclo Combinado	Tauramena-Manaure	Casanare - Guajira	2012	EMGESA S.A. E.S.P.	1
Termo Upar	300	Ciclo Abierto	La Paz	Cesar	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Lumbi	300	Ciclo Combinado	Mariquita	Tolima	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Termo Yangüles	225	Ciclo Combinado	Barrancabermeja	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Térmico a Carbón. Capacidad registrada: 100 MW							
Termocauca	100	Lecho Fluidizado	Santander de Quilichao	Cauca	Sep - 09	Termocauca E.S.P.	2
Hidroeléctrica (Embalse) Capacidad registrada: 9930 MW							
Porce III	660	Turbina Francis	Anorí - Amalfi	Antioquia	Sep - 10	EPPM	3
Porce IV	400	Turbina Francis	Anorí - Amalfi	Antioquia	Jun - 15	EPPM	2
Pescadero-Ituango	2400	Turbina Francis	Ituango	Antioquia	2017	HIDROELECTRICA PESCADERO - ITUANGO S.A.	2
Quimbo	400	Turbina Francis	Gigante, Garzón	Hulla	2015	EMGESA S.A. E.S.P.	1
Chapasía	800	Turbina Pelton	Miraflores, Páez	Boyacá	2015	EMGESA S.A. E.S.P.	1
Sogamoso	840	Turbina Francis	Río Sogamoso	Santander	Sin confirmar	HIDROSOGAMOSO S.A.	2
Cabrera	600	Turbina Francis	Río Suárez	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Fonce	520	Turbina Pelton	San Gil	Santander	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Andaquí	705	Turbina Francis	-----	Cauca y Putumayo	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	1
Hidroeléctrica (Mediana y Pequeña Central) Capacidad registrada: 438,96 MW							
Bugalagrande	40.5	Turbina Pelton	Tulúa	Valle	Dic - 09	EPSA E.S.P.	2
Amalme	18.6	Turbina Francis	Palmira - Cerrito	Valle	Dic - 09	EPSA E.S.P.	2
Amoyá	78	Turbina Pelton	Chaparral	Tolima	II - Sem - 10	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Trasvase Guarínó	--	--	Victoria	Caldas	Jun - 10	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Trasvase Manso	--	--	Samaná y Norcasia	Caldas	Ene - 11	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Guanaquilas	9.5	Turbina Francis	Santa Rosa de Osos y Gómez Plata	Antioquia	Jun - 10	HMV INGENIEROS LTDA	1
Caruquía	9.5	Turbina Francis	Santa Rosa de Osos	Antioquia	Dic - 09	HMV INGENIEROS LTDA	1
Barroso	19.9	Turbina Pelton	Salgar	Antioquia	Dic - 10	HMV INGENIEROS LTDA	1
Cañaveral	68	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
Encimadas	94	Turbina Pelton	Caldas	Antioquia	Sin confirmar	ISAGEN S.A. E.S.P.	2
La Cascada	2.3	---	San Roque	Antioquia	Sin confirmar	PSP LA CASCADA S.A. E.S.P.	2
PCH de Neusa	2.91	---	Cogua - Tausa	C/marca	Sin confirmar	INGAMEG	1
Agua Fresca	4	Turbina Pelton	Jericoó	Antioquia	Sin confirmar	GENERADORA UNIÓN S.A.	1
Cuouana	88	Turbina Francis	Roncesvalles	Tolima	Sin confirmar	ELECTRIF. DEL TOLIMA	1
Coello 1, 2, 3	3.75	Turbina Kaplan	Chicorral	Tolima	Sin confirmar	HIDROESTUDIOS	1
Eólico Capacidad registrada: 20 MW							
Jouktal	20	Turbina eólica	Uribía	Guajira	Sin confirmar	WAYUU S.A.	1
Cogeneración Capacidad registrada: 25 MW							
Mayagüez	25	Turbina Vapor	Candelaria	Valle	Nov - 08	Mayagüez S.A.	1

Nota: En esta versión del informe fueron eliminados varios proyectos ya que no se tiene información reciente de ellos.

*Fuente: "Informe de Avance del Plan de Expansión de Generación y Transmisión", UPME, 2008
http://www.siel.gov.co/siel/Portals/0/avances%20de%20generacion/2008/av_feb_08.pdf*

Ilustración 23. Proyectos de Generación Registrados Ante la UPME

Teniendo en cuenta la presentación de los datos y características de los proyectos de inversión que se están realizando en el país en el negocio de generación, es claro ver como los agentes generadores, en conjunto de inversionistas están interesados en ampliar sus capacidades y estar vinculados al negocio de la generación, por ser éste negocio altamente interesante y llamativo debido a sus elevadas transacciones económicas, con las cuales se tiene el interés de recibir buenos ingresos y primas financieras que actualmente están establecidas en concordancia con la regulación que rige el negocio (Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007); las cuales sirven como entradas económicas que hacen viable la financiación y recuperación a largo plazo, de la inversión en los proyectos de nuevas plantas o en repotenciación



de plantas existentes. Sin embargo, también se hace evidente en los datos suministrados en la figura 23, que actualmente existen varios proyectos que necesitan ser apadrinados financieramente ya que aún, dichos proyectos no están confirmados ante la UPME para empezar la ejecución del proyecto, lo cual establece una situación o un espacio llamativo para la inversión extranjera o local que contribuyan a realizar dichos proyectos.

Acorde con la motivación mencionada anteriormente, el Cargo por Confiabilidad contribuye a reducir el riesgo que tienen los agentes generadores en cuanto a la volatilidad del flujo de caja que manejan, a través del recaudo del denominado “pago por concepto de Cargo por Confiabilidad”, que es liquidado al agente proporcionalmente con la cantidad de energía firme que puede respaldar mediante sus activos de generación (proporcional a la inversión para el recurso de generación) durante el periodo de tiempo en el cual está vigente la Obligación de Energía Firme. Como se vio en el capítulo dos, dicha remuneración tiene la particularidad que es entregada al agente sin importar si su planta de generación haya sido o no, despachada en el mercado de energía eléctrica.

3.2 Ajustes Realizados para el Cumplimiento de los Objetivos del Cargo por Confiabilidad

Para poder constituir la normativa del Cargo por Confiabilidad orientada al cumplimiento de los objetivos mencionados en el primer capítulo, el ente regulador CREG se vio en la necesidad de definir como elementos claves para garantizar el suministro eléctrico de los agentes involucrados con Obligaciones de Energía Firme, los siguientes aspectos:

- Las Pruebas de Disponibilidad.
- Creación de Anillos de Seguridad.
- Normatividad para la Disponibilidad de Combustibles.
- Normatividad sobre Operación de Embalses asociados al SIN.
- Índice de Indisponibilidad Histórico de Salidas Forzada (IHF) para el cálculo de al ENFICC declarada por los agentes.

Inicialmente en la resolución 071 de 2006, el protocolo de pruebas de disponibilidad a las plantas comprometidas con OEF fue establecido de manera opcional para los agentes generadores que desean en llegado caso, solicitar una prueba para comprobar el estado sus plantas. Sin embargo, con la resolución 085 de 2007, la CREG impone como requisito la realización de las pruebas a aquellos agentes que cumplan con lo dispuesto en la sección 7.4 del capítulo anterior. Dicho establecimiento en principio estableció una serie de críticas e inconformismo por parte de los agentes generadores según se evidenció en las críticas efectuadas a la resolución CREG en consulta 057 de 2008, ya que en la norma establecida para dichas pruebas, el alto riesgo de no cumplir con la ENFICC declarada a la hora de realizar las pruebas, implica sí el caso amerita, quitar la remuneración asociada al Cargo y a su vez comprometer la estabilidad financiera de los agentes generadores. La introducción de carácter obligatorio de las pruebas de generación a los agentes



que cumplan con las características para ser seleccionados, introduce mayor redundancia en el estado de la ENFICC comprometida por los agentes, y a su vez, implicaría un ligero costo adicional a la tarifa de los usuarios finales, pero en retribución, permitirá tener garantía de saber con cuales agentes y con cuanta energía, cuenta en el mercado de energía eléctrica para el abastecimiento de la demanda doméstica.

Los Anillos de Seguridad se constituyen como los mecanismos alternativos que permiten a los generadores establecer respaldo con otros generadores que tienen ENFICC no comprometida (adjudicada en OEF) o con la misma demanda, con la cual pactarían libremente para que no consumieran una cantidad energía ante una situación de posible incumplimiento de la Obligación que tiene asignada el agente generador; además de esto, los Activos de Generación de Última Instancia representan para la confiabilidad del sistema un recurso de respaldo adicional que se utiliza única y exclusivamente para cumplir con el abastecimiento representado en las obligaciones de energía; constituyéndose como un mecanismo adicional en las opciones con que cuenta un agente para no presentar el incumplimiento de la OEF. Finalmente, como último mecanismo a implementar dentro de los anillos de seguridad, la CREG tiene la capacidad de acudir a Subastas de Reconfiguración quien en nombre de los usuarios del SIN determina la necesidad de acudir a éstas en caso de detectar un déficit de energía firme. Por tanto, si un agente no es capaz de cumplir por sí mismo con la Obligación que tiene asignada, ya sea con generación propia o valiéndose de los tres mecanismos de seguridad mencionados, el ente regulador colombiano, en consecuencia de sus funciones, ejercerá hasta donde este a su alcance la implementación del último mecanismo para cumplir con el abastecimiento de la demanda sin importar el tipo de incumplimiento o la variación en los pronósticos de la demanda. Este mecanismo se constituye en una garantía con la que cuenta el mercado ante condiciones adversas de cambio y de eventualidades que conlleven a un posible racionamiento futuro.

La CREG en el establecimiento del Cargo por Confiabilidad, ha asumido la tarea de regular la disponibilidad de combustibles con la cual cuentan los agentes térmicos, introduciendo los índices de Disponibilidad de Suministro de Combustibles (IDS) y el índice de Disponibilidad de Transporte de Combustible para Operación Continua (IDT), con los cuales delimita la cantidad de energía que un agente puede declarar en la ENFICC según se explica en el Anexo 2. Además de ello, establece normas para los combustibles desde la contratación, las condiciones para el transporte y almacenamiento, fuera de considerar la implementación de combustibles alternativos al gas natural (ver Anexo 7).

La resolución CREG 080 de 2007, estableció normas sobre la operación de los embalses del Sistema Interconectado Nacional, con lo cual por primera vez, la regulación interviene la energía que declaran los agentes hidráulicos a la hora de respaldar energía implícita en sus embalses; de forma que las ofertas registradas en el despacho diario, son intervenidas dependiendo si el volumen del embalse es menor o igual al nivel de ENFICC declarado. Esta situación ha llevado a que la cantidad que un hidráulico oferta diariamente en el despacho sea disminuida si el caso lo apremia (remitirse a la resolución citada), hecho que no sólo controla y supervisa el estado de los embalses



del país, sino que permite el cubrimiento de demanda de otros agentes que eventualmente no tienen tanta participación y así no se permite una monopolización en el despacho diario de energía.

La Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), se calcula para las plantas de generación nacional, teniendo en cuenta no sólo la disponibilidad de los recursos con la cual operan sino que también tiene en cuenta la historia operativa que ha tenido la planta en los últimos años (IHF). La creación del índice de Disponibilidad Histórica de Salidas Forzadas (IHF) obliga a los agentes generadores a llevar buenos registros del cumplimiento de la generación e incentiva adicionalmente, a la mejora de la eficiencia de las plantas y al mantenimiento continuo del estado de las plantas del parque de generación nacional. El hecho de mejorar el índice IHF, hace que la ENFICC que un agente puede declarar sea mayor y por tanto, conseguir en llegado caso una mayor asignación de OEF como se explicó en el capítulo anterior.

3.3 Resultados Preliminares de la primera Subasta y de la Asignación a Plantas de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la Subasta (GPPS)

El seis de Mayo del presente año, se llevó a cabo la primera Subasta de energía firme, en la cual ocho agentes inversionistas decidieron participar con diez proyectos de generación correspondientes a una capacidad de 1208 Megavatios que respaldaban 9 Teravatiohora-año (TWh-año) comenzaron a ser subastados. Luego de transcurrir seis rondas ejecutadas en día y medio, el proceso de asignación en la subasta concluye con éxito una asignación de 3009 GWh para el año 2013, equivalentes a una nueva capacidad a instalar de 438 MW, remunerados a un precio de US\$13.998 por MWh, según se obtuvo del precio de cierre de la Subasta (Ministerio de Minas y Energía (MME), 2008).

La nueva capacidad a instalar pertenece a tres nuevos proyectos de generación respaldados por una planta hidráulica de 78 MW perteneciente a Isagen denominada Amoyá, una planta térmica a carbón de 150 MW perteneciente a Gecelca y finalmente, una planta térmica de combustibles líquidos de 210 MW denominada Poliobras, asociada a un nuevo inversionista. Dichas plantas cumplieron con las condiciones de plantas nuevas descritas en el capítulo anterior, con lo cual, fue posible escoger como período de vigencia de las OEF asignadas, 20 años contados a partir del 1 de diciembre de 2012 como fecha de inicio de la Obligación de Energía Firme (Ministerio de Minas y Energía (MME), 2008).

El resultado contundente de asignar los 3009 GWh necesarios para cubrir con el exceso de demanda no asignada para el 2013 del pronóstico total de 73282 GWh para ese año; permite concluir que la primera Subasta fue un éxito por parte de los entes encargados de llevarla a cabo, ya que no solo se pudo comprometer la energía necesaria para garantizar el suministro sin realizar racionamiento; la subasta atrajo tres nuevos proyectos al parque de generación que evidencian la transparencia del proceso y la imparcialidad de asignación a cualquier tipo de recurso que sea



eficiente y ofertado a un precio razonable como se esperaba según lo descrito en el capítulo anterior. De esos tres nuevos proyectos asignados en la subasta, la planta térmica a combustible líquido Poliobras, demuestra lo atractivo del negocio de generación nacional para la inversión extranjera y que las políticas establecidas para el Cargo por Confiabilidad, sustentan seguridad e interés para participar en el mercado eléctrico nacional.

De otro lado, el beneficio de asegurar el suministro de energía para el año 2013, representa para la demanda doméstica una confiabilidad de abastecimiento a un precio razonable, ya que con el precio de cierre de 13.998 MWh, los usuarios finales estarían pagando cerca de 24 pesos adicionales por cada kilovatio consumido, teniendo la seguridad y la garantía de que la continuidad de su servicio va a ser mantenido.

Luego de la finalización de la primera subasta, se inicia el proceso para la asignación de plantas GPPS cuyo período de construcción es superior a al período de transición, con lo cual la puesta en operación de dichas plantas estarían desde el 2014 hasta el año 2018 según se estableció en la sección 4.2.4 del capítulo anterior. Dicho proceso se debe efectuar el 20 de Junio de 2008 según lo que se ha comunicado en (Ministerio de Minas y Energía (MME), 2008); sin embargo, “En cumplimiento de lo establecido en las Resoluciones CREG 071 de 2006 y 031 de 2007 y aquellas que las han adicionado o modificado, XM informa que no se requiere llevar a cabo el proceso de presentación de Sobres Cerrados de las plantas o unidades de generación GPPS, previsto para el 20 de junio de 2008” (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM), 2008). Dicha situación se produjo acorde con la metodología establecida para en el protocolo de asignación de las plantas GPPS previsto en la sección cinco del anexo 4 contemplado en éste trabajo, en el cual se establece que cuando las ofertas de ENFICC presentadas por los agentes que representan dichas plantas no superan la demanda prevista para los años a asignar, el proceso se finaliza y se asignan las Obligaciones de Energía Firme sin la necesidad de llevar a cabo el proceso de Subasta de Sobre Cerrado según lo establecido por el Cargo por Confiabilidad.

Por tanto, el día trece de Junio del presente año, XM publica a cada uno de los participantes con plantas GPPS el valor de las OEF asignadas; con lo cual, seis nuevos proyectos hidroeléctricos comenzarán a hacer parte del parque de generación nacional según se muestra en la Ilustración 24, todos éstos con una capacidad adicional de 2991 Megavatios que permitirán cubrir 6281 GWh adicionales al año, a partir del 2014 asegurando el suministro eléctrico hasta el año 2018 según los pronósticos de demanda visualizados por la UPME. (Ministerio de Minas y Energía (MME), 2008). Cabe mencionar que estos nuevos proyectos serán remunerados al mismo precio de cierre de la Subasta anterior según lo contemplado en la regulación del Cargo por Confiabilidad y sus Obligaciones de Energía Firme han sido asignadas por un período de 20 años para cada caso.

Los resultados obtenidos tanto de la primera subasta, como del proceso de asignación a plantas GPPS; demuestran la inversión que tanto necesitaba el país en el negocio de generación, la cual no se presentaba desde hace tiempo, lo cual permite asegurar que el nuevo esquema regulatorio del Cargo por Confiabilidad, suministra la señal necesaria y efectiva para la expansión a largo plazo de la



capacidad instalada de los activos de generación. Las asignaciones realizadas, no sólo favorecen a los inversionistas al reducir la volatilidad de sus inversiones; sino que garantizan el abastecimiento de energía eléctrica para los próximos 11 años a precios eficientes.

Definitivamente, que las medidas adoptadas por el Cargo por Confiabilidad haya incrementado en un 26% para el año 2018 la capacidad instalada en el parque de generación, a partir de una sola convocatoria de subasta, demuestra la gran labor en la promoción del nuevo mecanismo por parte de la CREG y XM, a su vez, el claro interés en participar de los agentes generadores y los inversionistas. Ésta medida, en aras de garantizar el suministro eléctrico a largo plazo, está revolucionando el negocio de la generación ya que ha introducido al mercado confiabilidad, seguridad y eficiencia en los precios de la energía; asignando recursos imparcialmente de la tecnología empleada.

Asignación a Plantas GPPS

Agentes	Planta	Año Inicio de Obligación	Capacidad MW
EPSA	Cucuana	Dic 2014	60
Promotora Miel II	Miel II	Dic 2014	135.2
EMGESA	El Químbo	Dic 2014	395
EPM	Porce IV	Dic 2015	400
ISAGEN	Sogamoso	Dic 2014	800
Hidroeléctrica Pescadero Ituango	Pescadero Ituango	Dic 2018	1200

Fuente: "Colombia Asegura Energía hasta el 2018", Comunicado de Prensa Ministerio de Minas y Energía, 13 de Junio de 2008. <http://www.minminas.gov.co/minminas/prensa.nsf/72d20655189fca0b05256a0900571b2e1c8d23aa6f8e2e3b052574670060711c?OpenDocument>

Ilustración 24. Asignación de OEF a Plantas GPPS

Es de esperar que con el alto crecimiento de la demanda de energía para los años siguientes al 2018 estimados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), nuevos proyectos sean asignados en las próximas subastas a realizar. Sin embargo, es importante mencionar que con la evolución de nuevos recursos de generación alternativos, la imparcialidad del mecanismo de Subasta, asignará recursos eficientes de cualquier tecnología que bajo cualquier circunstancia le den respaldo a las necesidades del mercado y a su vez, se contribuya a emplear recursos que produzcan energía más económica gracias a la mejor eficiencia. Probablemente, la generación en Colombia continuará en el futuro siendo hidro-dependiente debido al alto potencial que posee el país, sin embargo, existirán recursos que den respaldo para garantizar la continuidad en el suministro eléctrico.



4. Conclusiones del Análisis Crítico

Finalmente, las conclusiones de la metodología establecida con el Cargo por Confiabilidad se pueden concentrar bajo los siguientes aspectos:

Las Obligaciones de Energía Firme se constituyen en un compromiso por parte de los generadores que representan activos de generación capaces de entregar energía en cualquier momento según lo determine el CND (cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez) con lo cual se establece un vínculo directo entre la demanda del mercado y los generadores con el objeto de asegurar el cumplimiento en el suministro eléctrico. Al adquirir una Obligación se busca establecer una cantidad apropiada proporcional a la confiabilidad que pueda respaldar una planta de generación y a su vez, que se pueda distribuir de manera efectiva entre los participantes que optimicen sus ofertas.

El Cargo por Confiabilidad remunera la disponibilidad de los activos de generación del parque nacional y por tanto, exige para el caso de las plantas hidráulicas información de hidrología referentes a los caudales pertenecientes al SIN mínima de 20 años y en condiciones extremas del clima define cuales son los niveles de confiabilidad; para una planta térmica exige la contratación de combustibles, almacenamiento y transporte del mismo, todos ellos en Firme; con el objeto tener seguridad y confiabilidad a la hora de realizar una asignación de energía al agente generador que resulte de un proceso de subasta y así; la remuneración con el nuevo esquema sea energía en firme y no como en el caso del Cargo por Capacidad en el cual se remuneraba a los agentes, independientemente de que no generaran plenamente la energía que tenían representada en la capacidad instalada de las plantas.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas soportada en los pronósticos de demanda para los próximos años establecidos por la Unidad de Planeación Minero Energética, establece en el Cargo por Confiabilidad asignar Obligaciones de Energía Firme analizando el horizonte de contratación a largo plazo, mediante un mecanismo nuevo en la contratación de energía eléctrica en el país conocido como subasta, el cual se constituye como un elemento clave para adjudicar tecnología adecuada a precios eficientes que resulten del proceso de “reloj descendente” como mecanismo imparcial a la hora de beneficiar a los ganadores del proceso y que a su vez, aprovecha el excedente de la capacidad instalada para lograr la optimización de los costos. Este mecanismo permite no solo tener garantía en el suministro para los próximos años sino que también, introduce un plan de expansión sometida a competencia para el parque de generación nacional.

A la hora que un agente generador incumpla con los compromisos establecidos mediante la OEF, pierde la remuneración asociada a la energía que dejó de entregar y a su vez, es responsable de los sobrecostos que incurran en el sistema para cubrir con la generación faltante de energía a causa de su incumplimiento. Medida que establece seguridad y seriedad en la energía que comprometen los agentes y que realmente son capaces de suministrar.



La alta volatilidad de los precios de la bolsa de energía colombiana a lo largo de los años ha hecho que se adopten medidas que den más estabilidad y confiabilidad para limitar su comportamiento; razón por la cual el Cargo por Confiabilidad se ha diseñado para exigir a los agentes generadores energía firme cuando el precio de la bolsa supere un umbral establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas denominado precio de escasez. Este precio juega un papel primordial en la eficiencia energética del mercado ya que el valor que se le asigne limita a que el precio de bolsa tenga alzas muy elevadas, buscando que la energía comercializada se realice a un precio razonable para los consumidores y manteniendo en todo momento una remuneración justa al agente generador, todo ello en condiciones de eficiencia económica. La escogencia del valor establecido para el Precio de Escasez según los análisis presentados en (Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Documento 047, 2007)¹¹ concluye que el valor implementado durante el período de transición de US\$13.045/MWh ha sido coherente con las características técnicas e implícitas del mercado.

En la experiencia internacional que se está desarrollado en los mercados eléctricos, los entes regulatorios de los diferentes países están reformando los marcos regulatorios con el objeto de incluir elementos y metodologías que permitan asegurar la suficiencia del mercado ante escenarios de fuerte crecimiento de la demanda. Al implementar el mecanismo de subasta es de vital importancia escoger las reglas con las cuales se desarrolla el proceso debido a que con la planeación que se realice se obtienen resultados transparentes y a su vez, se evita posibles colusiones, poder de mercado y se incentiva la entrada de nuevos inversionistas en el sector. Cabe resaltar que la implementación de subastas trae al mercado una reforma positiva e innovadora que facilitan la expansión de los sistemas bajo niveles de competencia y contribuyen a que la energía comercializada se transe a precios eficientes, que protejan al consumidor y fuercen a los generadores a optimizar sus ofertas.

Cuando se decide asegurar la confiabilidad en el suministro energético con mecanismos como el que establece el Cargo por Confiabilidad, en donde se incentiva a los agentes generadores a mantener disponibilidad en sus activos de generación mediante el reconocimiento de una prima denominada “pago por concepto de cargo por confiabilidad” correspondiente a US\$13.045/MWh durante el período de Transición y que luego corresponderá al precio de cierre de la subasta; implica que el ente regulatorio CREG deba forzar a que la estimación de esa prima (desarrollado en la subasta) sea a un precio muy eficiente en donde exista un balance entre la reducción del riesgo del abastecimiento eléctrico y la eficiencia económica, con el objeto de proteger al usuario final quien a fin de cuentas es el que está recaudando ese dinero en su tarifa domiciliaria con alrededor de 20 pesos por kilovatio-hora consumido.

¹¹ Se recomienda referirse al análisis presentado en esta referencia para comprender que el Cargo por Confiabilidad incentiva a la utilización de tecnología más eficiente y a la implementación de recursos más económicos. Sin embargo, no excluye ningún tipo de tecnología que se decida implementar siempre y cuando se use con eficiencia energética.



En cuanto a la promoción de la inversión en el negocio de generación nacional, fuera de lo presentado en la sección cuatro de este capítulo, cabe mencionar que aquellos nuevos agentes que decidan participar en la primera subasta estarán incentivados no sólo por ingresar al negocio de generación nacional, sino que a su vez, estarán recibiendo la prima que el Cargo por Confiabilidad establece con la cual podrán disminuir la volatilidad en el flujo de caja del proyecto de inversión. *“Si bien para las empresas que entren en la primera subasta, ofrecer en firme esta cantidad de energía les representará inversiones cercanas a los US\$400 millones, el negocio es atractivo. Esto, porque les garantiza ingresos estables por un lapso entre 10 y 20 años, lo que les permite asegurar el cierre financiero del proyecto y establecer sus utilidades. ‘El ingreso del Cargo por confiabilidad le representa a un proyecto hidráulico, aproximadamente entre el 20% y 25% del total de sus ingresos y a un proyecto térmico, entre el 75% y el 85% del total de sus ingresos’, dice Federico Restrepo, gerente de Empresas Públicas de Medellín, EPM”* (Dinero.com, 2008)



Capítulo IV

Conclusiones Generales

I. Conclusiones del Trabajo

La CREG para realizar el proceso de desarrollo de la regulación del Cargo por Confiabilidad realizó un procedimiento guiado por todos los agentes involucrados en el sector eléctrico colombiano y con la asesoría de académicos experimentados en regulación eléctrica y finanzas, con el propósito de diseñar una regulación ajustada al sector colombiano. Sin embargo, con lo evidenciado hasta la fecha, es evidente la cantidad de modificaciones y disposiciones que la CREG ha tenido que efectuar para adaptar la regulación al contexto real, hasta llegar a un compendio en el cual se ha desarrollado cierto grado seguridad regulatoria (ver Anexo 13). Dichas modificaciones han sido causadas en parte, por la serie de comentarios y sugerencias que efectuaron los agentes; lo cual evidencia que la regulación establecida hasta la fecha cuenta con el trabajo suficiente para que el esquema regulatorio pueda cumplir los objetivos trazados. Esta situación permite a los interesados en el esquema, confiar e invertir con seguridad en el negocio de generación, protegidos en parte por la misma regulación del Cargo que se ha mantenido congruente con las políticas de seguridad mencionadas en la sección tres del capítulo anterior.

El Cargo por Confiabilidad además de prever condiciones climáticas críticas, tiene en cuenta situaciones de escasez de combustibles que se podrían presentar para un agente térmico, evalúa las condiciones técnicas de las plantas de generación mediante las pruebas de disponibilidad, crea normas de operación de los embalses asociados al SIN con el objeto de regular la utilización de los embalses, y proporcionar alternativas para cumplir ante todo con el abastecimiento de la demanda doméstica como son los denominados Anillos de Seguridad como mecanismos alternativos para el cumplimiento de las obligaciones. Todas estas disposiciones se han establecido con el propósito de mitigar el poder de mercado que se pueda ejercer por parte de un generador, y asegurar que el mercado cuente con una gran cantidad de energía firme que pueda ser exigida garantizando el abastecimiento total de la demanda del mercado.

La seguridad que brinda el nuevo esquema regulatorio, sustentado en el éxito en cuanto a continuidad e ininterrupción de la regulación del cargo por capacidad como mecanismo anterior vigente, con una duración de diez años, brinda una estabilidad y confianza para los agentes e inversionistas en materia de seguridad jurídica y de las disposiciones que la regulación adopta, manteniendo en todo momento las reglas de juego claras a nivel regulatorio, asegurando una estabilidad de ingresos y una reducción en la volatilidad o riesgo de flujo de caja que un generador asume. Además de ello, el nuevo esquema regulatorio brinda los incentivos necesarios para la inversión y expansión de plantas de generación, de cualquier tipo de tecnología, con el propósito de

Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez



que el parque de generación nacional cuente con diversos recursos de generación que sean suficientes a la hora de brindar respaldo y confiabilidad al suministro de la demanda eléctrica del país bajo situaciones críticas del mercado.

2. Observaciones

El esquema regulatorio del Cargo por Confiabilidad a partir de su entrada en vigencia, está incentivado a los agentes participantes a declarar energía firme proporcional a la capacidad de generación real con que cuenta actualmente la planta, ya que gracias a la verificación que se le realiza a los parámetros técnicos declarados por los agentes, la cantidad de ENFICC declarada, y la realización de las pruebas de disponibilidad continuamente; se permite comprobar realmente la capacidad de generación con que cuenta cada uno de los agentes del mercado. Situación que permite establecer una mayor transparencia en las transacciones del Mercado de Energía Mayorista y se ayuda a dirigir el mercado a un modelo mucho más competitivo y eficiente.

Las subastas de reloj descendente y de sobre cerrado como mecanismos de asignación de las Obligaciones de Energía Firme, permiten que el Cargo por Confiabilidad sea asignado mediante un mecanismo transparente en donde el precio que se remunera a los agentes es establecido por las fuerzas del mercado y no fijado como anteriormente se hacía en el Cargo por Capacidad. Al establecer las Obligaciones mediante subastas se incentiva el ingreso de nuevos recursos de generación, con el objeto de cumplir con el compromiso que tiene el gobierno colombiano hacia el abastecimiento del suministro eléctrico a los usuarios domésticos según está establecido las leyes 142 y 143 de 1994.

Fuera las observaciones que se presentan en este trabajo, cabe resaltar algunos de los comentarios que se mencionan en (Dinero.com, 2008), donde se citan varios puntos de vista de algunos de los gerentes de las empresas generadoras del país, referentes a la construcción de los nuevos proyectos a ser adjudicados en la subasta, necesarios para expandir la capacidad instalada en el país. Primero el presidente de EPSA dice que *"el desarrollo de este tipo de proyectos tiene muchas incertidumbres. Es necesario medirlas con mucha seriedad, porque presentarse a una subasta, ganarla y no cumplir es un golpe económico para las empresas que puede afectar su desarrollo"*; luego el gerente de energía de EPM, Jesus Aristizabal menciona en referencia al tiempo y cumplimiento de construcción de proyectos de generación, que existen varios factores que hay que considerar debido a que *"existe un taco en la producción de los equipos, y las compañías fabricantes están congestionadas con esos pedidos"*; finalmente según lo que se menciona en la referencia citada, se comenta acerca de la problemática que podría existir en cuanto a la celeridad y prioridad que se les dé al análisis y estudios de las licencias ambientales de los nuevos proyectos y que según menciona Rubio, funcionario de ENDESA que *"el trámite de las licencias ambientales es más complejo y se demora en el tiempo"* sin embargo, en dicha referencia se menciona que las autoridades eléctricas han manifestado que las garantías que los agentes presentan deben cumplir



con los procesos de construcción (Curva S) y asegurar que los proyectos se ejecuten según están previstos.

Una problemática que podría establecerse en el Cargo por Confiabilidad es la inquietud que plantea la presidenta ejecutiva de Acolgen ante el doctor Hernán Martínez Torres, ministro del Ministerio Minas y Energía de Colombia, en cuanto a que *“Existe la preocupación sobre plantas que entrarán a partir del 2012, que a pesar de haber operado significativamente en el pasado, tendrán para el mercado colombiano el carácter de “nuevas”; preocupación porque, para garantizar la confiabilidad y la entrega de su energía firme en cualquier momento, se requiere que garanticen que son instaladas con un estándar de mantenimiento que las haga comparables con plantas que sean construidas para operar por primera vez”* (Vélez Jara, 2008).

3. Líneas de Desarrollo

Luego de la realización de éste trabajo de grado, se recomienda realizar un seguimiento de la regulación asociada al Cargo por Confiabilidad, evaluando si aun se continúa manteniendo en esencia los objetivos trazados con la regulación analizada hasta la fecha. Para esto se recomienda realizar un estudio cuantitativo de las variables que reflejen la efectividad del Cargo por Confiabilidad como un esquema que introduce competitividad en los precios, efectividad y disponibilidad en las plantas de generación. Este posible estudio brindaría información relevante con la cual se tendría de forma más concisa y evidente, el cumplimiento de los objetivos que se pretenden introducir conforme a las necesidades del mercado eléctrico; principalmente, el abastecimiento de la Demanda Doméstica y la entrada de suficientes inversiones nuevas en recursos de generación.

Otro trabajo de investigación que surge a partir del análisis presentado en este documento, consiste en diseñar un simulador de subastas en el cual se puedan implementar los diferentes tipos de mecanismos descritos en el primer capítulo, con el cual se podría evaluar mucho más la efectividad de cada uno de los métodos y así, poder conocer a ciencia cierta las características de desempeño y efectividad que se obtienen en el proceso de los distintos mecanismos. Así mismos en dicho trabajo sería de gran importancia investigar en forma más profunda, la experiencia internacional en subastas implementadas a lo largo del tiempo; con lo cual se pueda comparar los resultados que se han obtenido en el mundo, con las respuestas que se obtendrían de una simulación con el modelo a desarrollar; esto permitiría generar conclusiones y recomendaciones a los modelos implementados.

Como un tercer trabajo a realizar, surge la necesidad de evaluar el nuevo esquema de mercado a implementar a corto plazo en el país, referente al desarrollo del proyecto de un sistema estandarizado de contratos bilaterales; según ha manifestado la Comisión de Regulación de Energía y Gas recientemente (Circular CREG 044 de 2007). Inicialmente el Mercado Forward de Energía es la propuesta regulatoria a implementar para poder estandarizar y regular los contratos bilaterales, que en el caso colombiano se ha denominado en primera instancia como Mercado Organizado



Regulado – MOR. *“Junto con el Mercado de Energía Firme o Mercado de Confiabilidad, el Mercado Forward de Energía provee cobertura de precios para los consumidores. Para los consumidores regulados la cobertura de precio es del 100%, el Mercado Forward provee cobertura de precio desde cero hasta el precio de escasez (aproximadamente \$260 pesos colombianos de enero de 2007) y el mercado de energía firme provee cobertura sobre el precio de escasez”* (Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA), 2007).



Referencias Bibliográficas

Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN). (2007). Inversionistas de Latinoamérica, Norteamérica y Asia manifestaron su interés en participar en subastas de energía. *Boletín ACOGEN*.

Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios y Actividades Complementarias e Inherentes (ANDESCO). (2007). *Energéticos para la Competitividad*.

Colombia, C. d. (1994). *Ley 142 de 1994: Ley de Servicios Públicos Domiciliarios*.

Colombia, C. d. (1994). *Ley 143 de 1994: Ley Eléctrica*.

Comisión de Integración Energética Regional (CIER). (2007). III Congreso CIER de la Energía - CONCIER 2007. Medellín.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Documento 047. (2007). *Análisis Precio de Escasez - Documento para Discusión*.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 008. (2007). *Por la cual se adicionan y modifican algunas normas sobre la promoción de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme*.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 031. (2007). *Por la cual se adoptan las decisiones de que trata el Artículo 18 y demás disposiciones de la Resolución CREG-071 de 2006, para llevar a cabo la primera Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo*.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 071. (2006). *Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía*.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 085. (2007). *Por la cual se modifican, aclaran y adicionan disposiciones de la Resolución CREG-071 de 2006 y se dictan otras normas, sobre el Cargo por Confiabilidad*.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 101. (2007). *Por la cual se modifican y adicionan normas de la Resolución CREG 071 de 2006 y de la Resolución CREG 085 de 2007, relacionadas con la asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad*.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 102. (2007). *Por la cual se adopta el Reglamento de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad en el Mercado de Energía Mayorista*.

Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez



Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) - Resolución 112. (2006). *Por la cual se adoptan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista tendientes a promover la competencia.*

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2007). *Análisis de los Aspectos Relevantes Relacionados con la Seguridad Jurídica en Materia del Cargo por Confiabilidad.*

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (2005). *Principios, Criterios de Evaluación y Alternativas a la Remuneración por Confiabilidad en el SIN.*

CREG - Sitio Web Oficial Cargo por Confiabilidad. (2007). *Cargo por Confiabilidad, Esquema Regulatorio para Asegurar la Confiabilidad en el Suministro de Energía Eléctrica en Colombia, Una Visión de Largo Plazo.* Obtenido de www.creg.gov.co/cxc

Dinero.com. (2008). Fiebre de Energía. *Dinero* .

elEconomista.es. (2007). Endesa e Iberdrola, principales adjudicatarias en la tercera subasta de tarifa de último recurso. *elEconomista.es* .

Enervía. (Julo de 2006). Obligación de Contratación de Electricidad en el Mercado a Plazo para Distribuidores. *Enervía* .

Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM). (2008). *Asignación de OEF vigencias 2006-2007, 2007-2008, 2010-2011 y 2011-2012.*

Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM). (2008). *Boletín XM: Proceso de Asignación Plantas GPPS.*

Expertos en Mercados S.A E.S.P (XM) y Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA). (2007). *Infomemo, Promoción de la Primera Subasta de Energía Firme.*

Felizzola Cruz, J. A. (2007). *Metodología para el Seguimiento del Mercado de Energía a partir de la Regulación.* Bucaramanga: Trabajo de Grado en Maestría en Ingeniería Eléctrica, Universidad Industrial de Santander.

Hispanista. (2008). La cuarta subasta de electricidad de último recurso coloca 7000 MW entre seis distribuidors. *Hispanista, Cursos de Formación* .

Martínez, G. (2008). *Experiencia Internacional Subastas de Energía, Primeras Jornadas de Generación ACOLGEN.* CRA Internacional.

Ministerio de Minas y Energía (MME). (2008). *Comunicado de Prensa: Colombia Asegura Energía Hasta el 2018.*

Ministerio de Minas y Energía (MME). (2008). *Comunicado de Prensa: Colombia Asegura Energía para el 2013.*

Montenegro, A. (1991). *Hacia la Participación del Sector Privado en el Servicio de Energía Eléctrica.*



Pérez Cardona, R., & Chinchilla Herrera, W. (2004). Garantía de Suministro en Generación en Colombia. *Ecos Economía* .

Prada Sánchez, J. E., & Ospina Arciniegas, J. P. (2004). *Análisis y Evaluación del Cargo por Capacidad en la Generación de Energía Eléctrica en Colombia*. Bogotá: Trabajo de Grado en Ingeniería Industrial, Pontificia Universidad Javeriana.

Rey Barrera, F. (2008). *La Subasta CESUR y el Nuevo Modelo Español de Mercado, Jornadas de Generación Organizada por ACOGEN*. Bogotá: Frontier Economics.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2008). *Informe de Avance del Plan de Expansión de Generación y Transmisión*.

Universidad EAFIT. (2006). Descripción del Funcionamiento del Sector Eléctrico Colombiano. *Revista Ecos de Economía* .

Vélez Jara, M. Z. (2008). *Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN)*. Obtenido de www.acolgen.org.co



Bibliografía Adicional

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Elementos de Seguridad Jurídica Obligaciones de Energía Firme”, Bogotá Abril de 2007, Disponible en la página oficial de la CREG para el Cargo por Confiabilidad, <<http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/documentos/presentaciones.htm>>

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Metodología para Estimar Energía Disponible Adicional de Plantas Térmicas para un Mes con Destino al Mercado Secundario de Energía Firme – EDAPTM”, Bogotá Abril 19 de 2007, Disponible en la página oficial de la CREG para el Cargo por Confiabilidad, <<http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/documentos/presentaciones.htm>>

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Reglamento Subasta CxC, Bogotá Abril 19 de 2007”, Disponible en la página oficial de la CREG para el Cargo por Confiabilidad, <<http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/documentos/presentaciones.htm>>

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Régimen Jurídico de la Generación de Energía Eléctrica – Caso Colombiano –”, <http://www.cne.es/cd_navidad/CNE/06_regulacion_ambito_internacional/download/V_Edicion_Curso_Ariae/DIA%2021%20DE%20NOVIEMBRE/N%2018_R%20C9GIMEN%20JUR%20CDDICO%20DE%20LA%20GENERACI%20N%20DE%20ENERG%20CDA%20EL%20CTRICA.ppt>

Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM S.A. E.S.P.), Banco Bilbao Vizcaya Argentina (BBVA) y Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “Primera Subasta de Energía Firme en Colombia, Resumen Ejecutivo”, <<http://www.xm.com.co>>

Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM S.A. E.S.P.), “Cargo por Confiabilidad, Introducción”, <[http://www.xm.com.co/pragma/documenta/XM/formas/5925/CxC%20Introducción%20\(2\).pdf](http://www.xm.com.co/pragma/documenta/XM/formas/5925/CxC%20Introducción%20(2).pdf)>

Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM S.A. E.S.P.), “Capacitación Introductoria Cargo por Confiabilidad, Introducción”, Noviembre 21 de 2006, Memorias de Seminarios 2006, <<http://www.xm.com.co>>

Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM S.A. E.S.P.), “Demanda de Electricidad, Producción e Intercambios Enero de 2008”, 20 de Febrero de 2008, <http://sv06.xm.com.co/gmem/Admon_Mcdo/Informes/Informe_Demanda/2008/demanda_enero_08.pdf?pragma=no-cache&expires=-1>

Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM S.A. E.S.P.), “Garantías Cargo por Confiabilidad” Febrero 18 de 2008, <<http://www.xm.com.co/pragma/documenta/XM/formas/7188/GARANTIAS%20CXC%20Feb-18-2008.pdf>>

Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez



Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM S.A. E.S.P.), “Informe del Mercado de Energía Mayorista Enero de 2008”, 21 de Febrero de 2008, <http://sv06.xm.com.co/gmem/Admon_Mcdo/Informes/Informe_Junta/mem-enero-2008.pdf?pragma=no-cache&expires=-1>

Expertos en Mercados S.A. E.S.P. (XM S.A. E.S.P.), Ministerio de Minas y Energía y Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), “abc, Cargo por Confiabilidad”, <<http://www.xm.com.co/pragma/documenta/XM/formas/7266/abc2.pdf>>

Frank A. Wolak, “Recommendations on the “Proposal for Determining and Assigning the Reliability Charge for the Wholesale Energy Market”, Department of Economics, Stanford University, <http://www.creg.gov.co/cxc/download/documentos/presentaciones/recommendations_proposal_%20for_determining_assigning_reliability_charge.pdf>

Peter Cramton and Steven Stoft, “Colombia Firm Energy Auction”, Diciembre 18 de 2006, Disponible en la página oficial de la CREG para el Cargo por Confiabilidad, <<http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/documentos/presentaciones.htm>>

Teknecon Energy Risk Advisors (TERA) LLC, “Cargo por Confiabilidad and Sistema Electrónico de Contratos Estandarizados”, Marzo 08 de 2005, <http://www.creg.gov.co/cxc/download/documentos/presentaciones/cargo_por_confiabilidad_sec.pdf>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), “Boletín Estadístico de Minas y Energía 2002-2007”, <<http://www.simco.gov.co/Portals/0/archivos/Boletin%20estadistico.pdf>>



Anexos

Disposiciones para el Cargo por Confiabilidad

El cambio continuo de las resoluciones emitidas por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas con respecto a las normativas a instaurar para el Cargo por Confiabilidad, en conjunto con la diversidad de preguntas, comentarios e inquietudes presentadas ante el regulador por parte de los Agentes Generadores; han hecho que la normativa del nuevo esquema en su Período de Transición experimente varias modificaciones, anexos y de rogativas, con el objeto de establecer y acoplar finalmente la normativa a instaurar en la Regulación Eléctrica del país. Esta situación ha hecho que en el transcurso del tiempo, muchas de las resoluciones emitidas por la CREG ya no sean vigentes y a su vez, la información final de la normativa se encuentre desagrupada en varias resoluciones complicando el rápido entendimiento para los interesados.

Teniendo en cuenta lo anterior, a través los siguientes anexos, creados a partir de la revisión de las veintiocho resoluciones durante un año, emitidas desde noviembre de 2006 (ver Anexo 12); se proporciona una fuente de información completa y estructurada que facilita a los interesados a conocer de forma precisa cuales son las disposiciones vigentes del esquema regulatorio hasta final del año de 2007.



ANEXO I

Generalidades del Cargo por Confiabilidad

I. Períodos Definidos en el Cargo por Confiabilidad

En la planeación del Cargo por Confiabilidad y en el establecimiento pleno de este nuevo esquema regulatorio según la normativa que ésta establece, se han definido unos tiempos característicos en donde se busca la adaptación de la regulación vigente con las nuevas disposiciones emitidas por la CREG. Dichos períodos definidos son:

1. Período de Transición
2. Período de Precalificación
3. Período de Planeación
4. Período de Vigencia de la OEF

Una ayuda gráfica para ver los límites de tiempo en cada uno de los períodos se muestra a continuación:



Ilustración 25. Períodos del Cargo por Confiabilidad

En dichos períodos los agentes generadores y reguladores, van estableciendo las pautas para irse adaptando y acoplado con el cumplimiento de las obligaciones y normativas que van conduciendo al establecimiento pleno del Cargo por Confiabilidad, situación que se cumple hasta el momento en que entren en vigencia las Obligaciones de Energía Firme y se cumpla de esta forma con el objeto del Cargo.

Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez



1.1 Período de Transición

Período que inicia el primero de diciembre de 2006 como fecha de entrada del esquema regulatorio del Cargo oficialmente, y finaliza el treinta de noviembre de 2012, día en el cual entran en vigencia las OEF asignadas en la subasta.

En el período de transición como su nombre lo indica se ajustan las disposiciones finales del establecimiento del Cargo por Confiabilidad en donde hay normativas y obligaciones diferentes que hacen que los generadores puedan involucrarse en la reglamentación del Cargo de una manera más rápida y contribuir de esta forma a comenzar con los planes de expansión en capacidad para el parque eléctrico nacional.

1.2 Período de Precalificación

Este período está definido entre el tiempo en que el agente regulador CREG expide formalmente la fecha de apertura de la Subasta mediante resolución aparte, hasta la fecha de dicha apertura. Estas fechas han sido definidas como el 20 de noviembre de 2007 mediante la resolución CREG 031 de 2007 dando inicio al periodo de precalificación, hasta la fecha del 6 de mayo de 2008 que corresponde al día de apertura de la primera Subasta. En el periodo de Precalificación los agentes generadores conociendo el tiempo de apertura de la Subasta tienen la opción de remitir la información exigida para recibir asignaciones de energía firme, para los años que la CREG ha dispuesto antes del período de asignación que se planea asignar en la Subasta.

1.3 Período de Planeación

Está definido como el tiempo que transcurre entre la fecha de ejecución de la Subasta y el tiempo de inicio de la Vigencia de las OEF asignadas en la Subasta. En este período se asignaran Obligaciones de energía Firme, sin embargo finalizado este período finaliza el período de Transición y con él toda las consideraciones hechas para adaptarse al cargo, ya que a partir de allí, la CREG sobreentendiendo que los agentes interesados a la Normatividad del Cargo por Confiabilidad se han podido adaptar, y la reglamentación se ha establecido correctamente.

1.4 Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme

Es el período de tiempo durante el cual las asignaciones de Obligaciones de Energía Firme se hacen vigentes y exigibles; en donde los agentes generadores que poseen dichas asignaciones, están comprometidos a generar siempre y cuando se presente la situación de Escasez. Esta situación se presenta cuando el Precio de Bolsa supera al Precio de Escasez vigente haciendo que los agentes con asignaciones cumplan con sus obligaciones de conformidad con el Despacho Ideal.



2. Tipo de Plantas en el Cargo por Confiabilidad

En la normatividad establecida por el Cargo por Confiabilidad, en busca de establecer incentivos a inversionistas y agentes del mercado, se han definido cuatro modalidades de plantas en las que implícitamente se tienen en cuenta los esfuerzos particulares por ampliar la capacidad del parque generador nacional, dichas modalidades de plantas son:

1. Planta y/o Unidad de Generación Nueva: Es aquella planta y/o unidad de generación que no ha iniciado la etapa de construcción al momento de efectuar la Subasta o el mecanismo de asignación vigente.
2. Planta y/o Unidad de Generación Especial: En esta clasificación se consideran aquellas que se encuentran en proceso de construcción o instalación a la fecha de ejecución de la Subasta o del mecanismo que haga sus veces, además de las plantas y/o unidades instaladas que vayan a ser repotencializadas según unos márgenes de exigencia predeterminados que se muestran a continuación:

Condición para acceder a Planta Especial luego de repotenciación:

- Primera Opción: Si su ENFICC antes de la repotenciación es menor o igual a 2 TWh-años, su incremento de ENFICC debe ser mayor o igual al 40% de la inicial.
- Segunda Opción: Si la ENFICC inicial es mayor a 2 TWh-año, su incremento de ENFICC debe ser mayor o igual a 0.8 TWh luego de la repotenciación.

Las plantas de generación nuevas y especiales tiene una obligaciones adicionales según se ilustra en el Anexo 10, sección I.

3. Planta y/o Unidad de Generación Existente: Esta definida como aquella planta y/o unidad de generación que al momento de efectuar la Subasta, o el mecanismo de asignación que haga sus veces, esté en Operación Comercial. Entendiendo como Operación Comercial cuando una unidad de generación esta activa y disponible para ser despachada según los requerimientos del sistema eléctrico.
4. Planta y/o Unidad de Generación Existente con Obras: Una planta y/o unidad de generación existente que decida realizar alguna obra de repotenciación inferior a la clasificación de planta Especial, deberá cumplir con las siguiente características para estar en esta clasificación:
 - Primera Opción: Si su ENFICC es menor o igual a 2 TWh- año, su incremento en ENFICC debe ser mayor a 0.4 TWh-año y menor al 40% de la misma.
 - Segunda Opción: Cuando su ENFICC sea mayor a 2 TWh-año, su incremento de ENFICC debe ser mayor 0.4 TWh-año y menor a 0.8 TWh-año.



Anexo 2

Valoración de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad

I. Cálculo de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad

La ENFICC se calcula por cada agente teniendo en cuenta parámetros y reglas establecidas, por tanto para la ENFICC cada tipo de planta se calculan de la siguiente manera:

I.1 Planta Hidráulica

Para el cálculo de la ENFICC de una planta hidráulica se evalúa como periodo de optimización un tiempo de un año, que abarca desde el primero de mayo del año inicial hasta el treinta de abril del siguiente año en donde se evalúa periodos de un año como periodos de optimización hasta completar el horizonte de análisis, el cual viene determinado según la información hidrológica oficial del SIN por cada planta.

A cada planta se le considerara dos tipos de ENFICC, Una ENFICC base que corresponde a aquella generación que es capaz de entregar la planta en la condición del 100% de probabilidad de ser superado. Y una segunda ENFICC que corresponde al 95% de probabilidad de ser superado respecto a la curva de distribución de probabilidades.

Dicha curva es una distribución de probabilidad de cada planta, según la ENFICC que se obtiene de cada periodo de optimización ordenada ascendentemente, la cual viene expresada en kilovatios hora día año (kWh-día/año) entre los límites de cero al cien por ciento de probabilidad de ser superados, los cuales corresponden al menor y mayor valor de la curva respectivamente.

Inicialmente la energía firme para el cargo por confiabilidad por parte de las plantas hidráulicas esta establecida como una ENFICC Base que se obtiene según se describe a continuación. El agente generador puede declarar otro valor por encima del base, el cual debe ser inferior a la ENFICC del 95% de Probabilidad de Ser Superado (PSS) ya que si llegase a declarar una ENFICC superior a esta, automáticamente se le asigna la ENFICC Base. Por tanto para este nuevo valor de ENFICC se debe respaldar con una garantía acorde la diferencia declarada respecto a la Base. Dicha garantía se exige a partir del segundo año del Periodo de Transición.

Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez



En caso tal que un agente decida declarar una ENFICC inferior a la ENFICC base, podrá hacerlo teniendo en cuenta que este valor se debe mantener constante durante cinco años, el cual no se posible modificar bajo ningún motivo; circunstancia que hace que exista un mayor compromiso de seriedad y compromiso a la hora de declarar dicho parámetro.

Partiendo de un análisis mensual en un determinado mes m , a la hora de conocer el nivel del embalse propio del generador, se establece el siguiente balance:

$$\mathcal{E}_m = \mathcal{E}_{m-1} + a_m - \tau_m - v_m$$

En donde cada término representa:

- \mathcal{E}_m : volumen del embalse al final del mes m (Mm^3).
- a_m : aportes en el mes m (Mm^3).
- τ_m : turbinado en el mes m (Mm^3).
- v_m : vertimientos durante el mes m (Mm^3).

Balance que es usado en un modelo de optimización que determina el valor de ENFICC correspondiente (ver Resolución CREG 079 de 2007, Anexo 9). Este modelo tiene en cuenta características y restricciones propias de cada uno de los sistemas hidráulicos nacionales, en el cual se precisa para cada uno de ellos:

1. La topología de la planta o grupo de plantas.
2. Los límites del embalse: mínimo técnico y máximo técnico.
3. Restricciones de uso del embalse: curva guía mínima y curva guía máxima.
4. La curva guía inferior de un embalse solamente puede ser afectada para cumplir con los flujos mínimos para acueducto y riego, en aquellos períodos donde no es posible cumplirlos, sin remover esta restricción.
5. Capacidad de turbinamiento máxima y mínima de la planta.
6. Índice de Disponibilidad Histórica de Salidas Forzadas – IHF (ver el numeral 2.2.3)
7. Capacidad máxima de bombeo.
8. Capacidad de canales de descarga.
9. La Información Hidrológica Oficial del SIN



Sin embargo, el modelo computacional HIDENTICC a emplear para el cálculo de la ENFICC considera que:

- a) Solamente se generará por encima de la Energía Disponible Adicional de cada período de optimización, en los meses en que el nivel de embalse sea igual o mayor al de la curva guía máxima o el nivel de espera definido por el volumen de espera, en caso de tenerlo.
- b) Vertimientos solamente se pueden dar cuando se supere el límite máximo del embalse y la máxima capacidad factible de la planta.
- c) El nivel del volumen del embalse sólo podrá estar por encima de la curva guía máxima o el nivel de espera, si lo tiene la planta, cuando la planta haya alcanzado su capacidad máxima de turbinamiento.
- d) El nivel del volumen del embalse sólo podrá ser menor o igual a la curva guía mínima, si la tiene la planta, cuando la planta este turbinando $0 \text{ m}^3/\text{s}$.

Dicho modelo computacional aplica para tres tipos de configuraciones de plantas hidráulicas:

i) Plantas Autónomas. Una planta autónoma es aquella que está compuesta por el conjunto embalse-planta, conformando así el sistema.

ii) Conjuntos de Embalse-Planta. Está compuesta por un conjunto de plantas autónomas en cadena, de forma que su ENFFIC se calcula partiendo de la primera planta aguas arriba (G1) de forma autónoma y para la siguiente planta (G2) se utiliza el mismo modelo considerando además como aportes al embalse asociado a dicha planta, además del aporte natural, se incluye el caudal turbinado y/o vertido de la planta aguas arriba que es obtenido en el paso anterior. Y así sucesivamente para las plantas aguas abajo.

iii) Sistema de Varios Embalses asociados a Cadena de plantas. La ENFICC es calculada a la primera planta aguas arriba (G1) aplicando la metodología a la cadena de embalses asociados aguas arriba. La ENFFIC de la segunda planta se hace de forma autónoma considerando como aportes extras al natural, el caudal turbinado y/o vertido de la planta aguas arriba que se ha optimizado con los varios embalses que están asociados.

El desarrollo matemático del modelo esta descrito en la resolución CREG 079 de 2006, donde se muestra con detalle cada uno de los pasos y análisis en la optimización. Este modelo matemático tiene como función objetivo maximizar la ENFICC sujeta una serie de restricciones que están implícitas con las características propias de las plantas hidráulicas

No obstante, la ENFICC de un sistema de varios embalses asociados a una misma planta de generación se puede calcular con el modelo convencional del anexo o usando ese mismo modelo con una optimización en dos fases para el periodo anual. Esta última optimización permite en la iteración inicial calcular la ENFICC para dicho periodo con la metodología convencional descrita



según el anexo, y en la segunda iteración maximiza el volumen final de cada periodo manteniendo constante la ENFICC calculada en la iteración anterior.

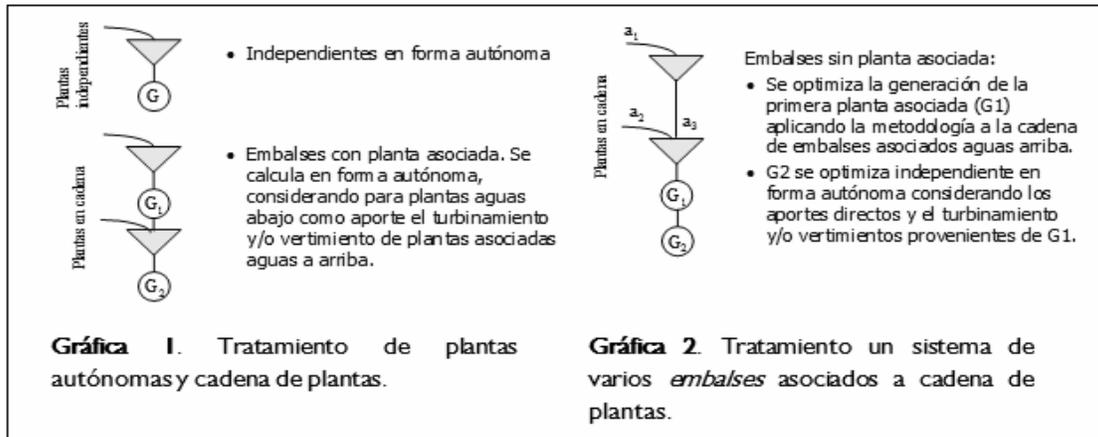


Ilustración 26. Esquema de Embalses Asociados a Cadena de Plantas

Finalmente la ENFICC anual que podrá declarar el agente generador será:

$$ENFICC = E_D * d_m$$

Donde:

- E_D : ENFICC declarada por el generador en (kWh/día)
- d_m : Número de días del año

Y en caso tal que existan varias unidades para un agente generador, la ENFICC de cada una de las unidades de la planta será la ENFICC anual dividida entre el número de unidades respectivamente.

1.2 Plantas Térmicas

La ENFICC anual de las plantas o unidades térmicas ($ENFICC_{PT}$) considera las condiciones de abastecimiento de combustibles y el índice de indisponibilidad de salidas forzadas de la planta, esta ENFICC está determinada por la siguiente expresión:

$$ENFICC_{PT} = \frac{\sum_{i=1}^n CEN_i \times \beta_i \times h_i}{d_{año}}$$

Donde:



- n : Número de combustibles con los que cuenta la planta para operar. Con la excepción de que si la planta utiliza más de un combustible al tiempo, el valor de n será igual a uno (1).
- CEN_i : Capacidad Efectiva Neta (MW) con el combustible i o la combinación de combustibles.
- h_i : Horas de Operación con el combustible i o la combinación de combustibles. En donde se debe cumplir que la suma de h_i para los n combustibles de la planta, será igual al número de horas del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.
- $d_{\text{año}}$: Días del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.
- β_i : Factor entre 0 y 1 para el combustible i o la combinación de combustibles.

Este valor β_i corresponde al menor valor entre los siguientes índices:

1. Disponibilidad de la Planta (1-IHF), donde IHF será el Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas.
2. Índice de Disponibilidad de suministro de combustibles para operación continua (IDS).
3. Índice de Disponibilidad de Transporte de de gas natural para operación continua (IDT).

1.2.1 Índice de Disponibilidad de Suministro de Combustibles (IDS)

Este índice pretende mostrar la disponibilidad de combustibles con los que cuenta un agente, soportando así la capacidad de respaldo que podría ofrecer acorde con la contratación en firme de cada uno de sus combustibles, con lo cual estará en capacidad de cumplir con la operación continua de la planta.

El Índice de Disponibilidad de Suministro de Combustibles (IDS) para operación continua viene expresado por la relación:

$$IDS = \frac{\left(\sum_{i=1}^n IMM_i \times CS_i + CA_i \right) + CR}{CM}$$

Donde:

- n : Número de combustibles de los que dispondrá la planta para operar al mismo tiempo.



- CS_i : Cantidad de energía del combustible i , expresada en MBTU, contratada para suministro en firme del combustible i en el primer año del Período de Vigencia de la Obligación.
- CR : Cantidad de energía de respaldo. Considera la energía contratada con otros agentes para respaldar las Obligaciones de Energía Firme en las horas de mantenimiento programado.
- IMM_i : En el caso de gas natural, corresponde al mínimo entre uno (1) y el resultado del balance de suministro en firme de gas natural. Para combustibles distintos de gas, este valor es igual a uno (1).
- CA_i : Cantidad de energía almacenada del combustible i , expresada en MBTU, disponible al inicio del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.
- CM : Cantidad de energía requerida para operar a plena Capacidad Efectiva Neta durante el año de la Obligación de Energía Firme, expresada en MBTU. Dicha cantidad viene expresada por la siguiente fórmula:

$$CM = Heat\ Rate_i \times CEN_i \times h_i$$

Donde:

- $Heat\ Rate_i$: Eficiencia declarada de la planta o unidad de generación térmica con el combustible i , o la combinación de combustibles, expresada en MBTU/MWh.
- CEN_i : Capacidad Efectiva Neta de la planta y/o unidad de generación con el combustible i o la combinación de combustibles, expresada en megavatios (MW).
- h_i : Horas de Operación con el combustible i o la combinación de combustibles.

1.2.2 Índice de Disponibilidad de Transporte de combustible para Operación Continua (IDT)

Este índice expresa como su nombre lo indica la Disponibilidad con que la planta cuenta en cuanto al transporte de su combustible. Este índice viene aplicado proporcionalmente a la cantidad de gas natural que será utilizado para su operación continua.

- ✓ ***Plantas o Unidades de Generación Térmica a gas natural***

El índice IDT en este tipo de plantas se calcula mediante la relación:



$$IDT = \min \left[1, \frac{TCR \times CT + CR}{CM} \right]$$

Donde:

- CT: Cantidad de energía, expresada en MBTU, asociada al transporte de gas natural contratado en firme en el primer año del Período de Vigencia de la Obligación
- TCR: Índice de Disponibilidad de transporte de gas natural evaluada por la CREG.
- CM: Cantidad anual de energía, expresada en MBTU, que debe ser transportada para operar a plena Capacidad Efectiva Neta durante el año de la Obligación de Energía Firme
- CR: Cantidad de energía de respaldo expresada en MBTU. Incluye declaraciones de Respaldo o energía contratada con otros agentes para respaldar las Obligaciones de Energía Firme en horas de mantenimiento programado. El valor IDT será uno (1) en caso tal que la planta se encuentre ubicada en boca de pozo, por tanto no requiera transporte.
- ✓ ***Plantas o Unidades de Generación Térmicas con capacidad de operar con más de un combustible***

En este caso, el Índice de Disponibilidad de Transporte de combustible (IDT) para operación continua se evalúa según la expresión siguiente:

$$IDT_{gas} = \min \left[1, \frac{CT_{gas}}{IMM_{gas} \times CS_{gas}} \right]$$

Donde:

- IDT_{gas} : Índice de Disponibilidad de Transporte de gas.
- IMM_{gas} : Cuando se emplea gas natural, este valor corresponde al mínimo entre uno (1) y el resultado que se obtiene del balance de suministro en firme de gas natural.
- CT_{gas} : Cantidad de energía, expresada en MBTU, asociada al transporte de gas natural contratado en firme en el primer año del Período de Vigencia de la Obligación. El valor de esta variable es el menor entre la declarada por el agente y la disponibilidad de transporte de gas evaluada por la CREG.
- CS_{gas} : Cantidad de energía procedente del gas natural, expresada en MBTU, que puede ser suministrada en firme para el primer año del Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme.



$$IDT = \frac{\sum_{i=1}^n IDT_i \times (IMM_i \times CS_i + CA_i)}{\sum_{i=1}^n IMM_i \times CS_i + CA_i}$$

Donde:

IDT: para combustibles diferentes a gas natural es igual a 1.

IMMi: Para combustibles distintos de gas natural, este valor es igual a uno (1).

CSi: Cantidad de energía del combustible i, expresada en MBTU, contratada para suministro en firme del combustible i en el primer año del Período de Vigencia de la Obligación.

Por tanto para plantas de generación térmica, la ENFICC de cada una de las unidades será igual a la ENFICC de la planta dividida entre el número de unidades.

1.2.3 Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas –IHF

EL IHF es una variable que se emplea tanto en el calculo de la ENFICC para Plantas Hidráulicas como para Plantas Térmicas, este índice refleja como su nombre lo indica, las indisponibilidades que ha tenido la planta ante eventos forzados que la han hecho salir de generación, sin incluir aquellos eventos que no están bajo control del agente como lo son:

- Fallas en el STN o en el STR
- Racionamientos de gas natural declarados por el Ministerio de Minas y Energía

Por tanto para la estimación de la ENFICC de plantas hidráulicas se considera el IHF por planta el cual tiene como margen de error permitido una desviación del valor de IHF inferior o superior al calculado en menos un 10%. Para las plantas Térmicas se considera el IHF por unidad a menos que la unidad no pueda operar en forma individual, caso en el cual se hará por planta, en donde para ambos casos también se permite un error del 10% igual al de las plantas hidráulicas.

Sin embargo hay que tener en cuenta que para la estimación de la ENFICC de centrales hidroeléctricas se considera el IHF por planta, y para las centrales termoeléctricas se considera el IHF por unidad, con la excepción de aquellas plantas que declaren que las unidades que la componen no operan en forma individual, cano en el cual se hace por planta.

El cálculo del índice de indisponibilidad IHF se halla según la expresión:

$$IHF = \frac{HI + HD}{HI + HO}$$



Donde:

- IHF: Indisponibilidad Histórica Forzada
- HI: Horas de indisponibilidad forzada sin considerar horas de mantenimiento programado.
- HO: Horas de operación o en línea.
- HD: Horas equivalentes de indisponibilidad por derrateos sin considerar mantenimientos programados. Entendiéndose por derrateo el caso en el cual la planta genera por debajo de la generación ofertada

El HD se calcula como:

$$HD = \sum_{i=1}^{HO} \frac{CEN - CD_i}{CEN} * H$$

Donde:

- CEN: Capacidad efectiva neta de la unidad o planta
- CD_i : Capacidad disponible durante la hora i
- H: Constante de conversión de unidades (1 hora)

Debido a que en las variables HI y HD existe la opción de descontar las horas de mantenimiento programado, para hacer menor el IHF según lo esperado por los agentes, los mantenimientos hay que respaldarlos mediante Declaraciones de Respaldo con Contratos de Respaldo. Respaldo que se hace valido en el momento que es registrado ante el ASIC por el agente.

En el Período de Transición las variables HI y HD se calculan con los eventos de generación que están registrados en los sistemas de información del CND.

a. Indisponibilidad Histórica Forzada para Plantas y/o Unidades de Generación con Información de Operación Insuficiente.

El IHF de las Plantas y/o Unidades de Generación con Información de Operación Insuficiente se calculará con la información correspondiente a las estaciones de verano de los tres (3) últimos años de operación.

b. Indisponibilidad Histórica Forzada para Plantas y/o Unidades de Generación con Información Reciente.



El procedimiento para conocer los índices respectivos a las plantas y/o unidades térmicas, se referencia según la tabla a continuación. Sin embargo el procedimiento completo es explicado mediante un mapa conceptual que es expuesto luego de la tabla.

Tabla 7. Indisponibilidad Histórica Forzada

Tipo de Tecnología	1er. Año (1ª.columna)	2o Año (2a Columna)	3er. Año (3a Columna)
Gas y Combustibles Líquidos	0.2	El menor valor entre 0.15 y el índice histórico del primer año completo de operación	El índice histórico del segundo año completo de operación
Carbón y otros combustibles no incluidos en los casos anteriores	0.3	El menor valor entre 0.2 y el índice histórico del primer año completo de operación	El índice histórico del segundo año completo de operación
Hidráulicas	0.15	El menor valor entre 0.1 y el índice histórico del primer año completo de operación	El índice histórico del segundo año completo de operación

La Tabla anterior hace mención al IHF de las plantas y/o unidades de generación con Información reciente, índices que son tomados de referencia según se muestra en el esquema siguiente:

- Como exclusiones en el cálculo de los IHF en cualquier tipo de planta de generación están:
 1. Eventos relacionados con el STN y/o STR que afecten el índice.
 2. Los eventos resultantes de una declaración de racionamiento programado por parte del Ministerio de Minas y Energía en los términos del Decreto 880 de 2007, decreto que señala los sectores de consumo más prioritarios.

Por tanto si se desea excluir del cálculo IHF éstos eventos, el agente debe adoptar las siguientes disposiciones:

- ii) Contar con contratos en firmas de suministro y transporte de gas natural.
- iii) En la respectiva hora no puede tener mantenimientos previamente programados.
- iv) Destinar el gas contratado al sector prioritario acordado por el Ministerio de Minas y Energía.



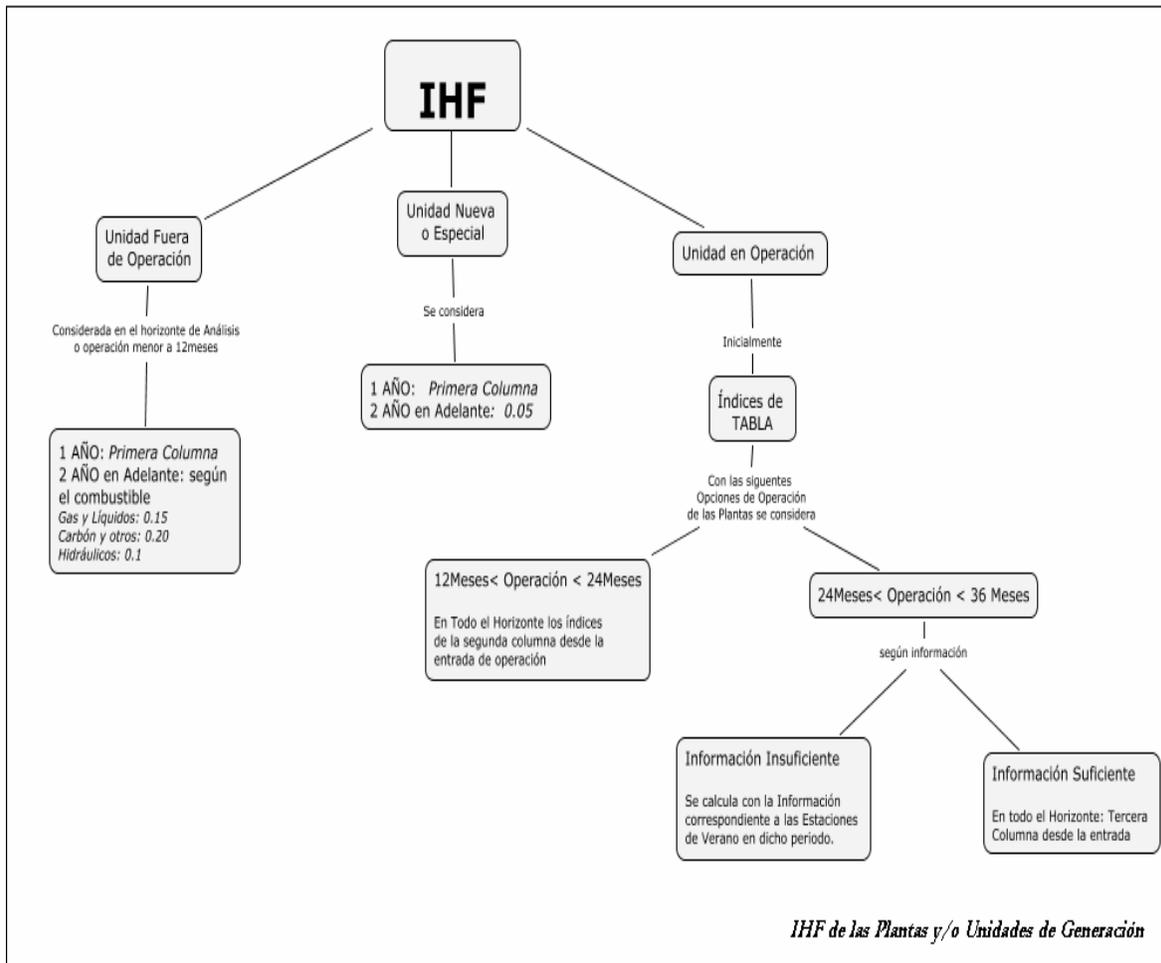


Ilustración 27. Indisponibilidad Histórica Forzada

Adicionalmente para las plantas de generación térmica a gas natural que en el periodo de Vigencia de la Obligación declaren una operación continua con un combustible diferente a gas natural, o la infraestructura y el combustible alterno para respaldar la operación con gas natural, se excluirán los siguientes eventos:

- i) Los relacionados con el STN y/o STR que afecten el índice, y
- ii) Los relacionados con indisponibilidad de gas natural.

Por tanto si el agente generador opta por esta disposición, debe suscribir una garantía que cubra el diferencial de energía asociado al cambio en el IHF la cual debe ser remitida a la CREG a más tardar el 25 de noviembre del año en el que inicia el Período de Vigencia de la Obligación. Además de aprobar una prueba de generación con este combustible según la Resolución CREG-109 de 2005. Prueba que se realiza dentro de los dos primeros meses del Periodo de Vigencia de la Obligación.



Esta prueba es realizada por una firma auditora reconocida contratada por el generador, de forma que el éxito de la misma pueda ser declarada ante el CND, certificando que la generación durante la prueba se efectuó con el combustible diferente a gas natural. En caso tal que la prueba no sea exitosa, el generador debe suscribir un Contrato de Respaldo suficiente para cubrir el diferencial de energía asociado al cambio en el IHF, vigente hasta que se efectúe una prueba exitosa para que de esta forma no se haga efectiva la garantía.

Sin embargo, cuando una planta o unidad de generación desee utilizar un IHF menor al resultante de aplicar la metodología anterior, sin que este IHF sea inferior a 0.05, el agente deberá:

1. Aportar las garantías que sean requeridas en la presente resolución para respaldar la Obligación de Energía Firme asociada a la mejora del IHF.
2. Entregar a la CREG en la fecha establecida para la declaración de ENFICC de conformidad con la regulación vigente, un cronograma de mejora trimestral del valor del IHF.
3. Cumplir con el cronograma trimestral de mejora con anterioridad al inicio del Período de Vigencia de la Obligación. Este cronograma deberá distribuirse de tal manera que en el 50% del período declarado para la mejora, la reducción del IHF sea, al menos, del 50% de la mejora total declarada.

El CDN para verificar el cumplimiento del nuevo valor IHF, realiza trimestralmente una verificación durante el período establecido en el cronograma de mejora; donde el CND considera los eventos de generación de los últimos treinta y seis meses registrados en el sistema de información. Cuando el IHF calculado por el CND sea mayor que el establecido en el cronograma de mejora, el agente está incumpliendo el cronograma, por tanto hasta el segundo intento de evaluación consecutiva fallida, conducirá a la terminación de la Obligación de Energía Firme asociada a la mejora del IHF y el ASIC procederá a hacer efectivas las garantías constituidas para cubrir este evento.

1.3 Metodología de Cálculo de la ENFICC de una Planta No Despachada Centralmente

La ENFICC de las Plantas no Despachadas Centralmente (ENFICCPNDC) se calcula según:

$$ENFICC_{PNDC} = \frac{CEN * \delta * h_{año}}{d_{año}}$$

Donde:

- CEN: Capacidad Efectiva Neta (MW)
- δ : Disponibilidad de la Planta. El valor de esta variable es declarado por el agente, cuando no se hace se asigna un valor igual al 35%.



- $h_{año}$: Horas del primer año del Período de Vigencia de la Obligación
- $d_{año}$: Días del primer año del Período de Vigencia de la Obligación.

2. Formato para Declaración de ENFICC

FORMATO PARA LA DECLARACION DE ENFICC Y ENERGIA DISPONIBLE ADICIONAL

*Señores
Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG*

Referencia: Declaración de ENFICC para la asignación de Obligaciones de Energía Firme y de la Energía Disponible Adicional para el periodo comprendido entre _____ y _____

Yo _____, en mi calidad de representante legal de la empresa _____, declaro que la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad - ENFICC de las siguientes plantas y/o unidades de generación para la asignación de Obligaciones de Energía Firme y el Periodo de Vigencia asociado a ellas es:

<i>PLANTA Y/O UNIDAD DE GENERACIÓN</i>	<i>ENFICC (KWH/DÍA)</i>	<i>PERÍODO DE VIGENCIA DE LA OBLIGACIÓN</i>	
		<i>Fecha de Inicio (mes, año)</i>	<i>Fecha de Finalización (mes, año)</i>

La Energía Disponible Adicional de las plantas hidráulicas que represento comercialmente, y que ofertaré en el Mercado Secundario de Energía Firme en cada mes es:

<i>PLANTA DE GENERACIÓN HIDRÁULICA</i>	<i>ENERGÍA DISPONIBLE ADICIONAL (KWH/DÍA)</i>	<i>MES</i>

Atentamente,

Firma:

*C. de C. No. _____
Representante Legal de _____*

Ilustración 28. Formato para Declaración de ENFICC



3. Reporte de Información para el Cálculo de la ENFICC

Para el cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad los agentes interesados deben remitir a la CREG en comunicación firmada por el respectivo Representante Legal, en la oportunidad señalada en los plazos establecidos en la regulación, los siguientes formatos mostrados a continuación.

En dichos formatos, las cifras allí citadas deben reportarse con dos decimales de precisión, sin embargo, los factores de conversión, factores de eficiencias térmicas y el IHF se debe reportar con cuatro decimales de precisión. En donde el IHF debe ser calculado con la información disponible hasta el treinta de septiembre del año del cálculo.

Sin embargo cuando un agente generador ha realizado contratos verbales, se debe diligenciar los mismos formatos referentes a la contratación y/o suministro de transporte de combustibles, adjuntando la información sobre fechas de celebración, inicio y terminación del contrato verbal. Dichos formatos deben ser firmados por el Representante Legal de cada una de las partes que intervienen en el contrato.

✓ *Formatos para el Reporte de la Información*

Los agentes generadores deben reportar a la CREG los siguientes formatos debidamente diligenciados, ya que de lo contrario la capacidad de la planta y/o unidades de generación a ser utilizada para la declaración de la ENFICC será igual a cero (0) MW.

- **Formato:** Plantas o Unidades Hidráulicas

Plantas o Unidades hidráulicas			
Nombre	Capacidad Efectiva Neta ¹ (MW)	Eficiencia Planta o Unidad (MW/m ³ /s)	IHF (%)

¹ En ningún caso, durante el Período de Vigencia de la Obligación, la Capacidad Efectiva Neta registrada ante el Mercado de Energía Mayorista podrá ser superior al valor aquí declarado.

- **Formato:** Topología de Plantas Hidráulicas

ELEMENTO		APORTES (Punto de Entrada)				DESCARGAS (Punto de Salida)				VERTIMIENTOS			
		Río	Embalse	Planta	Otro	Río	Embalse	Planta	Otro	Río	Embalse	Planta	Otro
Clase ²	Nombre												



² Las clases de Elementos son: Planta (P), Embalse (E), Arcos de Descarga (AD), Bombeo (B), Filtraciones (F) y Otros Usos (OU).

Notas:

- En cada casilla no puede ir más de un elemento
- En OTRO pueden ir Arcos de Descargas, Bombeo o Filtraciones, identificándolos según se defina en los elementos. Por ejemplo, AD I es Arco de Descarga I.
- Otros Usos puede corresponder a acueducto y riego.
- Adicionalmente se debe anexar el diagrama topológico.
- **Formato:** Plantas o Unidades Térmicas

Plantas o Unidades Térmicas			
Nombre	Capacidad Efectiva Neta ³ (MW)	Eficiencia (MBTU/MWh)	IHF (%)

³ En ningún caso, durante el Período de Vigencia de la Obligación, la Capacidad Efectiva Neta registrada ante el Mercado de Energía Mayorista podrá ser superior al valor aquí declarado.

- **Formato:** Serie Histórica de Caudales Medios Mensuales de los Ríos del SIN

En este formato debe reportar la serie aprobada por el acuerdo del CNO vigente, para dar cumplimiento al procedimiento de la información hidrológica oficial del SIN.

Serie histórica de Caudales históricos medios mensuales de los ríos del SIN			
Río	Año	Mes	m ³ /s

- **Formato:** Embalses

EMBALSES		
Embalse	Mínimo Técnico (Mm ³)	Máximo Técnico (Mm ³)



- **Formato:** Filtraciones

FILTRACIONES	
Embalse	m ³ /s

- **Formato:** Curva de Operación del Embalse

Esta curva define los niveles mínimos o máximos mensuales que se deben mantener en el embalse para la operación sin ningún tipo de restricciones. Estas restricciones son las que se ocasionan por el uso del agua para propósitos diferentes al de generación de energía eléctrica (Caudal mínimo garantizado aguas abajo del embalse, agua para consumo humano, riego, navegación, etc.).

Curva de operación de embalse				
Embalse	Mes	Volumen de espera (Mm ³)	Curva guía mínima (Mm ³)	Curva guía máxima (Mm ³)

- **Formato:** Capacidad de Arcos de Descarga

Capacidad de arcos de descarga				
Nombre	Flujo mínimo (m ³ /s)	Flujo máximo (m ³ /s)	Fecha de entrada (mes, año)	Fecha de salida (mes, año)

- **Formato:** Arcos de Bombeo

Arcos de Bombeo				
Nombre	Flujo mínimo (m ³ /s)	Flujo máximo (m ³ /s)	Fecha de entrada (mes, año)	Fecha de salida (mes, año)

- **Formato:** Capacidad Máxima de Arcos de Generación



CAPACIDAD MÁXIMA DE ARCOS DE GENERACIÓN		
Nombre	Flujo mínimo (m ³ /s)	Flujo máximo (m ³ /s)

- **Formato:** Descargas Máximas Embalses de Bogotá

DESCARGAS MÁXIMAS EMBALSES DE BOGOTÁ	
Embalse	M ³ /s
Sisga	
Tominé	
Neusa	
Chuza	

- **Formato:** Capacidad Túneles de Chivor

CAPACIDAD TUNELES DE CHIVOR	
Túnel	m ³ /s
Tundita	
Rucio	
Negro	

- **Formato:** Demanda de Acueducto y Riego

Corresponde a la proyección de demanda de acueducto y riego para el Período de Vigencia de la Obligación.

<i>Demanda de Acueducto y Riego (m³/s)</i>					
<i>Nombre</i>	<i>Año T</i>	<i>Año T+1</i>	<i>Año T+2</i>	<i>Año T+n</i>	<i>Factor de recuperación (%)</i>



Anexo 3

Obligaciones y Remuneraciones Asociadas al Cargo por Confiabilidad

I. Obligaciones de Energía Firme

La metodología establecida para el cálculo de las Obligaciones de Energía Firme a asignar en la Subasta u otro mecanismo de asignación esta descrita como se muestra a continuación:

I.1 Obligación de Energía Firme Mensual en el Período de Vigencia de la Obligación

Para encontrar la Obligación Mensual de Energía Firme respaldada por cada planta y/o unidad de generación representada comercialmente por el agente generador j se evalúa la siguiente expresión:

$$OMEFR_{i,j,m} = EA_{i,j} * \frac{D_m}{D_j}$$

Donde:

$OMEFR_{i,j,m}$: Obligación Mensual de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i del generador j en el mes m .

$EA_{i,j}$: ENFICC asignada al generador j en la Subasta o en el mecanismo que haga sus veces y respaldada con la planta o unidad de generación i .

D_m : Demanda Objetivo del mes m .

D_j : Demanda Objetivo para el primer año del Período de Vigencia de la Obligación asignada al generador j .

La relación anterior expresa la ENFICC que tiene asignada un generador en la Subasta, quien es el mecanismo encargado inicialmente de la asignación de las OEF, como un porcentaje de la demanda objetivo que esta previamente asignada para el periodo anual en el cual se hace efectiva dicha obligación, proporcionalmente a la demanda que esta establecida para un mes en particular. DE forma tal que las OEF se irán asignando en consecuencia con las Demandas Objetivos Mensuales a cubrir, y lógicamente con la ENFICC que ha sido asignada a cada uno de los generadores.

Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez



Para cada agente generador j la Obligación Mensual de Energía Firme ($OMEF_j$) será igual a la suma de las Obligaciones Mensuales de Energía Firme respaldadas por cada una de las plantas o unidades de generación de su propiedad o que representa comercialmente.

De igual forma que se hizo para calcular la Obligación de Energía Firme mensual, para efectos de determinar la cantidad de energía horaria que los agentes tienen asignada, en concordancia con el despacho de energía que está actualmente establecido, se define una OEF diaria, cantidad de energía con la cual se hacen las liquidaciones respectivas del cargo, debido a que en el sistema actual de liquidación se realiza diariamente las liquidaciones respectivas. A partir de esta Obligación Diaria se encontrará posteriormente una OEF horaria quien tiene implícitamente tanto a la Obligación diaria como la Obligación mensual. Con la cual los agentes conocerán hora a hora la cantidad de energía que deben entrar a suplir, según se dé el caso, bajo condiciones de escasez que se presenten en el mercado.

1.2 Obligación Diaria de Energía Firme

Por tanto para efectos de facturación y liquidación, la Obligación de Energía Firme Diaria respaldada por cada una de las plantas o unidades de generación representadas comercialmente por el generador j , se calcula según la expresión:

$$ODEFR_{j,d,m} = OMEFR_{j,m} * \frac{DC_{d,m}}{DC_m}$$

Donde:

$ODEFR_{j,d,m}$: Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i del generador j en el día d del mes m .

$OMEFR_{j,m}$: Obligación Mensual de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i del generador j en el mes m .

$DC_{d,m}$: Demanda Comercial Total Doméstica del sistema para el día d del mes m .

DC_m : Demanda Comercial total Doméstica del sistema para el mes m .

Esta Obligación Diaria representa la cantidad de energía que se debe liquidar al agente generador, Obligación que solo se puede conocer el día doce del mes siguiente al mes de operación según la resolución CREG 006 de 2003 por tanto es necesario establecer una segunda liquidación preeliminar que sirva como soporte de seguimiento y control a una estimación de la cantidad de energía que entrarían a liquidar al generador. Dicha estimación es presentada a continuación:

Para la Segunda Liquidación se realizará una estimación de la Obligación de Energía Firme Diaria del generador j , así:



$$ODEFR_{i,j,m,T} = OMEFR_{i,j,m} * \left(\frac{\sum_{T=1}^{ND_{T,m-1}} DC_{m-1,T}}{DC_{m-1}} \right) * \left(\frac{I}{ND_{T,m-1}} \right)$$

Donde:

$ODEFR_{i,j,m,T}$: Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i del generador j en los días de tipo T del mes m .

$OMEFR_{i,j,m}$: Obligación Mensual de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i del generador j en el mes m .

$DC_{m-1,T}$: Demanda Comercial Doméstica total del sistema para el día de tipo T del mes $m-1$.

DC_{m-1} : Demanda Comercial total Doméstica del sistema para el mes $m-1$.

$ND_{T,m-1}$: Número de días del tipo T en el mes $m-1$.

Cuando se habla de días tipo (T), estos corresponden a días domingos y festivos; sábados; y días ordinarios.

Debido a que en el cálculo de la expresión anterior se necesita conocer la demanda comercial doméstica del mes (m) en el cual se quiere conocer la Obligación, en donde dicha demanda que lógicamente no es conocida ya que se trata de la demanda Comercial que apenas está siendo trazada en el mes en curso m, se recurre a realizar un promedio de las demandas Comercial Doméstica de los días tipo T, de tal forma que para estos días se les asigne un valor igual al promedio de la demanda para cada uno de los tres días tipo T del mes anterior; dando de esta forma un indicativo de cómo podría ser la demanda para el mes en análisis y por lo tanto mostrar a los agentes generadores, una estimación de la cantidad de energía que les será liquidada y así poder compararla con la liquidación real que es conocida como se dijo anteriormente hasta el día doce del mes siguiente de operación, cuyo valor es consignado a cada uno de los agentes el primer día hábil del segundo mes siguiente al mes de operación de conformidad con la regulación vigente.

Finalmente, para cada agente generador j la Obligación Diaria de Energía Firme ($ODEF_{j,m,d}$) es igual a la suma de las Obligaciones Diarias de Energía Firme respaldadas por cada una de las plantas o unidades de generación que representa comercialmente.

1.3 Determinación de la Obligación Horaria de Energía Firme

Como se dijo anteriormente, la Obligación de Energía Firme Horaria es calculada para que los agentes puedan conocer la cantidad de energía que tenían asignada horariamente, según la



demanda Comercial que estuvo en el mes vencido. Esta Obligación se determina de la siguiente forma:

$$\text{Si } DC_{m,d} \leq \sum_j ODEF_{j,m,d} \Rightarrow OEFT_{d,m,h} = DC_{d,m,h}$$

En caso contrario

$$\text{Si } DC_{m,d} > \sum_j ODEF_{j,m,d} \Rightarrow OEFT_{d,m,h} = DC_{d,m,h} * \left(\frac{\sum_j ODEF_{j,m,d}}{DC_{m,d}} \right)$$

Donde:

- $OEFT_{d,m,h}$: Obligación de Energía Firme Total para la hora h del día d del mes m .
- $ODEF_{j,m,d}$: Obligación Diaria de Energía Firme para el agente j en día d del mes m .
- $DC_{m,d}$: Demanda Comercial total del sistema para el día d del mes m .
- $DC_{d,m,h}$: Demanda Comercial total del sistema para la hora h del día d del mes m .

2. Actualización de la Remuneración del Cargo por Confiabilidad

La metodología establecida para la actualización del Precio del Cargo por Confiabilidad se efectúa acorde la siguiente expresión:

$$P_{i,t} = P_{i, \text{asignación}} * \frac{IPP_{nov,t}}{IPP_{\text{asignación}}}$$

Donde:

- $P_{i,t}$: Precio de la Obligación de Energía Firme respaldada con la planta o unidad de generación i , aplicable entre el 1º de diciembre del año t y el 30 de noviembre del año $t+1$, expresado en dólares por kilovatio hora (US\$/kWh).
- $P_{i, \text{asignación}}$: Precio al que fue asignada la Obligación de Energía Firme respaldada con la planta o unidad de generación i , expresado en dólares por kilovatio hora (US\$/kWh).



- $IPP_{nov,t}$: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSOP3200), para el mes de noviembre del año t.
- $IPP_{asignación}$: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSOP3200), para el mes y el año en que se efectuó la asignación de la Obligación de Energía Firme.

Según se mencionó anteriormente, el precio del Cargo por Confiabilidad es el precio resultante del cierre de la subasta, sin embargo bajo algunos casos especiales en consideración éste precio viene determinado de la siguiente manera:

2.1 En casos especiales de Subasta

- ✓ Si al iniciar la primera ronda la oferta total de ENFICC es inferior a la Demanda Objetivo el precio del Cargo será:
 - a. Para plantas y/o unidades de generación existentes y especiales es igual al incremento de hasta el 10 % el Costo del Entrante (CE) de la Subasta.
 - b. Para plantas y/o unidades de generación nuevas es igual al Precio de Apertura de la Subasta.
- ✓ Si al inicio de la primera ronda la ENFICC de plantas de generación existentes y especiales es inferior que la Demanda Objetivo, y el exceso de oferta de la ENFICC de las plantas nuevas es menor al 4% de la Demanda Objetivo ó si las plantas de generación nuevas son indispensables para abastecer la Demanda Objetivo se procede a realizar la subasta de reloj descendente en donde el precio del Cargo será:
 - a. Para plantas y/o unidades de generación nuevas es igual al Precio de Cierre de la Subasta.
 - b. Para plantas y/o unidades de generación existente y especiales se pagará el menor valor entre el resultado de incrementar hasta un 10% el Costo del Entrante (CE) y el precio de Cierre de la Subasta.



2.2 En Casos de que No se Presente Subasta

Para en los años en que la CREG determine que no se requiere la realización de la Subasta, el Cargo por Confiabilidad se pagará al Precio de Cierre de la última Subasta el cual será indexado de la siguiente manera:

$$P_{i,NS} = PC_{SE} * \frac{IPP_{nov,NS}}{IPP_{SE}}$$

Donde:

$P_{i,NS}$: Precio de la Obligación de Energía Firme respaldada con la planta o unidad de generación i , aplicable entre el 1° de Diciembre del año en que no se realizó Subasta, NS, y el 30 de Noviembre del año siguiente.

PC_{SE} : Precio de Cierre de la última Subasta que cumplió con las condiciones básicas establecidas según la regulación.

$IPP_{nov,NS}$: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSOP3200), para el mes de noviembre del año NS.

IPP_{SE} : Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSOP3200), para el mes y el año del Precio de Cierre PC_{SE} .

3. Precio de Escasez

El precio de Escasez se determina y se actualiza mensualmente de conformidad con la metodología establecida a continuación:

El precio de escasez es el valor que resulta de aplicar la siguiente expresión:

$$PE_m = PE_{m-1}^C + OCV_{m-1} + COM_{m-1}$$

Donde:

PE_m : Precio de Escasez Total vigente para el mes m , expresado en pesos por kilovatio hora (\$/KWh).



PE_{m-1}^C : Precio de Escasez Parte Combustible vigente para el mes m , expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh). Este valor será de ciento un dólares con seis centavos de junio de 2006 por megavatio hora (101.6 US\$/MWh), y se actualizará mensualmente según se explica a continuación. Su cálculo se realiza el último día hábil del mes anterior ($m-1$) al mes en el cual se pondrá en vigencia (m), para lo cual se aplicará la siguiente fórmula:

$$PE_m^C = PE_{m-1}^C \times \frac{INDICE_{m-1}}{INDICE_{m-2}}$$

Donde:

PE_m^C : Precio de Escasez parte Combustible que regirá durante el mes (m) expresado en US\$/kWh.

PE_{m-1}^C : Precio de Escasez parte Combustible del mes ($m-1$)

$INDICE_{m-1}$, e $INDICE_{m-2}$: Promedio aritmético del índice diario New York Harbor Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos en el mes $m-1$ y en el mes $m-2$ respectivamente.

Este valor actualizado es convertido a \$/kWh con la TRM del último día hábil del mes $m-1$ en que se efectúe el cálculo, publicada por la Superintendencia Financiera.

COM_m : Parte variable del costo de operación y mantenimiento para el mes m , expresado en pesos por kilovatio hora (\$/KWh), será de diez pesos sesenta y seis centavos y siete milésimas de junio de 2006 por kilovatio hora (\$10.667/kWh). Este costo se actualizará mensualmente, con la variación mensual del IPC, publicado por el DANE, en el mes $m-1$.

$OCV_{m,i}$: Suma de los siguientes costos variables asociados al SIN calculados por el ASIC y expresados en pesos por kilovatio hora (\$/kWh):

i. CEE o CERE, según el caso,

ii. FAZNI,

iii. Aportes Ley 99 de 1993 y

iv. El valor total del servicio de AGC del último mes con facturación dividido por la demanda de energía de ese mes.



Anexo 4

Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme

I. Reporte de Información

Entre los reportes que los agentes generadores deben remitir a la CREG con el interés de participar en la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme dentro de los plazos establecidos según el Anexo 11 está:

I.1 Plantas o Unidades de Generación Nuevas

Dichos agentes deben remitir una declaración de interés en la que se presente la siguiente información con el ánimo de informar a la CREG este hecho. La información debe llevar:

- Identificación del Agente
- Identificación del Proyecto
- Periodo de Vigencia de la OEF en años para la cual se tiene interés
- Fecha estimada de entrada en operación comercial de la Planta o Unidad de generación
- Estimación de la capacidad efectiva neta de la planta y su respectiva ENFICC

Así mismo los agentes deben declarar los parámetros para la determinación de su ENFICC según se explica en el Anexo 2 en las fechas establecidas por el Anexo 11.

I.2 Plantas o Unidades de Generación Existentes

Las plantas que ya están en operación comercial en el Mercado de Energía Mayorista, deben informar según el interés:

✓ Retiros Temporales:

Si dichos agentes planean retirar alguna unidad temporalmente de la Subasta deben informar a la CREG mediante una comunicación suscrita por el representante legal su decisión de retiro antes del dieciséis de abril de 2007, en la cual deben redactar:

Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez



- Una función de Oferta en la que se determine el retiro temporal de cada unidad para el caso en que el precio de la Subasta sea menor o igual a 0.8 veces el CE (para la primera Subasta el $CE = 13.045 \text{ US\$/MWh}$), para cada unidad de generación expresamente identificada.
- El periodo de Vigencia para el cual se hace efectivo el Retiro Temporal de la planta o Unidad de generación.

✓ **Retiros Definitivos:**

Aquellos agentes que quieran retirarse definitivamente deben informar mediante una comunicación suscrita por el representante legal que autorice su decisión de retiro en la misma fecha fijada para retiros temporales. Dicha información de retiro es publicada únicamente finalizada la Subasta con el propósito de crear un ambiente de competencia perfecta y así llevar el proceso de una forma imparcial.

✓ **Confirmación de la ENFICC**

Para el caso en que el agente decida participar en la Subasta con la ENFICC que ha declarado previamente, debe remitir una comunicación suscrita por su representante legal en la cual se confirme la ENFICC asociada a cada unidad de generación. Por tanto quedará habilitado para participar en dicha Subasta.

1.3 Plantas o Unidades de Generación que Deseen Presentar Obras que No se han Iniciado a la Fecha de la Subasta

Dichas plantas pueden clasificar y participar como plantas especiales con cierres de ciclos o por repotenciación, o como plantas existentes con obras remitiendo la siguiente información:

- ✓ **Declaración de Interés:** Documento que informa a la CREG el interés de participar en la Subasta la cual debe contener:
 - Identificación del Agente
 - Identificación del Proyecto
 - Periodo de Vigencia de la OEF para los años en los cuales tiene interés
 - Fecha estimada de la operación comercial con el nuevo incremento de ENFICC
 - Estimación de la nueva capacidad efectiva neta de la planta, diferenciando la capacidad inicial y lo que se agregaría con la obra, al igual que la entrega de la ENFICC estimada, con la diferencia de la ENFICC inicial y la que se agregaría con la obra.



- ✓ **Declaración de Parámetros:** Se debe realizar la declaración de parámetros para la determinación de la ENFICC requerida para participar en la Subasta en los plazos establecidos en el Anexo II.
- ✓ **Periodo de Vigencia de la Obligación:** EL periodo de vigencia de la Obligación al que puede optar el agente mediante el respaldo de sus plantas es calculado acorde las siguientes reglas:

Si al cierre de la subasta, la ENFICC de la planta incluye la ENFICC adicional de la obra por ejecutar, el agente puede escoger por un Periodo de Vigencia así:

- De uno a diez años, si la planta es especial con cierre de ciclo o por repotenciación
- De uno a cinco años si la planta es existente con obras

Si al cierre de la Subasta, la ENFICC de la planta es la misma de la planta existente, el Periodo de Vigencia es de un año.

2. Organización de la Subasta

La subasta está estructurada de tal forma que se reconocen cuatro figuras que van a estar presentes en el desarrollo de ella, figuras que buscan que la Subasta pueda ser guiada y desarrollada de la mejor manera posible; para lo cual se ha asignado a estas figuras una serie de responsabilidades, deberes y obligaciones que conduzcan a realizar las Asignaciones de Energía Firme de una forma imparcial buscando el cubrimiento de la Demanda Objetivo para los periodos asignados.

2.1 Administrador de la Subasta: Responsabilidades y Deberes

1. Establecer, operar y mantener el Sistema de Subasta.
2. Conservar registros históricos, en medios electrónicos, de la totalidad de operaciones realizadas en desarrollo de la subasta.
3. Ofrecer e impartir la capacitación y asistencia necesaria a todos los agentes en el manejo y operación del Sistema de Subasta.
4. Emitir los certificados a cada una de las personas que haya recibido la capacitación y demuestre un adecuado manejo y operación del Sistema de Subasta.
5. Reportar a las autoridades competentes las actuaciones irregulares que se presenten en el proceso de subasta, sin perjuicio de las funciones atribuidas al Auditor.
6. Contratar el Auditor de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.
7. Contratar el subastador de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.



8. Emitir la certificación de la asignación de Obligaciones de Energía Firme, en la cual además se hará constar expresamente que dichas obligaciones tienen la naturaleza de una transacción de energía firme realizada en el Mercado de Energía Mayorista.
9. Suspender la Subasta cuando sea requerido por el Auditor o el Subastador de conformidad con las disposiciones contenidas en el presente Reglamento.
10. Establecer los canales formales de comunicación entre los agentes y el Administrador durante la Subasta.
11. Realizar auditorías operativas a los sistemas computacionales y de comunicaciones que destinen los agentes para participar en la Subasta de Obligaciones de Energía Firme. Con el objetivo de verificar si el sistema cumple con los requisitos establecidos por el Administrador para acceder en forma adecuada al Sistema de Subasta, a dichos sistemas solo se puede acceder desde equipos localizados en el territorio nacional. El Administrador de la Subasta puede encomendar esta auditoría operativa al Auditor de la Subasta. Sin embargo, los costos de la auditoría deben ser asumidos por cada uno de los agentes participantes en la Subasta.
12. El Administrador de la Subasta está en la facultad de elaborar reglamentos que considere necesarios para llevar a cabo las actividades encomendadas, los cuales deberán ser puestos a consideración de la CREG para su aprobación a más tardar 60 días calendario antes de la realización de la subasta. En especial el Administrador debe establecer la estructura computacional y de comunicaciones requerida por los agentes y aquellas que sean necesarias para su acceso al sistema.
13. Todo valor agregado dado por el Administrador a la información resultante del proceso de subasta será de propiedad y dominio exclusivo del Administrador. Otorgándole así la capacidad de comercializar la información por los medios que considere conveniente.

El Administrador tiene el deber de divulgar la información que haya sido registrada a través del Sistema o se haya incorporado al mismo acudiendo a otras fuentes. Por tanto una vez finalizada la Subasta, en el término de un (1) día el Administrador publicará la totalidad de información asociada a ella.

2.2 Auditor de la Subasta: Responsabilidades y Deberes

El Auditor de la Subasta es una persona natural o jurídica con reconocida experiencia en procesos de auditoría, el cual tiene a cargo:

- I. Verificar la correcta aplicación de la regulación vigente para el desarrollo de la Subasta.



2. Verificar que las comunicaciones entre los agentes participantes y el Administrador de la Subasta se realicen única y exclusivamente mediante los canales formales de comunicación establecidos por este último.
3. Verificar que durante la Subasta se sigan expresamente los pasos y reglas establecidos en este reglamento.
4. Solicitar al Administrador la suspensión de la Subasta cuando considere que no se está dando cumplimiento a las disposiciones contenidas en la regulación vigente.
5. Remitir a la CREG, dentro de los cinco (5) días siguientes a la finalización de la subasta, un informe en el cual se establezca, sin ambigüedades, el cumplimiento o no de la regulación vigente en dicho proceso.

Para los casos en los cuales el Auditor establezca que en la Subasta respectiva no se dio cumplimiento a la normatividad vigente, la Subasta no tiene efecto y la CREG procederá a programar nuevamente la Subasta, sin perjuicio de las acciones penales y/o civiles, las actuaciones administrativas, a que haya lugar contra las personas hayan incumplido la normatividad vigente.

2.3 Subastador: Responsabilidades y Deberes

Esta persona natural con reconocida experiencia internacional en la materia tiene a su cargo:

1. Establecer el Precio de Apertura y el Precio de Cierre de cada una de las rondas
2. Establecer la duración de cada una de las rondas, e informarla al Administrador de la Subasta al inicio de cada ronda.
3. Declarar el cierre de la subasta e informar el Precio de Cierre de la misma.
4. Remitir a la CREG un informe, dentro de los diez (10) días siguientes a la finalización de la subasta en el que evalúe, sin ambigüedades, la clasificación de la subasta y los resultados obtenidos.
5. El Subastador tiene el deber de poner en conocimiento de todos los agentes, únicamente y exclusivamente, el Precio de Apertura, el Precio de Cierre y la duración de cada ronda. Dicha información debe ser puesta en conocimiento al inicio de cada ronda.

2.4 Agentes: Obligaciones con el Uso del Sistema de Subasta

Los agentes participantes de la Subasta deben cumplir las siguientes obligaciones relacionadas con la utilización del Sistema de Subasta:



1. Los agentes generadores deben utilizar u operar el Sistema de Subasta única y exclusivamente a través de personal debidamente capacitado por el Administrador de la Subasta.
2. Tener a su disposición la estructura operativa y el equipo computacional y de comunicaciones apropiado de acuerdo con las especificaciones operativas y técnicas que establece el Administrador de la Subasta.
3. El cumplimiento de las obligaciones anteriores deben acreditarse, ante el Administrador de la Subasta previamente al inicio de la Subasta, mediante una declaración suscrita por un representante legal del agente debidamente facultado.
4. Permitir al Administrador de la Subasta realizar las auditorias a los sistemas computacionales y de comunicaciones utilizados por el agente para su participación en las subastas de Obligaciones de Energía Firme.
5. Mantener bajo su exclusiva responsabilidad y estrictos estándares de seguridad y confidencialidad, las claves de acceso al Sistema de Subasta.
6. Abstenerse de realizar actos de competencia desleal, contrarios a la libre competencia o contrarios a legislación o a la regulación vigente o que afecten la transparencia del proceso o la adecuada formación de precios.
7. Informar de manera inmediata al Administrador cualquier error o falla del Sistema de Subasta.

3. Sistema de Subasta

La Subasta para la Asignación de OEF será realizada mediante una plataforma tecnológica que es implementada por el Administrador de la Subasta; mediante este recurso se espera desarrollar la subasta de una forma versátil confiable y segura, brindando transparencia al proceso. Este sistema debe estar en operación comercial a más tardar treinta días calendario antes de la fecha programada para la realización de la Subasta.

3.1 Características del Sistema de Subasta

Dicho Sistema cumple con las siguientes características como requisitos esenciales:

- Ser una plataforma basada en protocolos de Internet de tal forma que los participantes tengan acceso solo a nivel nacional.
- Las bases de datos y los servidores del sistema deben permanecer en un sitio específico asignado por el Administrador.



- Debe garantizar la autenticación de los usuarios que acceden al sistema a través de cada una de las claves de acceso entregadas por el Administrador
- Cumplir con las exigencias establecidas en la legislación que rige en materia de comercio electrónico
- El sistema debe tener un manejo de información confidencial
- Incluir sistemas de respaldo garantizando la operación continua durante el proceso de subasta
- Tener una aplicación especial que permita al Subastador conducir la Subasta
- Tener un registro de todos los procesos realizados en él, así como el registro de ingreso de los participantes
- Verificación Automática de la Función de Oferta remitida por cada uno de los agentes, con el fin de supervisar el cumplimiento de las condiciones exigidas
- El sistema debe ser auditado por el Administrador certificando ante la CREG, que el sistema está en condiciones para funcionar en la Subasta
- Los sistemas de comunicación y computacionales con que cada uno de los agentes participan en la Subasta son auditados por el Administrador quince días calendario antes de la fecha programada para la realización de la Subasta

Sin embargo, a pesar de los requisitos anteriores, el Administrador de la Subasta no es responsable por la suspensión o interrupción de los servicios, ni por las deficiencias mecánicas, electrónicas o de software que se presenten en el Sistema, derivadas de limitaciones tecnológicas propias o por casos de fuerza mayor.

Los agentes cuyos sistemas computacionales o de comunicaciones no cumplan con los requisitos establecidos sólo pueden participar en la subasta a través de las estaciones de trabajo habilitadas en las oficinas del Administrador. Así mismo los agentes que representen plantas existentes tienen la opción de disponer de plataforma tecnológica, en caso tal se debe informar al Administrador. En caso de que opten por lo contrario, durante la Subasta la ENFICC que han declarado se considera ofertada a cada nivel de precio hasta el punto en el cual se alcancen las condiciones de retiro temporal cuando estas hayan sido informadas por el agente

3.2 Mecanismos ante Contingencias en el Sistema

El procedimiento a seguir cuando se presenten contingencias en el sistema durante la Subasta, es el siguiente:



✓ *Suspensión total de la operación del Sistema de Subasta*

Cuando ocurren fallas técnicas durante el transcurso de una ronda, afectando total o parcialmente el servicio se procede:

- Luego de reestablecerse la operación del Sistema, si a criterio del Subastador existe suficiente tiempo para realizar nuevamente la Ronda el Administrador procede a informarlo. En donde dicha ronda volverá a tener las mismas condiciones iniciales de Precio de Apertura, Cierre y duración de la Ronda, eliminando la totalidad de las ofertas que se habían realizado.
- Luego de reestablecerse la operación del Sistema, si el Subastador determina que no hay tiempo suficiente para realizar nuevamente la Ronda, El administrador anuncia esta información, y la subasta es suspendida hasta el día hábil siguiente. Sin embargo la nueva Ronda deberá tener las mismas condiciones de Precio de Apertura, Cierre y duración de la Ronda que se ha suspendido, eliminando la totalidad de las ofertas realizadas.

✓ *Suspensión Parcial de la operación del Sistema de Subasta*

Una Suspensión Parcial es aquella presentada por una falla de las estaciones de trabajo o sistemas de comunicación de cualquiera de los agentes, caso en el cual se debe remitir mediante la vía alterna con que cuenta el Administrador las ofertas de energía firme cumpliendo con la reglamentación establecida.

4. Casos Especiales del Proceso de Subasta

Para que durante el proceso de Subasta se dé lugar a un Caso Especial, se debe cumplir como mínimo alguna de las siguientes condiciones:

4.1 Oferta Insuficiente

Este caso se presenta si al inicio de la primera ronda la oferta total de ENFICC, aun considerando la energía de aquellas plantas que han informado un retiro temporal, no se es posible atender la Demanda Objetivo; por tanto la Subasta se clasifica como una subasta de oferta insuficiente, con lo cual se conduce a dar por terminada dicha Subasta.

En esta situación, el Precio del Cargo por Confiabilidad referente a las OEF que se han asignado a plantas de generación existente, existentes con obras o aquellas que iniciaron sus obras antes de la subasta, corresponderá al valor resultante de incrementar el Costo del Entrante en un diez por ciento. En el caso de las plantas de generación nuevas o aquellas que no han iniciado sus obras a la fecha, se remuneraran al Precio de Apertura de dicha Subasta.



4.2 Competencia Insuficiente

Se presenta cuando al inicio de la primera ronda se considera la ENFICC de las plantas de generación existentes, la de planas existentes con obras y las de plantas especiales con obras que ya han iniciado sus obras antes de dicha subasta, sin contar la OEF para el periodo que se desea asignar, se observa dicha ENFICC acumulada es menor que la Demanda Objetivo con los descuentos que realiza el ASIC según la regulación; además de presentarse cuando el Exceso de oferta al considerar la ENFICC de las plantas de generación nuevas más la ENFICC de las plantas que deseen presentar obras que no se han iniciado a la fecha de la Subasta, es menor al 4% de la Demanda Objetivo con los descuentos realizados por el ASIC.

En los casos en que la Subasta se clasifique como de Competencia Insuficiente, el Precio del Cargo por Confiabilidad para las plantas o unidades de generación existentes, existentes con obras y aquellas especiales que empezaron sus obras antes de la subasta, se asigna a ello el valor mínimo entre el incremento en 10% del CE y el Precio de Cierre de la Subasta. Para las plantas nuevas o aquellas que deseen presentar obras posteriores a la fecha de la Subasta, se remuneraran al Precio de Cierre de la Subasta.

4.3 Participación Insuficiente

Esta condición se presenta si al finalizar la Subasta el 50% de las OEF no se asignó a agentes que las respalden con plantas o unidades de generación nuevas o aquellas que quieran presentar obras con fecha de inicio posterior a la Subasta.

En este caso el Precio del Cargo por Confiabilidad asociado a las OEF respaldadas con plantas o unidades de generación existentes, existentes con obras y aquellas especiales que empezaron sus obras antes de la subasta, es el valor mínimo entre el resultante de incrementar en 10% el CE y el Precio de Cierre de la Subasta. Para las plantas restantes como lo son las plantas o unidades de generación nuevas o aquellas que van a presentar obras con fecha de inicio posterior a la Subasta se remuneraran al Precio de Cierre de la Subasta.

En el caso que la Subasta sea calificada como especial ya sea por cualquiera de los tres casos, durante las tres primeras subastas, la remuneración de Cargo por Confiabilidad que respaldan las Obligaciones de Energía Firme asignadas en dicho mecanismo con plantas o unidades de generación existentes, existentes con obras o especiales que ya iniciaron sus obras antes de la primera subasta, corresponderá a la regla aplicable enunciada a continuación:

Tabla 8. Remuneración en Caso de Subasta Especial

	Primera subasta	Segunda subasta	Tercera subasta
$LS = (CE * \theta_S)$	$\theta_S = 1.4$	$\theta_S = 1.7$	$\theta_S = 2.0$
$LI = (CE * \theta_I)$	$\theta_I = 0.8$	$\theta_I = 0.65$	$\theta_I = 0.5$



Para el caso en que el Precio de Cierre de la subasta sea mayor que el límite superior (LS) o menor al límite inferior (LI), el precio correspondiente a las OEF debe ser igual al límite superior o al límite inferior según sea el caso, teniendo en cuenta que el precio que resulte de esta regla debe estar dentro de dichos límites.

5. Procedimiento para la Asignación de OEF a Generadores que Representen Plantas o Unidades de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Período de Planeación de la Subasta (GPPS)

5.1 Preparación

Una vez conocido el precio de cierre de la subasta realizada en el año t , para obligaciones que inician el primero de diciembre del año $t+p$ (el valor de p debe ser definido por la CREG), se comenzará a proceder así:

- a. El ASIC deberá anunciar el Precio Máximo del Cargo por Confiabilidad a considerar para las GPPS (en adelante PMGPPS). Dicho precio es igual al aplicable a las OEF asignadas en dicha Subasta y respaldadas con plantas o unidades de generación nuevas, siempre que la subasta no sea calificada como especial. Cuando la subasta sea calificada como caso especial el PMGPPS será igual al aplicable a los generadores existentes, como resultado de dicha Subasta.
- b. El ASIC considerará las plantas o unidades de generación de los agentes generadores que hayan declarado previamente, según la regulación, sus plantas o unidades en esta categoría, y no hayan manifestado su retiro de este proceso.
- c. Una vez anunciado el PMGPPS, empieza a correr el plazo previsto en el Reglamento para que los agentes que no están interesados en tomar OEF manifiestan el retiro de su proyecto. Finalizado dicho plazo sin que los agentes hayan manifestado el retiro de su proyecto, se considera que éstos aceptan recibir asignación de OEF en la cantidad y precio que se determinen conforme a lo dispuesto por el reglamento.
- d. El ASIC tomará para cada una de las plantas o unidades de generación identificadas el periodo de construcción declarado por el agente.
- e. El ASIC determinará el incremento anual de demanda esperado para cada uno de los años del periodo comprendido entre el año $t+p+1$ y el año $t+10$.



f. El ASIC calculará y anunciará las cantidades de ENFICC asignadas a GPPS en Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme anteriores con periodos de vigencia que inician en el período entre el primero de diciembre del año $t+p+1$ y el primero de diciembre del año $t+10$.

g. EL ASIC debe realizar la asignación de obligaciones de energía firme para generadores que las respaldan con GPPS en un proceso iterativo que inicia con las GPPS que ya tienen Obligaciones de Energía Firme Asignadas - AGPPS, aplicando lo que se establece en el numeral 5.2 y 5.3; además de tener en cuenta la siguiente notación.

- ✓ AGPPS(k,q,m): Es la asignación a la planta generadora k en el año t-q con inicio del Periodo de Vigencia de la OEF en el año m, para m entre $t+p+i$ y $t+10$

Donde:

k: Nombre de la planta

i: Variable que tomará un valor entre 1 y $10-p$

q: Variable que define el número de años de antigüedad, respecto del año t, de una OEF asignada a una GPPS con anterioridad a la Subasta del año t. Por lo tanto, q tomará un valor entre $10-p-i$ y 0, de tal forma que define un grupo al cual pertenecen las GPPS para el año $t+p+i$ como se explica en el numeral 5.2 siguiente.

p: Período de planeación para la subasta en el año t.

m: Año de inicio del Periodo de Vigencia de la OEF.

5.2 Criterio de Ordenamiento para Ofertar en las Asignaciones

En la asignación de Obligaciones respaldadas con GPPS, que se realicen como resultado de una subasta del año t, se iniciará con aquellas GPPS que tienen asignaciones de mayor antigüedad. Por tanto, para la asignación del año $t+p+i$, se comenzará con las plantas con AGPPS(k,q,m) 0, para todo q en forma regresiva, desde $q=10-p-i$ hasta $q=1$, y para todo k; se terminará con las GPPS para $q=0$ y todo k que no tienen asignación para el año $t+p+i$. Todo esto iniciando en $i=1$ hasta $i=10-p$. Esto debe aplicar para cualquier $m=t+p+i$, iniciando en $i=1$ hasta $i=10-p$. Conformando así los grupos de igual q para cada año de inicio de la obligación.

5.3 Reglas para Realizar las Asignaciones

Las asignaciones en el año t para inicio del Periodo de Vigencia de la OEF en el año $t+p+i$ para las plantas k del mismo q se realizará de acuerdo con las siguientes reglas, para cada i entre 1 y $10-p$:

a. Todas las k del grupo q ofertarán la cantidad de ENFICC que desean que se les asigne en el año t a un precio máximo PMGPPS para el inicio del Periodo de Vigencia de la OEF en el año $t+p+i$.



La máxima cantidad asignable a las plantas del grupo q para el año $t + p + i$ y siguientes estará dada por la siguiente ecuación:

$$CM(q, t + p + i) = \max [0, L(q) \times I(t + p + i) - A(t + p + i)]$$

donde :

$CM(q, t + p + i)$ Máxima cantidad asignable a la planta o unidad k correspondiente al período q para el año $t + p + i$.

$$L(q) = \begin{cases} 0.5 & q = 0 \\ 0.6 & q = 1 \\ 0.8 & q \geq 2 \end{cases}$$

$A(t + p + i)$ Cantidad de ENFICC asignada en obligación es que inician en el año $t + p + i$, por este concepto a GPPS en años previos a t y en iteraciones anteriores .

$I(t + p + i)$ Incremento de la demanda esperado para el año $t + p + i$

b. El incremento de la demanda esperado para el período de vigencia de la obligación que inicia el 1 de diciembre del año $t + p + i$, será la diferencia entre las demandas agregadas proyectadas para los períodos que inician el 1 de diciembre del año $t + p + i$ y el 1 de diciembre del año $t + p + i - 1$.

c. Para cada una de las GPPS que respaldan OEF, la suma de todas las obligaciones que se le hayan asignado a un agente por una planta no podrán superar la ENFICC de esa planta en ningún año $t + p + i$.

d. EL ASIC sumará las cantidades de ENFICC ofertadas. Si el resultado es menor a $CM(q, i)$ se asignarán todas las ofertas y el precio al cual se remunerarán estas asignaciones será igual al PMGPPS. En caso contrario, se realizará una subasta de sobre cerrado en donde los generadores con AGPPS($k; q, i$) expresarán un precio igual o inferior a PMGPPS, y una cantidad de ENFICC igual o inferior a la previamente ofertada.

e. El ASIC asignará las cantidades de OEF a los generadores con GPPS que oferten menor precio para el período $t + p + i$. Como regla de desempate entre dos ofertas con igual precio se realizará una asignación a prorrata de la oferta de ENFICC de cada uno. El precio al que se remunerará la asignación correspondiente en todo caso será el mayor ofertado entre las GPPS que resulten con asignación.

f. Como resultado de este proceso, cada planta o unidad de generación con asignación tendrá definido un precio para cada OEF que se le haya asignado por este concepto en todos los años que haya participado.



g. El período de vigencia de la obligación de energía firme se iniciará a partir del primer período que se le haya asignado a un generador por una AGPPS. En todo caso este período será igual al declarado por el agente y no puede ser superior a 20 años. Asignaciones posteriores a la primera asignación estarán limitadas al periodo de vigencia definido para esa primera asignación.

6. Selección del Desarrollador para el Caso de un Proyecto con Varios Desarrolladores

En el caso de que en la subasta se tenga un proyecto con varios desarrolladores, las siguientes son las reglas para seleccionar el desarrollador al cual se le asignan las OEF:

- a. Para entrar a la subasta se debe entregar la siguiente documentación:
 - i. Promesa de compra-venta del estudio entre el dueño o poseedor del estudio y el desarrollador. En la promesa de compra-venta se deberá incluir, entre otros aspectos, el valor base del estudio y la aceptación por las partes del resultado de la Subasta para la Asignación de OEF y de la Subasta de Sobre Cerrado para GPPS.
 - ii. Sobre cerrado en donde el desarrollador establece el valor que está dispuesto a pagar por el estudio, en caso de que existan varios desarrolladores del mismo proyecto por igual cantidad de ENFICC.
 - iii. Garantía para amparar la participación en la subasta de acuerdo con lo definido en el reglamento de garantías.
 - iv. Toda la información exigida y en los plazos que ya han sido establecidos para el Período de Transición contenidos en el Anexo I I.

La documentación exigida en los ordinales i) a iii) de este literal deberá ser remitida por cada desarrollador en el plazo establecido para la entrega de las garantías para participar en la Subasta.

- b. En la subasta se aplicarán las siguientes reglas:
 - i. Se considerará un solo proyecto con ENFICC igual a la mayor ofertada para el proyecto.
 - ii. En todo momento el Subastador considerará la ENFICC mayor del proyecto de acuerdo con la curva de oferta declarada por cada oferente en cada Ronda.
 - iii. En caso de que dos o más desarrolladores hayan ofertado igual ENFICC al cierre de la subasta, el Administrador de la Subasta procederá a abrir los sobres cerrados, los ordenará de mayor a menor, y preferirá al desarrollador que está dispuesto a pagar más por el estudio.



Anexo 5

Liquidación, Recaudo y Pago del Cargo por Confiabilidad

I. Liquidación

I.1 Determinación de la Obligación Horaria de Energía Firme

Para cada agente generador con asignaciones de OEF se determina la Obligación Horaria aplicando las siguientes reglas:

I.1.1 Obligación Diaria de Energía Firme (ODEF):

- ✓ Si la Demanda Total Doméstica Diaria $< \sum$ ODEF de todos los generadores:

Se calcula un factor de ajuste (FA) con la siguiente expresión:

$$FA = \frac{DC_{d,m} - GI_{NDC,d,m}}{\sum_j (ODEF_{j,d,m} - ODEF_{NDC,j,d,m})}$$

Y la ODEF para cada agente respaldada con plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente de su propiedad o representadas comercialmente por él, se ajustará como sigue:

$$ODEFA_{j,d,m} = ODEF_{j,d,m} * FA$$

- ✓ Si la Demanda Total Doméstica Diaria $\geq \sum$ ODEF de todos los generadores:

$$ODEFA_{j,d,m} = ODEF_{j,d,m}$$

Donde:

$DC_{d,m}$: Demanda Total Doméstica del día d del mes m.

$GI_{NDC,d,m}$: Generación Ideal del día d del mes m de los recursos no despachados centralmente.

Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez



$ODEF_{j,d,m}$: Obligación Diaria de Energía Firme del agente generador j en el día d del mes m .

$ODEF_{NDC,j,d,m}$: Variable ODEF para todos los recursos no despachados centralmente.

$ODEFA_{j,d,m}$: Obligación Diaria de Energía Firme Ajustada del agente generador j en el día d del mes m .

Nota: Para las plantas o unidades de generación no despachadas centralmente el factor FA siempre será igual a uno (1).

I.1.2 Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme (incluye importaciones TIE):

$$DDOEF_{j,d,m} = GID_{j,d,m} - ODEFA_{j,d,m}$$

Donde:

$DDOEF_{j,d,m}$: Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme del generador j en el día d del mes m .

$GID_{j,d,m}$: Generación Ideal para el día de operación d , del generador j en el mes m , considerando los Contratos de Respaldo de compra o de venta o cualquier otro Anillo de Seguridad adquiridos por el generador j y que hayan sido despachados.

$ODEFA_{j,d,m}$: Obligación Diaria de Energía Firme Ajustada del generador j en el día d del mes m .

Nota: Para las importaciones TIE, el valor de ODEFA es igual a cero.

✓ *Sí $DDOEF > 0$, la Obligación de Energía Firme Horaria se determina:*

$$OHEF_{j,h,d,m} = GI_{j,h,d,m} * \left(\frac{ODEFA_{j,d,m} + VC_{j,d,m} - CC_{j,d,m}}{GI_{j,d,m}} \right)$$

Donde:

$OHEF_{j,h,d,m}$: Obligación Horaria de Energía Firme del generador j , en la hora h del día d del mes m .

$GI_{j,h,d,m}$: Generación Ideal para el agente generador j , en la hora h del día d del mes m .

$GI_{j,d,m}$: Generación Ideal para el agente generador j , en el día d del mes m .

$VC_{j,d,m}$: Ventas en Contratos de Respaldo o energía de la Declaración de Respaldo del agente generador j en el día d del mes m , que hayan sido despachadas.



$CC_{j,d,m}$: Compras en Contratos de Respaldo o energía de la Declaración de Respaldo del agente generador j en el día d del mes m , que hayan sido despachadas.

1.1.3 Desviación Positiva Horaria de las OEF:

En cada una de las horas en las cuales el Precio de Bolsa $>$ Precio de Escasez, el ASIC determina para cada uno de los agentes generadores (incluidas las importaciones TIE):

$$DHOEF_{j,h,d,m} = (GI_{j,h,d,m} - OHEF_{j,h,d,m}) * (PB_{h,d,m} - PE_m)$$

Donde:

$DHOEF_{j,h,d,m}$: Desviación Horaria de la Obligación de Energía Firme para el agente generador j , en la hora h del día d del mes m .

$GI_{j,h,d,m}$: Generación Ideal para el agente generador j , en la hora h del día d del mes m .

$OHEF_{j,h,d,m}$: Obligación Horaria de Energía Firme del agente generador j , en la hora h del día d del mes m .

$PB_{h,d,m}$: Precio de Bolsa para la hora h del día d del mes m .

PE_m : Precio de Escasez del mes m .

1.2 Cálculo por Parte del ASIC

Para cada hora el ASIC debe calcular la siguiente expresión:

$$DG_{h,d,m} = \left(\sum_{j \in c} (GI_{j,h,d,m} - OHEF_{j,h,d,m}) - ETIE_{h,d,m} \right) * (PB_{h,d,m} - PE_m)$$

Donde:

$ETIE_{h,d,m}$: Magnitud de las exportaciones TIE para la hora h , del día d del mes m .

c : subconjunto de generadores (incluye importaciones TIE) para los cuales la variable DDOEF es mayor que cero (0).

h : subconjunto de horas para las cuales el Precio de Bolsa es mayor que el Precio de Escasez durante del día d del mes m .

✓ Si la variable $DG_{h,d,m} \leq 0$:



- El valor absoluto de la variable $DG_{h,d,m}$ es asignado a prorrata de la $GI_{j,h,d,m}$ de los recursos despachados centralmente, incrementando las cuentas a favor de cada agente generador sin incluir las importaciones TIE.
 - El valor de $DHOEF_{j,h,d,m}$ es asignado a cada agente generador incrementando las cuentas a favor del mismo sin incluir las importaciones TIE.
 - Para las importaciones TIE, la liquidación se realizará de conformidad con la regulación vigente para estas transacciones.
- ✓ Si la variable $DG_{h,d,m} > 0$:
- El valor resultante de multiplicar $ETIE_{h,d,m}$ por la diferencia entre el precio de bolsa horario y el precio de escasez, debe ser asignado a prorrata del valor de $DHOEF_{j,h,d,m}$, incrementando las cuentas a favor de cada agente generador, sin incluir las importaciones TIE.
 - Calcular la demanda no cubierta con Obligaciones de Energía Firme de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$DNC_{d,m} = DC_{d,m} - \sum_j ODEFA_{j,d,m}$$

Donde: $DNC_{d,m}$ representa la demanda no cubierta en el día d del mes m.

- El valor de la variable $DG_{h,d,m}$ será asignado como un valor a cargo en proporción al valor absoluto de la variable $DDOEF$ de los agentes generadores para los cuales esta variable es menor que cero y de la demanda no cubierta con obligaciones de energía firme. Para el caso en que $DNC_{d,m} > 0$, el valor a cargo de la demanda no cubierta resultante de aplicar la proporción, será asignado a los agentes a prorrata de sus compras en bolsa de la hora h.
- Los dineros recaudados serán asignados a cada agente generador incrementando las cuentas a favor del mismo, a prorrata del valor de $DHOEF_{j,h,d,m}$, sin incluir las importaciones TIE

Para las importaciones TIE, la liquidación se realizará de conformidad con la regulación vigente para estas transacciones.

2. Recaudo y Pago del Cargo por Confiabilidad

A los agentes generadores a los que se les haya asignado Obligaciones de Energía Firme, el ASIC debe efectuar la conciliación, liquidación y facturación del Cargo por Confiabilidad de conformidad con las siguientes reglas:



2.1 Conciliación

2.1.1 Remuneración Real de las OEF

- ✓ *Remuneración Real Individual Diaria de la OEF asociada a la planta y/o unidad de generación (RRID).*

La remuneración (RRID) para una planta o unidad de generación i en el día d del mes m , debe ser determinada según:

$$RRID_{i,d,m} = \min \left[1, \frac{\sum_{h=1}^{24} DC_{i,h,d,m}}{ODEFR_{i,d,m} + VCP_{i,d,m}} \right] * ODEFR_{i,d,m} * PCC_{i,m}$$

Donde:

$DC_{i,h,d,m}$: Disponibilidad Comercial de la planta i en la hora h del día d del mes m , en (kW), sin considerar la indisponibilidad respaldada mediante contratos de respaldo, declaraciones de respaldo o cualquier otro anillo de seguridad. Este respaldo debió registrarse previamente ante el ASIC.

Nota: Cuando el precio de bolsa sea mayor que el precio de escasez se debe considerar las *cantidades despachadas* de estos tipos de cubrimiento (contratos de respaldo, declaraciones de respaldo o cualquier anillo de seguridad). Cuando no se cumpla la condición anterior, se debe considerar la *cantidad registrada* de estos tipos de cubrimiento.

El cálculo de la Disponibilidad Comercial se realiza de la siguiente forma:

$$\sum_{h=1}^{24} DC_{i,h,d,m} = \sum_{h=1}^{24} DispComNormal_{i,h,d} + \min \left[\frac{CCR_{i,d,m}}{ODEFR_{i,d,m}} * \sum_{h=1}^{24} CEN, \sum_{h=1}^{24} CEN - \sum_{h=1}^{24} DispComNormal_{i,h,d} \right]$$

Donde:

$DispComNormal_{i,h,d}$: Disponibilidad Comercial Normal calculada según la metodología definida en la Resolución CREG-024 de 1995 para la planta o unidad de generación i en la hora h del día d .

$CCR_{i,d,m}$: Compras en contratos de respaldo o en declaraciones de respaldo para la planta o unidad de generación i vigentes el día d del mes m .



- CEN:** Capacidad Efectiva Neta de la planta o unidad de generación i en la hora h .
- ODEFR _{i,d,m} :** Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i en el día d del mes m , expresada en kilovatios-hora (kWh).
- VCP _{i,d,m} :** Ventas en contratos de respaldo o en declaraciones de respaldo con la planta o unidad de generación i vigentes el día d del mes m .
- PCC _{i,m} :** Precio Promedio Ponderado del Cargo por Confiabilidad de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i vigente en el mes m , expresado en dólares por kilovatio-hora (US\$/kWh), que se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$PCC_{i,m} = \frac{\sum_s (P_{i,m,s} * ODEFR_{i,m,s})}{\sum_s ODEFR_{i,m,s}}$$

Donde:

- P _{i,m,s} :** Precio al cual fue asignada la Obligación de Energía Firme asociada a la planta y/o unidad de generación i vigente en el mes m , asignada en la subasta s o en el mecanismo que haga sus veces, expresado en dólares por kilovatio hora (US\$/kWh).
- ODEFR _{i,m,s} :** Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i en el mes m , asignada en la subasta s o el mecanismo que haga sus veces.
- s:** Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme, mecanismo que haga sus veces o Subasta de Reconfiguración.

Nota: El valor de PCC _{i,m} se debe convertir a pesos por kilovatio hora (\$/kWh), utilizando la TRM correspondiente al último día del mes liquidado, publicada por la Superintendencia Financiera.

✓ Remuneración Real Total Mensual

La Remuneración (RRT _{m}) para un mes m , se obtiene de la siguiente expresión:

$$RRT_m = \sum_{i=1}^k \sum_{d=1}^n RRID_{i,d,m}$$



Donde:

RRID_{i,d,m}: Remuneración Real Individual Diaria de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta y/o unidad de generación *i* en el día *d* del mes *m*.

n: Número de días del mes *m*.

k: Número de plantas y/o unidades de generación”.

2.1.2 Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE)

Para realizar el cálculo del CERE para efectos de la liquidación y la facturación en cada uno de los meses del Período de Vigencia de la OEF, se emplea la siguiente expresión:

$$CERE_m = \frac{RRT_m}{GR_m}$$

En donde GR_m representa la Generación Real en el mes *m* expresada en kilovatios hora (kWh). Sin embargo, para las Plantas no Despachadas Centralmente se debe considerar exclusivamente sus ventas de energía en la bolsa.

2.1.3 Costo Equivalente en Energía (CEE)

El costo CEE es utilizado para efectos de cotización en Bolsa, el cual es expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh). Dicho costo se debe calcular mensualmente mediante la siguiente relación:

$$CEE_m = \frac{\sum_{s,i} (P_{i,m,s} * OMEFR_{i,j,m})}{ETDP_m}$$

Donde:

ETDP: Energía Total Demandada Proyectada en el SIN para cada mes, expresada en kilovatios hora.

OMEFR_{*ij,m*}: Obligación Mensual de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación *i* del generador *j* en el mes *m*.

Notas:

El valor de $P_{i,m,s}$ se debe convertir a pesos por kilovatio hora (\$/kWh), utilizando TRM correspondiente al día hábil inmediatamente anterior al día de la fijación del CEE, publicada por la Superintendencia Financiera.



El CND debe fijar el CEE para las ofertas de cada nuevo mes con tres (3) días de anticipación.

2.2 Liquidación y Facturación

2.2.1 Valor a Recaudar por parte de las Plantas y/o Unidades de Generación

Cada una de las plantas y/o unidades de generación recaudan por medio de sus ventas de energía, la cantidad que resulta de la siguiente expresión:

$$VR_{i,m} = CERE_m * G_{i,m}$$

En donde la variable $VR_{i,m}$ es el valor a recaudar por cada unidad o planta de generación i en el mes m , y la variable $G_{i,m}$ representa la generación real de la planta o unidad de generación i en el mes m , expresada en kilovatios hora.

Nota: Cabe recordar que las plantas no despachadas centralmente recaudan únicamente con sus ventas en la Bolsa.

2.2.2 Valor a Distribuir a cada una de las Plantas y/o Unidades de Generación

Cada una de las plantas y/o unidades de generación i tiene derecho a recibir la cantidad que resulta de la siguiente expresión:

$$VD_i = \sum_{d=1}^n RRID_{i,d,m}$$

En donde n representa el número de días del mes m .

Finalmente, con el resultado del Valor a Distribuir (VD_i) y el Valor a recaudar (VR_i) se calculará mensualmente para cada planta y/o unidad de generación i , el valor F_i mediante la siguiente expresión:

$$F_i = VD_i - VR_i$$

Valor que expresa:

- Cuando F_i es positivo, se origina por tanto, un saldo a favor del agente generador en el SIC.
- Cuando F_i es negativo, se produce por parte del SIC un cobro al agente generador correspondiente.



2.2.3 Liquidación de las Plantas y/o Unidades de Generación no Despachadas Centralmente

Todos aquellos generadores no despachados centralmente que tiene contratos de venta de energía en el Mercado de Energía deben producir diariamente la ENFICC declarada, siempre que al menos durante una de las horas del día de despacho el Precio de Bolsa supere al Precio de Escasez.

Por tanto, cuando la generación real diaria de estos generadores es menor a la ENFICC declarada, el ASIC debe incrementar la cuenta por pagar del respectivo agente en una cantidad igual:

$$\text{IncrementoCuenta} = \frac{CERE}{ENFICC_{diaria} - GenReal_{diaria}}$$

En donde dicha generación real diaria es aquella utilizada por el ASIC para las transacciones comerciales. De forma que este valor de Incremento de Cuenta sea asignado a cada uno de los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda comercial como un menor costo de restricciones que debe ser trasladada a los usuarios finales, según esta establecido en la regulación vigente.

Notas:

- En el caso en que se presente la Situación de Escasez, y la Planta no Despachada Centralmente tenga contratos de venta de energía al Precio de Bolsa de conformidad con la regulación vigente, el precio del contrato será igual al Precio de Escasez.
- Para efectos de Liquidación, en este tipo de plantas, la ODEF debe ser igual a su Generación Ideal.
- En cuanto a recaudo, este tipo de plantas solo recaudan Cargo por Confiabilidad por sus ventas de energía en Bolsa.



Anexo 6

Reglamento de Garantías

I. Generalidades

Año de Vigencia de la Obligación: Período de doce meses contado desde el 1 de diciembre hasta el 30 de noviembre siguiente, que hace parte o coincide con el Período de Vigencia de la Obligación.

Fecha de Inicio del Período de Vigencia de la Obligación (IPVO): Es el día a partir del cual se da inicio al Período de Vigencia de la Obligación de Energía Firme de una planta o unidad de generación.

Incumplimiento Calificado de Cronograma: Incumplimiento del cronograma de construcción o puesta en operación o repotenciación, según sea el caso, de una planta y/o unidad de generación, el cual permite prever que la puesta en operación o repotenciación de la planta o unidad de generación, ocurrirá después del IPVO, certificado por el auditor designado.

Mantener vigente una garantía: Se entenderá que los Agentes Generadores y las Personas Jurídicas Interesadas cumplen con su obligación de mantener vigentes las garantías, cuando presenten ante la CREG garantías constituidas con la vigencia indicada en cada una de ellas o con una vigencia inicial de un (1) año y las prorroguen conforme al requerimiento de vigencia establecido en los mencionados capítulos, por períodos mayores o iguales a un año, con al menos quince (15) días hábiles de anterioridad a la fecha de vencimiento de la garantía vigente.

Persona Jurídica Interesada: Persona Jurídica Nacional o Extranjera, no registrada como Agente Generador ante el ASIC, con asignación de Obligaciones de Energía Firme o con interés de participar en las Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo de asignación que haga sus veces.

I.1 Principios Adicionales y Otorgamiento de las Garantías

- a. Cuando se trate de garantías otorgadas por una entidad financiera domiciliada en Colombia, se debe acreditar una calificación de riesgo crediticio de la deuda de largo plazo de grado de inversión, por parte de una Agencia Calificadora de Riesgos vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- b. Cuando se trate de garantías otorgadas por una entidad financiera del exterior, la cual debe estar incluida en el listado de entidades financieras del exterior contenido en el Anexo No. 1 de la Circular Reglamentaria Externa DCIN-83 de 2003 del Banco de la República o en las

Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez



normas que lo modifiquen, adicionen o sustituyan y acreditar una calificación de deuda de largo plazo de Standard & Poor's Corporation o de Moody's Investor's Services Inc., de al menos grado de inversión. *Ver Nota*

Sin embargo, Para la aceptación de una garantía otorgada por una entidad financiera del exterior, el Agente Generador o Persona Jurídica Interesada, debe adjuntar los formularios debidamente diligenciados y registrados ante el Banco de la República y que, de acuerdo con las Normas del mismo, sean *necesarios para el cobro de la garantía por parte del ASIC*.

- c. La entidad financiera otorgante debe pagar al primer requerimiento del beneficiario.
- d. La entidad financiera otorgante debe pagar dentro de los dos (2) días hábiles siguientes a la fecha en que se realice el primer requerimiento siempre que se trate de una entidad financiera domiciliada en Colombia, o dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la fecha en que se realice el primer requerimiento, siempre que se trate de una entidad financiera del exterior.
- e. El valor pagado por la entidad financiera otorgante debe ser igual al valor total de la cobertura conforme con lo indicado en el presente Reglamento. Por tanto, el valor pagado debe ser neto, libre de cualquier tipo de deducción, depósito, comisión, encaje, impuesto, tasa, contribución, afectación o retención por parte de la entidad financiera otorgante y/o de las autoridades cambiarias, tributarias o de cualquier otra índole que pueda afectar el valor del desembolso de la garantía.
- f. Que la entidad financiera otorgante de la garantía renuncie a requerimientos judiciales, extrajudiciales o de cualquier otro tipo, para el pago de la obligación garantizada, tanto en Colombia como en el exterior.
- g. Cuando se trate de garantías expedidas por entidades financieras domiciliadas en Colombia, el valor de la garantía constituida debe ser calculado en moneda nacional o en dólares de los Estados Unidos de América y ser exigible de acuerdo con la Ley Colombiana.
- h. Cuando se trate de garantías expedidas por entidades financieras del exterior, el valor de la garantía constituida debe ser calculado en dólares de los Estados Unidos de América, y ser exigible de acuerdo con las Normas RRUU 600 de la Cámara de Comercio Internacional - CCI- (ICC Uniform Customs and Practice for Documentary Credits UCP 600) o aquellas Normas que las modifiquen, adicionan o sustituyan y con las Normas del estado Nueva York de los Estados Unidos de América. Cualquier disputa que pueda surgir en relación con la garantía entre el Beneficiario y el Otorgante, debe ser resuelta definitivamente bajo las reglas de Conciliación y Arbitraje de la CCI, por uno o más árbitros designados, de acuerdo con las mencionadas reglas. En todo caso, uno de los árbitros será de nacionalidad Colombiana.



Nota: Para efectos de demostrar el cumplimiento de los dos primeros principios adicionales, los Agentes Generadores y las Personas Jurídicas Interesadas debe:

- Acreditar al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-, al momento de presentación, ajuste o reposición de las garantías, que la entidad financiera otorgante satisface los requerimientos indicados en estos criterios. Para las garantías con vigencia superior a un (1) año, la calificación de riesgo debe ser actualizada anualmente, a partir de su presentación, por los Agentes del Mercado de Energía Mayorista y las Personas Jurídicas Interesadas que estén obligados a presentar las respectivas garantías.
- Informar al ASIC cualquier modificación en la calificación de que tratan los numerales a y b, así como también toda circunstancia que afecte o pueda llegar a afectar en cualquier forma la garantía o la efectividad de la misma. Dicha información debe ser comunicada a más tardar quince (15) días hábiles después de ocurrido el hecho.

1.2 Garantías Admisibles

Los Agentes del Mercado de Energía Mayorista y las Personas Jurídicas Interesadas, deben garantizar el cumplimiento de las obligaciones señaladas en el presente Reglamento, acorde con las disposiciones contenidas en el mismo y mediante uno o varios de los siguientes instrumentos:

✓ Instrumentos Admisibles para Garantías Nacionales:

(i) **Garantía Bancaria:** Instrumento mediante el cual una institución financiera debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, garantiza de forma incondicional e irrevocable el pago de las obligaciones indicadas en el presente Reglamento.

La Garantía será pagadera a la vista y contra el primer requerimiento escrito en el cual XM S.A. E.S.P., en calidad de ASIC, informe que el Agente o Persona Jurídica Interesada no ha dado cumplimiento a las obligaciones objeto de la garantía. La forma y perfeccionamiento de esta garantía se regirá por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables.

(ii) **Aval Bancario:** Instrumento mediante el cual una institución financiera debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, interviene como avalista respecto de un título valor, para garantizar el pago de las obligaciones indicadas en el presente Reglamento. La forma y perfeccionamiento de esta garantía se regirá por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables.

(iii) **Carta de Crédito Stand By:** Crédito documental e irrevocable, mediante el cual una institución financiera debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera, se compromete directamente o por intermedio de un banco corresponsal, al pago de las obligaciones indicadas en el presente Reglamento, contra la previa presentación de la Carta de



Crédito Stand By. La forma y perfeccionamiento de ésta se regirán por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables.

✓ **Instrumentos Admisibles para Garantías Internacionales:**

Carta de Crédito Stand By: Crédito documental e irrevocable mediante el cual una institución financiera se compromete directamente o por intermedio de un banco corresponsal, al pago de las obligaciones indicadas en el presente Reglamento, contra la previa presentación de la Carta de Crédito Stand By.

No obstante con lo anterior, el ASIC puede presentar a consideración de la CREG nuevas modalidades de Garantías o Mecanismos Alternativos que surjan en el mercado y que cumplan con los principios de garantías definidos en el reglamento.

2. Garantía para Amparar la Participación en las Subastas o en el Mecanismo de Asignación que haga sus Veces

Los agentes interesados, deben garantizar para cada planta o unidad de generación, la entrega de las garantías exigidas en el Reglamentos, en las fechas y en las condiciones indicadas en la regulación, en caso de resultar con asignación de OEF. Dichas garantías exigidas son:

- Garantía para amparar la Construcción y Puesta en Operación de plantas y/o unidades de generación.
- Garantía para amparar la Disponibilidad de Contratos de Combustible dentro del Período de Planeación.
- Garantía para amparar la Energía Firme Incremental referente a una declaración de Energía Firme superior a la ENFICC Base (Plantas Hidráulicas).
- Garantía para amparar la Continuidad de Contratos de Combustible cuando su duración es inferior al Período de Vigencia de la Obligación.
- Garantía para amparar el Incremento Futuro de ENFICC debido a la Mejora en el Índice IHF de una planta o unidad de generación.

Estas garantías se deben presentar de manera independiente para cada planta o unidad de generación. Sin embargo, la obligación exigida para los agentes interesados se entiende como cumplida cuando:



1. El Agente Generador o Persona Jurídica Interesada presente las garantías exigidas, en las fechas y condiciones requeridas en la regulación vigente, para cada planta o unidad de generación objeto de la garantía, o
2. Una vez realizada la subasta para la Asignación de OEF o el mecanismo de asignación que haga sus veces, el Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada, no resulte con asignación de OEF, que requieran de la presentación de las garantías exigidas; para cada planta o unidad de generación.

2.1 Plazo para Presentación de la Garantía

La garantía deberá ser presentada a la CREG por parte de los Agentes Generadores y las Personas Jurídicas Interesadas, a más tardar el día en que la CREG establezca como fecha límite para declarar la ENFICC.

Cabe recordar que ésta garantía no es exigible para el Período de Transición, ni tampoco en la primera subasta para las plantas o unidades de generación, para aquellas plantas Especiales por repotenciación y cierres de ciclo que entren en operación durante el periodo de transición.

2.2 Vigencia de la Garantía

La garantía deberá estar vigente ininterrumpidamente desde su fecha de presentación hasta un (1) mes después de la fecha que establezca la CREG para la presentación de cada una de las cinco garantías mencionadas anteriormente.

2.3 Valor de la Cobertura

El valor de la cobertura de la garantía para participar en la Subasta para la Asignación de OEF o el mecanismo que haga sus veces, debe ser determinada por el Agente Generador o Persona Jurídica Interesada, para cada planta o unidad de generación, con base en la siguiente fórmula:

$$VDC = 10\% * ENFICC * PC * \frac{IPP_G}{IPP_A}$$

Donde:

VDC: Valor de la Cobertura, expresado en pesos (COP)

ENFICC : ENFICC declarada para la planta o unidad de generación para participar en la subasta o en el mecanismo de asignación que haga sus veces, expresada en kWh, que pueda derivar en la asignación de OEF que deban ser garantizadas, según correspondan de las cinco garantías mencionadas.



- PC: Precio de Cierre de la Subasta o el mecanismo de asignación que haga sus veces con el que se realizó la última asignación de OEF, expresado en \$/kWh. Variable calculada en pesos colombianos usando la tasa de cambio representativa del mercado vigente el lunes de la semana anterior a la fecha de presentación de la garantía.
- IPP_G: Último Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, disponible el lunes de la semana anterior a la fecha de presentación de la garantía, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200).
- IPP_A: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, para el mes en que se realizó la última asignación de Obligaciones de Energía Firme, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200). Si este índice no se encuentra disponible la relación IPP_G / IPP_A se toma igual a uno (1).

2.4 Eventos de Incumplimiento

Se considerarán como eventos de incumplimiento los siguientes:

1. Que el Agente Generador o Persona Jurídica Interesada, que habiendo resultado con asignación de Obligaciones de Energía Firme que requieran la presentación de las cinco garantías mencionadas, no las presente en las fechas y condiciones establecidas en la regulación vigente.
2. Que la Persona Jurídica Interesada, no se encuentre constituida como Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios a más tardar en la fecha de presentación de cada una de las cinco garantías mencionadas.
3. Que el Agente Generador o Persona Jurídica Interesada no acredite ante la CREG el ajuste o reposición de las garantías de que trata este capítulo, conforme a lo establecido en el presente Reglamento.

2.5 Terminación de Obligaciones de Energía Firme

Para el Agente Generador o Persona Jurídica Interesada que incurra en cualquier evento de incumplimiento establecido anteriormente, se harán efectivas las garantías de que mencionadas y además tales incumplimientos implicarán la pérdida de la asignación de la Obligación de Energía Firme y de la remuneración asociada.



3. Garantía para Amparar la Construcción y Puesta en Operación de Plantas y/o Unidades de Generación

Los agentes que respalden este tipo de plantas o unidades de generación deben garantizar mediante los instrumentos de las garantías admisibles, el cumplimiento de las siguientes obligaciones asociadas a la ENFICC:

1. El inicio de la operación comercial de las plantas o unidades de generación en instalación o por instalar o repotenciar, acorde con lo establecido en el Reglamento de Operación, a más tardar en la fecha de Inicio del Período de Vigencia de la Obligación, cumpliendo con una ENFICC al menos igual a la asociada a la Obligación de Energía Firme asignada.
2. El pago de la auditoría para verificar el cumplimiento del cronograma de construcción o repotenciación de la planta o unidad de generación y la puesta en operación de la misma. El pago se deberá realizar dentro de los primeros quince (15) días calendario de cada uno de los períodos para los cuales se requiera el informe del auditor. El primero de los períodos se contará desde la fecha de inicio del cronograma de instalación o repotenciación y para cada uno de los períodos subsiguientes al primero, se contará desde el día calendario siguiente a la fecha en que se termine el anterior período.

Estas obligaciones se entenderán cumplidas cuando durante su vigencia no se haya presentado alguno de los Eventos de Incumplimiento que se mencionan más adelante, y además de presentar el recibo en el ASIC de:

- a. La certificación de la firma auditora contratada por el ASIC, respecto del inicio de la operación comercial de las plantas o unidades de generación en instalación, por instalar o por repotenciar, conforme a lo dispuesto en el Numeral 1 anterior, y
- b. Copia de los documentos que acrediten el pago oportuno del valor de la auditoría de que trata el Numeral 2 anterior, la cual deberá ser presentada ante el ASIC, a más tardar dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a su pago. El pago de la auditoría se deberá realizar en el plazo indicado en el Numeral 2.

3.1 Vigencia de la Garantía

El Agente Generador o Persona Jurídica Interesada debe mantener vigentes las garantías constituidas para amparar la obligación presente, desde la fecha de presentación de la garantía (máximo (15) días hábiles contados a partir de la fecha de la asignación de la OEF) y hasta trece (13) meses después de la fecha inicial programada de puesta en operación comercial de la planta o unidad de generación, declarada en el cronograma de construcción o repotenciación.

En el evento en que, de acuerdo con la información entregada por el Auditor, se prevea que la fecha de inicio de la operación comercial de la planta o unidad de generación sea posterior a la



fecha inicial programada de puesta en operación comercial de que trata el inciso anterior, el Agente Generador o Persona Jurídica Interesada deberá mantener vigente la garantía hasta trece (13) meses después de la nueva fecha de inicio de la operación comercial que establezca el Auditor.

3.2 Eventos de Incumplimiento

Constituyen eventos de incumplimiento grave e insalvable los siguientes:

1. Incumplimiento Calificado de Cronograma que implique que la puesta en operación de la planta o unidad de generación, ocurrirá en un plazo superior a un (1) año contado a partir del IPVO. Dicho incumplimiento debe ser informado por la CREG al ASIC, quien adoptará las medidas correspondientes.
2. Incumplimiento Calificado de Cronograma, que implique que la puesta en operación de la planta o unidad de generación ocurrirá en un plazo inferior a un (1) año, contado a partir del IPVO, y el Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada, una vez esté registrada como Agente Generador ante el ASIC, no garanticen el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme con un Contrato o Declaración de Respaldo, de otra planta o unidad de generación. Este Contrato o Declaración de Respaldo debe estar registrado ante el ASIC a más tardar dentro de los quince (15) días calendario siguientes a la fecha en que el CND reciba el correspondiente informe del auditor y debe estar vigente desde el IPVO hasta la nueva fecha de puesta en operación de la planta o unidad de generación, certificada por el Auditor.
3. Puesta en operación de la planta o unidad de generación con una ENFICC inferior a la asociada a la Obligación de Energía Firme asignada, calculada según la regulación.
4. El Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada no acredita ante la CREG el ajuste o reposición de las garantías conforme a la metodología para el cálculo del la ENFICC descrita en el Anexo 2.
5. El Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada no acredita ante el ASIC el pago de los honorarios del Auditor designado para verificar el cumplimiento del cronograma de construcción o repotenciación, o de puesta en operación de la planta o unidad de generación, conforme a lo establecido en esta sección.

3.3 Terminación de la Obligación de Energía Firme

Los eventos de incumplimiento descritos anteriormente, darán lugar a la pérdida de la asignación de la Obligación de Energía Firme objeto de garantía establecida, y de la remuneración asociada, a partir de la fecha en que se configuró el respectivo evento de incumplimiento grave e insalvable.



4. Garantía para Amparar la Disponibilidad de Contratos de Combustible Durante el Período de Planeación

los Agentes Generadores o las Personas Jurídicas Interesadas con plantas y/o unidades de generación térmicas existentes, nuevas o especiales que reciban asignaciones de OEF, deben garantizar para cada planta y/o unidad de generación, la presentación ante la CREG de la copia de los contratos de suministro y transporte en firme de gas natural o de los contratos de suministro de otros combustibles, en las cantidades necesarias para respaldar sus Obligaciones de Energía Firme asignadas, a más tardar en la fecha que fije la Comisión.

Ésta garantía será necesaria en caso de que no sea presentada oportunamente copia de los contratos de suministro y transporte en firme de gas natural o de los contratos de suministro de otros combustibles durante el período de planeación, que cumplan los requisitos indicados en el reglamento de Combustibles (sección siguiente).

Estas obligaciones se entienden por cumplidas cuando durante su vigencia no se presente alguno de los eventos de incumplimiento incluidos a continuación y adicionalmente cuando el Agente Generador o Persona Jurídica Interesada obtenga por parte de la CREG una certificación en la que conste que en la fecha establecida, presentó oportunamente la copia de los contratos de suministro y transporte en firme de gas natural o de los contratos de suministro de otros combustibles, donde se especifican las cantidades y los plazos suficientes para respaldar sus Obligaciones de Energía Firme asignadas, según sea el caso.

4.1 Vigencia de la Garantía

El Agente Generador o Persona Jurídica Interesada debe mantener vigentes las garantías constituidas para amparar la obligación mencionada, desde la fecha de presentación de la garantía (máximo (15) días hábiles contados a partir de la fecha de la asignación de la OEF) y hasta un (1) mes después de la fecha límite prevista por la CREG para la presentación de los contratos de suministro y transporte en firme de gas natural o de los contratos de suministro de otros combustibles del primer Año del Período de Vigencia de la Obligación a garantizar

4.2 Eventos de Incumplimiento

1. Cuando el Agente Generador o Persona Jurídica Interesada no presente ante la CREG copia de los contratos de suministro y transporte en firme de gas natural o de los contratos de suministro de otros combustibles conforme a lo previsto anteriormente.
2. Cuando el Agente Generador o Persona Jurídica Interesada no acredite ante la CREG el ajuste o reposición de las garantías conforme a lo establecido y, teniendo en cuenta el Ajuste y Reposición de Garantías.



4.3 Terminación de la Obligación de Energía Firme

En caso de verificarse uno de los eventos de incumplimiento descritos anteriormente, habrá lugar a la pérdida de asignación de la Obligación de Energía Firme que fue objeto de la garantía establecida en ésta sección, y a la pérdida de la remuneración asociada a la misma, a partir de la fecha en que se configure el incumplimiento.

5. Garantía para Amparar la Energía Firme Incremental Referente a una Declaración de Energía Firme Superior a la ENFICC Base, para el caso de Plantas Hidráulicas

Los Agentes Generadores o las Personas Jurídicas Interesadas que cuenten con plantas hidráulicas, existentes, nuevas o especiales, deben garantizar la diferencia entre la OEF asignada y la ENFICC base anual, obtenida de aplicar la metodología establecida para el cálculo. En donde esta ENFICC base anual es la que resulta de multiplicar la ENFICC base por el número de días del año.

Esta obligación se entiende como cumplida en el caso que durante su vigencia no se presente alguno de los eventos de incumplimiento incluidos en ésta sección y adicionalmente cuando el Agente Generador obtenga del ASIC una certificación en la que conste que, la generación ideal diaria de la planta y/o unidad de generación no ha sido menor a su Obligación Diaria de Energía Firme, para tres (3) días consecutivos dentro del Período de Vigencia de la Obligación, en los cuales al menos en una (1) hora de cada uno de estos días, el precio de bolsa haya sido superior al Precio de Escasez. Para los casos en los cuales la planta y/o unidad de generación haya estado en mantenimiento programado y éste haya sido respaldado, se considerará dicho respaldo para la verificación de cumplimiento diario de esta obligación, siempre y cuando se encuentre debidamente registrado ante el ASIC.

5.1 Vigencia de la Garantía

El Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada debe mantener vigentes las garantías constituidas para amparar la obligación, desde la fecha de presentación de la garantía (máximo (15) días hábiles contados a partir de la fecha de la asignación de la OEF) hasta seis (6) meses después de la fecha finalización del Período de Vigencia de la Obligación.

5.2 Eventos de Incumplimiento

- I. Cuando resulte que la generación ideal diaria de la planta y/o unidad de generación haya sido menor a su Obligación Diaria de Energía Firme, para tres (3) días consecutivos dentro del



Período de Vigencia de la Obligación, en los cuales al menos en una (1) hora de cada uno de estos días el precio de bolsa haya sido superior al Precio de Escasez. Para los casos en los cuales la planta y/o unidad de generación haya estado en mantenimiento programado y este haya sido respaldado, se considerará dicho respaldo para la verificación de cumplimiento diario de esta obligación, siempre y cuando se encuentre debidamente registrado ante el ASIC.

Este evento de incumplimiento será determinado mensualmente por el ASIC con la información disponible el quinto mes después del mes objeto de evaluación.

2. Cuando el Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada no acredite ante la CREG el ajuste o reposición de las garantías exigidas.

5.3 Terminación de la Obligación de Energía Firme

Cuando ocurra el segundo evento de incumplimiento indicado anteriormente, habrá lugar a la terminación de la totalidad de OEF asignada a la planta de generación, que fue objeto de la garantía establecida y a la pérdida de la remuneración asociada. En concordancia con el Ajuste y Reposición de Garantías (sección 7.6).

6. Garantía para Amparar la Continuidad de Contratos de Combustible cuando su Duración es Inferior al Período de Vigencia de la Obligación

Los Agentes Generadores y Personas Jurídicas Interesadas, que necesiten una extensión de garantías cuando los contratos no cubren el período de Vigencia, deben garantizar que remitirán a la CREG copia de los contratos firmados de suministro y transporte en firme de gas natural o de los contratos de suministro de otros combustibles, durante todo el Período de Vigencia de la Obligación, con al menos un (1) mes de anticipación a la fecha de Inicio del Año de Vigencia de la Obligación o a la fecha de finalización de los contratos de combustible vigentes.

Estas obligaciones se entienden como cumplidas si durante su vigencia no se presenta alguno de los Eventos de Incumplimiento incluidos en ésta sección y adicionalmente cuando el Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada obtenga de la CREG una certificación en la que conste que en la fecha establecida, presentó copia de los contratos de suministro y transporte en firme de gas natural o de los contratos de suministro de otros combustibles, donde se especifican las cantidades y los plazos suficientes para respaldar sus Obligaciones de Energía Firme asignadas.

6.1 Vigencia de la Garantía

El Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada debe mantener vigentes las garantías constituidas para amparar la obligación exigida, para las plantas o unidades de generación



existentes, nuevas o especiales, desde la fecha de presentación de la garantía (máximo (15) días hábiles contados a partir de la fecha de la asignación de la OEF), hasta la fecha de finalización del Período de Vigencia de la Obligación.

6.2 Eventos de Incumplimiento

1. Cuando a más tardar en la fecha y condiciones establecidas en la extensión de garantías de contratos de combustible, un Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada obligada a ello, no envíe a la CREG copia de los contratos de suministro y transporte en firme de gas natural o de los contratos de suministro de otros combustibles, por una cantidad igual a la necesaria para respaldar la Obligación de Energía Firme objeto de garantía, para así dar oportuno cumplimiento a la obligación descrita.
2. Cuando el Agente Generador o Persona Jurídica Interesada no acredite ante la CREG el ajuste o reposición de las garantías, conforme a lo establecido, en concordancia con el Ajuste y Reposición de Garantías (sección 7.6).

6.3 Terminación de la Obligación de Energía Firme

En caso de verificarse un evento de incumplimiento descritos, a partir de la fecha en que se configure el incumplimiento, habrá lugar a la terminación de la Obligación de Energía Firme que fue objeto de la garantía establecida en ésta sección y a la pérdida de la remuneración asociada a la misma. Lo anterior conforme a lo previsto en Efectos del Incumplimiento en la presentación de contratos y garantías y a lo establecido en el Ajuste y Reposición de Garantías (sección 7.6).

7. Garantía para Amparar el Incremento Futuro de ENFICC debido a la Mejora en el Índice IHF de una Planta o Unidad de Generación

Los Agentes Generadores que hagan uso de la alternativa prevista en la regulación para la Declaración de los Índices de IHF (Anexo 2, sección 1.2.3) deben garantizar la ejecución del cronograma de mejora del IHF, conforme a lo previsto en la regulación vigente

Esta obligación se entiende por cumplida si durante su vigencia no se presentó alguno de los eventos de incumplimiento incluidos en a continuación y adicionalmente cuando el Agente Generador obtenga del CND una certificación en la que conste que cumplió con lo establecido en la regulación vigente en lo que respecta a la ejecución del cronograma de mejora del IHF.

Nota: El Agente Generador deberá declarar el diferencial de ENFICC asociado a la mejora en el IHF de la respectiva planta o unidad de generación y la información necesaria para su verificación



por parte del CND, en el mismo plazo establecido para la declaración de la ENFICC. Para lo cual el CND debe verificar los valores declarados de ENFICC y el diferencial de ENFICC asociado a la mejora en el IHF de la respectiva planta o unidad de generación acorde con los procedimientos establecidos.

7.1 Vigencia de la Garantía

La garantía debe mantenerse vigente desde la fecha de su presentación (máximo (15) días hábiles contados a partir de la fecha de la asignación de la OEF), hasta un (1) mes después de la fecha prevista para la finalización del cronograma de mejora del IHF.

7.2 Eventos de Incumplimiento

Cuando durante el período definido en el cronograma de mejora del IHF se determine que el Agente Generador ha incumplido el cronograma durante dos evaluaciones consecutivas.

1. Cuando transcurrido el 50% del período declarado en el cronograma de mejora, la reducción del IHF sea inferior al 50% de la mejora total declarada.
2. Cuando el Agente Generador incumpla el valor del IHF en la verificación realizada al finalizar el cronograma de mejora.
3. Cuando el Agente Generador no acredite ante la CREG el ajuste o reposición de las garantías conforme al Ajuste y Reposición de Garantías (sección 7.6).

7.3 Terminación de la Obligación de Energía Firme

En caso de verificarse un evento de incumplimiento de los descritos anteriormente, a partir de la fecha en que se configure el incumplimiento habrá lugar a la pérdida de la asignación de la OEF objeto de la garantía establecida y a la pérdida de la remuneración asociada a la misma. Lo anterior conforme a lo previsto la Declaración de los Índices de IHF y a lo establecido en el Ajuste y Reposición de Garantías (sección 12.8.6).

8. Disposiciones Finales

8.1 Firmas Auditoras

Las firmas habilitadas para hacer las auditorías a las que hace referencia el presente Reglamento deberán ser seleccionadas de la lista que haya adoptado el Consejo Nacional de Operación -CNO- mediante Acuerdo.



8.2 Valor de Cobertura

Para cada una de las cinco garantías exigidas para amparar la participación en la subasta o del mecanismo que haga sus veces, se ha establecido un valor de cobertura para dichas garantías, valor que es calculada y actualizado por el ASIC para cada planta o unidad de generación como se indica a continuación:

$$VDE = \text{Máx}(VDEP_1, VDEP_2, VDEP_3)$$

Donde:

VDE: Valor total de la cobertura en pesos para la planta o unidad de generación.

$VDEP_n$: Valor de la cobertura de la planta o unidad de generación para el año n de vigencia de la Obligación de Energía Firme (período de doce (12) meses comprendido entre el 1 de diciembre y el 30 de noviembre siguiente). En caso de que una planta o unidad de generación tenga asignada OEF para más de tres (3) años, para el cálculo de la variable VDE se considerarán los tres (3) primeros años de vigencia de las Obligaciones de Energía Firme asignadas.

n: Año en el que la planta o unidad de generación tenga asignadas Obligaciones de Energía Firme.

La variable $VDEP_n$ se calculará como se indica a continuación:

$$VDEP_n = VOEFP_{n,1} + VOEFP_{n,2} + VOEFP_{n,3} + VOEFP_{n,4} + VOEFP_{n,5}$$

Donde:

$VOEFP_{n,m}$: Corresponde al Valor de la garantía asociada a la OEF de la planta o unidad de generación para el año n, donde m puede tomar los valores de cada una de las garantías exigidas según corresponda. Esta variable es expresada en Pesos. *Ver nota.*

La variable $VOEFP_n$ se calcula como se indica a continuación:

$$VOEFP_{n,m} = PA_n * OEFP_{n,m} * FMIC * \frac{IPP_G}{IPP_A}$$

Donde:

PA_n : Precio con el que se hizo la asignación de las OEF objeto de garantía a la planta o unidad de generación para el año n, expresado en \$/kWh, calculado en pesos colombianos usando la tasa de cambio representativa del mercado vigente el lunes de la semana anterior a la fecha de presentación de la garantía.



FMIC: Factor de multiplicación por incumplimiento del cronograma. Dicho factor es igual a uno (1) cuando se trate de OEF diferentes a las relacionadas en la sección de Garantías para amparar la contracción y puesta en operación de plantas y/o unidades de generación.

IPP_G: Último índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, disponible el lunes de la semana anterior a la fecha de entrega de garantías o a la fecha en que se calcule el valor de la actualización de las garantías, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200). *Nota:* Para plantas o unidades de generación para las que no exista un periodo mayor a seis (6) meses entre la fecha de la asignación de la OEF y la fecha de inicio de cada Año de Vigencia de la Obligación, para el cual se estima el Valor de Cobertura, la variable IPP_G será igual a la variable IPP_A.

IPP_A: Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América correspondiente a bienes de capital, para el mes en que se realizó la asignación de OEF objeto de garantía, reportado por la Oficina de Estadísticas Laborales del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos (Serie ID: WPSSOP3200). Si este índice no se encuentra disponible la relación IPP_G / IPP_A se toma igual a uno (1).

OEF_{n,m}: Obligación de Energía Firme objeto de garantía de la planta o unidad de generación expresada en kWh, para el año n donde m puede tomar los valores correspondientes acorde a cada una de las garantías:

- En el caso de la *Garantía para amparar la construcción y puesta en operación*, la variable se calcula así:
 1. Para plantas o unidades de generación nuevas será igual a la OEF de toda la planta o unidad de generación para el año n.
 2. Para plantas o unidades de generación especiales en proceso de construcción o instalación es igual a la OEF de toda la planta o unidad de generación para el año n.
 3. Para plantas o unidades de generación instaladas que vayan a aumentar su ENFICC, ya sea por repotenciación, por obras o por cierres de ciclo, será igual a la diferencia entre la OEF asignada para el año n y la ENFICC declarada antes del incremento.
- En el caso de la *Garantía para amparar la disponibilidad de contratos de combustible durante el período de planeación*, la variable se establece como:

Igual a la parte o al total de la OEF asignada para el año n que no se encuentra respaldada por contratos de suministro y transporte en firme de gas natural o contratos de suministro de otros combustibles



- En el caso de la *Garantía para amparar la energía firme incremental referente a una declaración de energía firme superior a la ENFICC base*, dicha variable es:

La diferencia entre la OEF asignada y la ENFICC base anual, para el año n .

- En el caso de la *Garantía para amparar la continuidad de contratos de combustible cuando su duración es inferior al período de vigencia de la obligación*, ésta variable es:

Igual a la parte o al total de la OEF asignada para el año n que no se encuentra respaldada por contratos de suministro y transporte en firme de gas natural o por contratos de suministro de otros combustibles.

- En el caso de la *Garantía para amparar el incremento futuro de ENFICC debido a la mejora en el índice IHF de una planta*, la variable se establece como:

La diferencia entre la Obligación de Energía Firme asignada y la ENFICC anual sin considerar la mejora del IHF, para el año n .

Nota: Si al calcular la variable $VDEP_n$ para una planta o unidad de generación, una de las OEF, objeto de alguna garantía, está contenida dentro de otra OEF, también objeto de garantía pero asociada a un evento diferente, el valor de la garantía asociada a la primera obligación será descontado del $VDEP_n$. Esta excepción sólo aplica para calcular el valor de la cobertura de la planta o unidad de generación.

8.3 Actualización del Valor de Cobertura

El valor de la cobertura se actualizará en los siguientes eventos:

1. Cada vez que finalice una subasta de asignación de OEF o el mecanismo de asignación que haga sus veces, si como resultado de esta subasta o el mecanismo de asignación que haga sus veces se modifican las OEF objeto de garantía para la planta o unidad de generación.
2. Cuando se presente un cambio en el factor FMIC.
3. Cada vez que la tasa de cambio representativa del mercado presente variaciones mayores al diez por ciento (10%) del valor con que fue calculada la garantía vigente.
4. Cada vez que se deban ajustar o reponer las garantías, acorde con lo establecido en la sección Ajuste y Reposición de Garantías (sección 7.6).
5. Cuando se haya dado cumplimiento a alguna de las obligaciones garantizadas y el Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada solicite al ASIC la actualización del valor de la garantía.



8.4 Valor de Cobertura ante Incumplimiento de Cronogramas

Cuando se presente incumplimiento en la fecha de entrada en operación de plantas o unidades de generación nuevas o especiales, la variable $VOEFP_{n,4}$ asociada a la garantía que ampara la construcción y puesta en operación de las plantas, se calcula usando el siguiente factor:

$$FMIC = 1 + 2 * \frac{DR}{365}$$

Donde:

FMIC: Factor de multiplicación por incumplimiento del cronograma.

DR: Días de retraso de entrada en operación de la planta o unidad de generación nueva o especial, posteriores al IPVO. Cada vez que el Auditor certifique los días de retraso, se debe recalcular el valor de la cobertura.

Dicho Auditor designado es el responsable de informar al ASIC el número de días de retraso de entrada en operación de la planta o unidad de generación.

Sin embargo, en caso de que la garantía presentada por el Agente Generador o Persona Jurídica Interesada deba ser ajustada, se dará cumplimiento a los plazos y procedimientos establecidos en la sección de Ajuste y Reposición de Garantías (sección 7.6).

Un Agente Generador o una Persona Jurídica Interesada, puede solicitar auditorias con una periodicidad inferior a la establecida en la Regulación para actualizar el número de días de retraso de entrada en operación de sus plantas o unidades de generación, las cuales deben ser realizadas por la misma firma que realiza la auditoria. Así, el Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada por tanto, debe pagar el costo de la auditoria adicional, previamente a la ejecución de la misma.

8.5 Vigencia de las garantías de Obligaciones de Energía Firme

Las garantías para respaldar las asignaciones de Obligaciones de Energía Firme, mencionadas en el Reglamento, deben mantenerse vigentes por períodos mínimos de un año, contados a partir de la fecha establecida para la presentación de la garantía.

Se entiende que los Agentes Generadores y las Personas Jurídicas Interesadas cumplen con su obligación de mantener vigentes las garantías, cuando presenten ante la CREG garantías constituidas con la vigencia indicada en cada una de las garantías mencionadas o con una vigencia inicial de un (1) año y éstas sean prorrogadas conforme al requerimiento de vigencia establecido en las secciones mencionadas, por períodos mayores o iguales a un año, con al menos quince (15) días hábiles de anterioridad a la fecha de vencimiento de la garantía vigente.



Posteriormente cuando dichas garantías son entregadas al ASIC, éste cuenta con un plazo de cinco (5) días hábiles para aprobarlas, determinando si dichas garantías cumplen con los parámetros establecidos en la ley, en la regulación y en el presente Reglamento. Plazo que durante el Período de Transición corresponde a tres días hábiles únicamente.

8.6 Ajuste y Reposición de Garantías

En el caso que la calidad crediticia de una entidad otorgante de la garantía disminuya por debajo de la calificación límite establecida de acuerdo con la sección b) de Principios Adicionales y otorgamiento de las Garantías del presente anexo, o las garantías disminuyan su valor por debajo de los montos exigidos, o el valor de la cobertura deba ser ajustado, el Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada deben proceder a efectuar el ajuste o reposición respectivos en un plazo de quince (15) días hábiles contados a partir de la ocurrencia del hecho que da lugar al ajuste y/o reposición.

Si la vigencia de las garantías debe ser prorrogada, el Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada deben proceder a efectuar el ajuste o reposición respectivos en un plazo de quince (15) días hábiles previos a la fecha en que termina la vigencia de la garantía. Lo anterior sin perjuicio de que en el presente Reglamento se establezca un plazo diferente.

En caso de iniciarse un proceso concursal, de toma de posesión o de liquidación a la entidad garante, administradora o emisora de la garantía, el Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada que presentó la garantía deberá sustituirla en un plazo máximo de quince (15) días hábiles, a partir del inicio de cualquiera de los procesos indicados. Si transcurridos los plazos indicados en este Reglamento, el Agente Generador o la Persona Jurídica Interesada no reponen la garantía o no ajustan el monto de la misma, se entiende, a partir de la fecha en que se configure el incumplimiento, terminada la OEF garantizada y perdida la remuneración asociada a la misma, en los términos establecidos en el presente Reglamento, sin perjuicio de la ejecución de la garantía respectiva.

En los casos en los que la regulación faculte a los Agentes Generadores o a las Personas Jurídicas Interesadas a entregar garantías con vigencias inferiores a la totalidad del Período de Vigencia de la Obligación, los Agentes Generadores y las Personas Jurídicas Interesadas, en todos los casos, deben prorrogar las vigencias parciales de las mismas dentro del plazo previsto para el efecto en el presente Reglamento, sin necesidad de requerimiento alguno. En caso contrario, se entenderá que la garantía no fue efectivamente prorrogada y se dará aplicación a las normas que regulan la ausencia de la respectiva prórroga.

8.7 Procedimiento de Ejecución de las Garantías

En caso de constituirse uno de los incumplimientos indicados en el presente Reglamento, XM S.A. E.S.P., en calidad de Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC-, o quien haga



sus veces, antes del vencimiento de la vigencia de las garantías procederá a hacerlas efectivas, enviando el aviso de incumplimiento al Garante respectivo. Para ello, el ASIC debe llevar un registro actualizado de los eventos de incumplimiento que se presenten, según lo definido en el presente Reglamento.

En la misma fecha XM S.A E.SP debe enviar una comunicación al Agente Generador o a la Persona Jurídica Interesada informando la fecha a partir de la cual se verificó el incumplimiento y, por ende, se perdió la asignación de OEF, en los casos en que haya lugar a ello de acuerdo con lo establecido en la regulación vigente.

Cuando se presente un incumplimiento, las garantías se deben hacer efectivas por el valor de la variable $VOEFP_{n,m}$ de la garantía correspondiente. Además se da por terminada la OEF correspondiente a la variable $OEF_{n,m}$ de acuerdo en cada una de las secciones de garantías del Reglamento.

8.8 Esquemas Asociativos de Contratación de Garantías

Para dar cumplimiento a las obligaciones de constitución de garantías previstas en el presente Reglamento, los Agentes Generadores y las Personas Jurídicas Interesadas podrán crear y desarrollar esquemas asociativos de contratación de garantías, entendidos éstos como cualquier figura en virtud de la cual dos o más Agentes Generadores o Personas Jurídicas Interesadas lleguen a un acuerdo para contratar conjunta o solidariamente, en forma ordenada y periódica, las garantías que amparen algunas o todas sus obligaciones derivadas de lo establecido en el presente Reglamento.

El valor colectivo de cobertura de las garantías a otorgar por los Agentes Generadores y las Personas Jurídicas Interesadas solicitantes que hagan uso de este tipo de esquemas, podrá ser inferior a la suma del valor individual de las mismas garantías.

Los criterios generales que deberán seguir los Agentes Generadores y las Personas Jurídicas Interesadas para la constitución de los esquemas asociativos de contratación de garantías serán establecidos por la CREG mediante Resolución.

En cualquier caso, los esquemas asociativos de contratación de garantías deberán ser presentados por los Agentes Generadores y las Personas Jurídicas Interesadas a consideración de la CREG y aprobados por ésta en forma previa a su utilización, para lo cual deberán cumplir con los criterios y requisitos fijados en la Ley, la regulación vigente y en el presente Reglamento.



Anexo 7

Contratación de Combustibles y Transporte de Gas Natural

Acorde con el esquema de atención a las necesidades de combustible de la planta y/o unidad de generación se puede incluir los siguientes mecanismos para el suministro energético:

I. Contratos en Firme de Suministro y Transporte de Gas Natural

Los agentes que planeen utilizar dicho suministro energético durante los siguientes periodos deben:

- *Durante el periodo de Transición:* Enviar copia de contratos de suministro y transporte a más tardar el 25 de noviembre anterior al inicio del nuevo Periodo de Vigencia de la Obligación.

Durante el primer año del periodo de Transición deben cumplir con alguno de los siguientes requerimientos a más tardar el primero de abril de 2007:

- Enviar a la CREG copia de los dos contratos para el periodo comprendido entre el 1 de junio y el 30 de noviembre de 2007
- Registrar ante el ASIC un Contrato de Respaldo de Energía Firme vigente entre el 1 de junio y el 30 de noviembre de 2007, suficiente para cubrir la ENFICC asociada la Obligaciones de Energía Firme.
- *Durante el Periodo de Precalificación:* Enviar copia del contrato firmado del suministro del combustible o una garantía de seriedad que asegure dicha contratación; así como el contrato del transporte en firme dentro de las fechas establecidas en el cronograma del Anexo 11. Dichos contratos de suministro y transporte deben respaldar y soportar la declaración de ENFICC de dicho agente.
- *Durante el Periodo de Planeación:* Enviar al inicio de dicho periodo copia e los contratos de suministro de combustibles y de transporte que respalden la ENFICC asociada a la OEF desde la fecha de inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación. Esta vigencia puede ser de mínimo de un año.

Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez



Si el generador no cuenta con esos contratos en el plazo del cronograma, éste puede enviar una garantía de cumplimiento que asegure la disponibilidad de los respectivos contratos en la fecha de inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación; garantía que debe remitirse a la CREG al finalizar el periodo de Plantación.

2. Almacenamiento e Inventarios para Combustibles Diferentes al Gas Natural

En este caso el agente debe remitir un documento a la CREG expedido por una firma auditora, debidamente acreditada en donde se certifique que la cantidad de energía, en MBTU, asociada al combustible almacenado.

Durante el Periodo de Precalificación: Enviar copia del contrato firmado del suministro del combustible o una garantía de seriedad que asegure dicha contratación dentro de las fechas establecidas en el cronograma del Anexo II.

Sin embargo aquellas plantas o unidades de generación que planeen utilizar carbón mineral en este periodo para respaldar su ENFICC bastará con entregar la siguiente información de las minas que suministrarían el Carbón:

- Copia del auto aprobatorio del Plan de Trabajos y Obras expedido por la autoridad minera,
- Carta de compromiso firmada por el representante legal de las minas con la aceptación del generador. En dicha carta se debe hacer constar que se cuenta con las reservas y capacidad de producción necesaria para atender un contrato de suministro, contrato que se celebraría a la hora de que el generador tenga una asignación de OEF.

Durante el Periodo de Planeación: Enviar certificaciones de energía asociada al combustible almacenado dentro de las fechas establecidas en el cronograma del Anexo II, respaldando así la ENFICC declarada por cada agente

Los contratos establecidos por los generadores que respalden la ENFICC asociada a su Obligación deben cubrir desde la fecha de inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación con una vigencia mínima de seis meses. Además de que la disponibilidad física de combustible en planta comienza a contar a la fecha de inicio de la vigencia de la Obligación.

3. Contratos del Mercado Secundario de Suministro y Transporte de Gas

Caso en el cual debe presentar certificación en la que consten las condiciones de duración y las cantidades cedidas, debidamente diligenciada por el representante legal del cesionario del contrato.



Durante el período de Transición: Dichas certificaciones deben enviarse a la CREG a más tardar el 15 de noviembre anterior al inicio del nuevo Período de Vigencia de la Obligación.

Todos los generadores con unidades y/o plantas de generación térmica pueden descontar de sus obligaciones de contratación de combustibles los periodos de mantenimiento programados, presentando Declaraciones de Respaldo o Contratos de Respaldo, debidamente registrados ante el ASIC, vigentes en dicho periodo de mantenimiento; y de esta forma prolongar en un mayor tiempo la cantidad de energía requerida para cumplir con la vigencia de la OEF.

Cabe recordar que según el esquema adoptado por la planta, la CREG tiene la facultad de verificar en cualquier instante la disponibilidad física del combustible en la Planta con el fin de corroborar que el agente pueda dar cumplimiento a la OEF asignada y que el mecanismo adoptado esté siendo implementado completamente según lo declare el agente.

En el caso de los agentes generadores que decidieron utilizar gas natural para respaldar su ENFICC, cabe mencionar que la CREG está en autoridad para solicitar al MME un balance que establezca para cada campo, la viabilidad física de la entrega en firme del gas comprometido en los contratos de suministro presentado por los agentes. Así como una certificación por parte del parte del transportador de gas natural, en la que se hace constar cada uno de los tramos que son utilizados por el agente generador, presentando la vigencia mes a mes de dichos contratos, la capacidad máxima, la capacidad ya contratada en firme por personas distintas a los generadores térmicos, y la capacidad de transporte en firme contratada por cada uno de los agentes térmicos.

4. Formatos Normalizados

En todos los contratos que los agentes remitan se deben adjuntar en unos formatos predeterminados que se muestran a continuación y cumplir con las siguientes disposiciones:

- Deben ser diligenciados por los agentes, firmado por el Representante Legal y remitidos a la CREG.
- En el caso de contratos verbales, debe diligenciarse los mismos formatos adjuntando la información sobre fechas de celebración, de inicio y fin del contrato verbal.
- Las cifras de los formatos deben reportarse con dos decimales de precisión. El IHF, factores de conversión y eficiencias térmicas se reportan con cuatro decimales.
- El IHF debe ser calculado con la información disponible hasta el 30 de septiembre del año del cálculo.
- Estos formatos deben ser diligenciados para cada uno de los años del Período de Vigencia de la Obligación que el generador aspira le sea asignada.



4.1 Generadores Térmicos a Gas: Deben Presentar los Sigüientes Formatos

Formato: Suministro de gas natural

ENERGÍA CONTRATADA EN FIRME PARA CADA MES (MBTU)													
Planta o Unidad de Generación	Campo que suministra	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov

Formato: Transporte de gas natural

TRANSPORTE DE GAS CONTRATADO EN FIRME PARA CADA MES (MBTU)														
Planta o Unidad de Generación	Punto Entrada	Punto Salida	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov

Para diligenciar este formato, el generador debe utilizar la equivalencia de 1 MBTU = 1kpc u otro factor diferente al anterior, notificando a la CREG previamente este nuevo factor.

4.2 Generadores Térmicos a Carbón y Otros Combustibles al Gas Natural:

Dichos generadores deben presentar los siguientes formatos:

Formato: Suministro de Combustibles diferentes al gas natural

ENERGÍA CONTRATADA EN FIRME PARA CADA MES PROCEDENTE DE CARBÓN Y OTROS COMBUSTIBLES DISTINTOS A GAS (MBTU)													
Planta o Unidad de Generación	Combustible	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov

Formato: Almacenamiento de Combustibles

En este formato se reporta la cantidad de energía almacenada al inicio del Período de Vigencia de la Obligación, expresada en MBTU.

ENERGÍA ALMACENADA PROCEDENTE DE CARBÓN Y OTROS COMBUSTIBLES



DISTINTOS A GAS			
Planta y/o Unidad de Generación	Combustible	Capacidad de Almacenamiento del Combustible	Cantidad Almacenada al Inicio de la Obligación (MBTU)

Formato: Energía contratada para cubrir mantenimientos

ENERGÍA CONTRATADA MENSUALMENTE PARA CUBRIR MANTENIMIENTOS (MBTU)												
Planta o Unidad de Generación que respalda	Dic	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov

Es importante recordar y tener presente que la información consignada en los anteriores formatos, la CREG verificará la veracidad de la información consignada en ellos.



Anexo 8

Mecanismos de Verificación para el Cargo por Confiabilidad

I. Verificación de Parámetros

I.1 Contratación de la Auditoria

La Auditoria para la verificación de parámetros es contratada por el CND quien estipula en sus Términos de Referencia los requisitos mínimos para la contratación de la auditoria. Dichos requisitos se mencionan a continuación:

- Que el contratista sea elegido mediante selección objetiva
- Se debe verificar todos los parámetros declarados para las planas o unidades de generación que respalden OEF superiores a cero.
- Un Informe de verificación realizado debe contener los criterios generales definidos para la estimación de la ENFICC.
- El informe final de verificación de parámetros debe ser claro, preciso y detallado en el establecimiento de discrepancias por fuera de los rangos de holgura o error definidos para cada parámetro, entre los valores verificados y los reportados por los agentes. Dicho informe final no puede ser ambiguo.
- El Informe Final de verificación de parámetros debe llevar explicado y relacionado todos los antecedentes, estudios, métodos, memorias de cálculo, exámenes, experimentos e investigaciones con los cuales se evaluaron las discrepancias en el valor de los parámetros reportados.
- Las pruebas para plantas térmicas o hidráulicas que se requieran se deben realizar siguiendo los procedimientos y/o protocolos establecidos por el CNO.
- El contratista antes de la entrega del informe final debe validar sus conclusiones con los agentes afectados, de forma que se de acceso a las memorias de cálculo con lo cual dichos agentes puedan contradecir el informe y formular solicitudes de complementación o aclaración que se deben resolver en el informe final.

Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez



- El Informe Final debe ser entregado en la fecha que estipule la CREG mediante Circular.

1.2 Criterios para la Verificación de Parámetros

Dicha verificación de parámetros de debe realizar bajo los siguientes criterios:

- Las holguras y márgenes de error de los parámetros declarados brindan un rango de permisible en que el agente generador pueda desviarse sin que esto conlleve a una menor ENFICC calculada.
- En aquellos parámetros en los que hay previamente establecidos protocolos de pruebas acordados en el CNO, la firma contratada debe verificar que la información reportada a la CREG por el agente no tenga discrepancias respecto a los reportes que resultan de la última prueba realizada en la periodicidad establecida por el CNO con la excepción de aquellas autorizaciones expresa del CNO para su aplazamiento.
- En el caso que un agente no haya realizado alguna de las pruebas sin la autorización expresa del CNO para su aplazamiento o cancelación, el agente debe llevar a cabo la prueba correspondiente a más tardar antes de un mes de finalizar la estación de verano (31 de Marzo), en donde el agente debe cubrir el costo de dicha prueba. En el caso que la prueba no sea realizada el CND debe proceder a contratar la elaboración de la prueba y el ASIC descontará el costo de las cuentas a favor del agente generador correspondiente.
- A la realización de las pruebas correspondientes, la firma contratada debe asistir para llevar a cabo su verificación de parámetros y así tomar nota del cumplimiento del protocolo correspondiente.

Sin embargo, la existencia de discrepancias entre los valores verificados de los parámetros y los reportados por los agentes por fuera de los rangos de holgura o margen de error previamente definidos, conlleva a que la asignación de OEF sea igual a cero para el Periodo de Vigencia de la Obligación. Esto implica la cesación de los pagos por concepto de Cargo por Confiabilidad que aun no se han efectuado y la devolución de aquellos pagos ya recibidos; debido a que dichos pagos ya efectuados se consideraran como pago de lo no debido.

Finalmente la CREG con el propósito de establecer plenamente la existencia de dichas discrepancias y sus consecuencias, así como garantizar el derecho de defensa de los afectados, agotará el trámite previsto en los Artículos 106 y ss de la Ley 142 de 1994 y lo no previsto en ellos, aplicará las normas de la primera parte del Código Contencioso Administrativo que sean compatibles, e informara al ASIC mediante la decisión definitiva en firme sobre la actuación administrativa, de forma que éste adopte las medidas pertinentes.



1.3 Procedimiento para la Verificación de Parámetros

Los procedimientos para la verificación de cada uno de los parámetros asociados al cálculo de la ENFICC se definen según:

1. Consumos Térmicos Específicos Netos plantas térmicas
2. Factores de Conversión Plantas Hidráulicas

Dichos formatos están presentados en el anexo 6 de la resolución CREG 071 de 2206 con una pequeña adición presentada en la resolución CREG 079 de 2007.

2. Contratación de Auditoría para Verificación de Plantas Nuevas, Existentes con Obras o Especiales

Para la contratación de dicha auditoría, el Administrador de la Subasta debe definir los Términos de Referencia para esa contratación la cual debe cumplir como mínimo con las siguientes condiciones:

- El auditor debe ser elegido mediante selección objetiva.
- El costo de la Auditoría es recaudado por aquellos agentes que tengan asignadas OEF, según se establezca en el Reglamento de Garantías.
- El auditor tiene la obligación de rendir cada (6) meses al MME, a la CREG, al CND y a la UPME un informe de avance del proyecto, así como un informe final a su culminación. Con lo cual los agentes generadores tienen la obligación de suministrar en forma oportuna la información completa que sea requerida por el auditor para la elaboración del informe respectivo.
- Dichos informes de auditoría deben ser claros, precisos y detallados en el establecimiento de:
 - a. El incumplimiento grave e insalvable de la puesta en operación de la planta o unidad de generación.
 - b. El retraso en el cronograma de construcción o de repotenciación, de la Curva S, o de la puesta en operación de la planta o unidad de generación.
- En cuanto a la Curva S de ejecución real, el auditor debe verificar que dicha curva sea elaborada utilizando los mismos parámetros usados en la elaboración de la Curva S declarada por el agente (factores de ponderación de las diferentes actividades del proyecto).



- En los informes de Auditoría se debe explicar y relacionar todos los antecedentes, estudios, métodos, memorias de cálculo, exámenes, experimentos e investigaciones que sirvieron de base para dictaminar respecto de determinadas plantas o unidades; además de los eventos de incumplimiento o retraso mencionados anteriormente.
- Además de lo mencionado, en los Informes de la auditoria se debe indicar explícitamente el número de días de desviación comparando la Curva S de ejecución real con la declarada por el agente, ya que con el numero resultante de días el auditor debe estimar la nueva fecha de puesta en operaron.
- En los informes emitidos por la Auditoria no se admite de ninguna forma informes ambiguos.
- El auditor también debe calcular la ENFICC de la planta o unidad de generación utilizando los parámetros reales de la planta, estimados con base en los protocolos y procedimientos definidos.
- Seguidamente a la entrega de los informes, el auditor debe validar sus conclusiones con el agente interesado, con lo cual debe dar acceso a la documentación técnica reunida de forma que se permita contradecir el proyecto de informe y formular solicitudes de complementación o aclaración que se deben resolver en el informe periódico y en el informe final, según corresponda.
- Luego del que el Auditor rinda su Informe, y ante un incumplimiento de cronograma, el agente puede solicitar dentro de los seis meses siguientes, la realización de una nueva auditoría por parte del mismo Auditor, auditoria que debe ser cubierta por dicho agente.

3. Pruebas de Disponibilidad

Nota: Las pruebas de disponibilidad que se describe a continuación aplican a partir del primero de diciembre de 2007.

3.1 Mecanismo para las Pruebas de Disponibilidad

Durante cada trimestre del año comprendido entre el 1 de diciembre del año t y el 30 de noviembre del año $t+1$, el CND realiza las pruebas de disponibilidad a las plantas o unidades de generación que cumplan con el siguiente mecanismo:

1. Al inicio de cada trimestre el CND selecciona todas las plantas o unidades de generación con asignación de OEF que en el trimestre inmediatamente anterior no hayan tenido una generación real igual a su Capacidad Efectiva Neta durante un tiempo consecutivo mayor o igual a cuatro horas sin considerar las rampas de entrada y salida.



Para que una planta o unidad no sea objeto de selección para una prueba de disponibilidad, la única condición posible es que haya operado a su Capacidad Efectiva Neta durante un tiempo de cuatro horas sin considerar las rampas de entrada y salida; o haya tenido una prueba de disponibilidad de resultado exitoso en el último año calendario anterior.

2. Del conjunto de plantas o unidades de generación seleccionadas con el criterio anterior, el CND selecciona mínimo 5 de ellas de manera aleatoria y equiprobable para la realización de las pruebas, asegurando que cada una de las plantas o unidades seleccionadas según el criterio anterior, cumplan esta nueva selección para la realización de la prueba, al menos una vez al año. En caso de que hayan menos de 5 plantas para seleccionar, el CND debe programar la realización de las pruebas a esas plantas y/o unidades.
3. En cada trimestre el CND selecciona tantos días como plantas hayan resultado. Los días de realización de la prueba deben seleccionarse aleatoriamente y de manera equiprobable entre lunes y viernes.
4. El CND al momento de informar el Despacho, informará a los agentes de las plantas o unidades de generación que han elegidas para la realización de las pruebas de disponibilidad.
5. El CND debe publicar la información de las pruebas de disponibilidad una vez éstas sean concluidas.

Otras Disposiciones:

1. Si la planta o unidad de generación seleccionada para la realización de las pruebas se encuentra aislada del SIN, o cuando por requerimientos de seguridad y confiabilidad del SIN, o por aplicación del decreto 880 de 2007, no pueda ser despachada en ningún periodo, el CND debe proceder a cancelar la prueba y a incluirla dentro del conjunto de plantas a seleccionar en el siguiente trimestre.
2. Cuando la planta o unidad de generación seleccionada para la realización de las pruebas se encuentre en mantenimiento o la disponibilidad declarada para el día de la prueba sea inferior a la Capacidad Efectiva Neta, se debe cancelar la prueba e incluirla dentro del conjunto de plantas a seleccionar en el siguiente trimestre.
3. Si durante la prueba el CND debe reducir los MW de la planta o unidad de generación, este nuevo valor será la capacidad efectiva neta de referencia para la planta o unidad de generación.



3.2 Características de las Pruebas de Disponibilidad

- Las pruebas de disponibilidad efectuadas a plantas o unidades de generación se realizan despachándolas al menos durante cuatro horas consecutivas dentro del día seleccionado, sin considerar las rampas de entrada y salida, con una generación igual a su Capacidad Efectiva Neta declarada para la determinación de la ENFICC, sujeta al cumplimiento de sus características técnicas y de las condiciones de seguridad y confiabilidad del SIN. Esta prueba de disponibilidad debe tener un inicio y una finalización dentro del mismo día de realización de la prueba.
- Los recursos de generación a los cuales se les programe la prueba de disponibilidad no pueden ser autorizados por el CND para desviarse horariamente en un margen mayor de +/- 5%; pueden cubrir generaciones de seguridad, pero no pueden participar en el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.
- Cuando una planta o unidad de generación durante el periodo de despacho correspondiente a la prueba tiene una generación real horaria (en kWh con cero decimales) mayor o igual al valor programado en el Despacho Económico o en el redespacho, para las cuatro horas consecutivas de duración de la prueba, la prueba se da por terminada y se considera como exitosa.

Observación: para la evaluación anterior, se debe considerar las modificaciones al programa en aquellos periodo en los cuales en tiempo real el CND, con el objeto de preservar la seguridad y confiabilidad del SIN, haya requerido una modificación de la generación programada durante la prueba. Adicionalmente, no se considera como cumplimiento de la prueba el hecho de lograr las condiciones establecidas para ser considerada como exitosa, por fuera del periodo de las cuatro horas, ya sea en redespachos posteriores dentro del mismo día o en tiempo posteriores durante los cuales se esté dando cumplimiento a las características técnicas.

3.3 Incumplimiento de la Prueba de Disponibilidad

- Si la prueba es considerada como no exitosa, durante el tiempo que transcurra después de la misma, incluyendo el día de realización de la prueba, el ASIC cesará los pagos correspondientes al Cargo por Confiabilidad de las OEF respaldadas por dicha planta o unidad de generación, además de emitir una cuenta por cobrar al agente respectivo por un monto igual a los pagos por concepto de Cargo por Confiabilidad asociados a las Obligaciones de Energía Firme realizados desde el día siguiente en que la planta o unidad de generación tuvo una generación real mayor o igual a su Capacidad Efectiva Neta.

Sin embargo, el agente puede solicitar que se le repita la prueba dentro del mismo día o dentro de los tres días siguientes, buscando alcanzar una prueba exitosa con el objeto que no se produzcan los efectos previstos anteriormente.



- Los efectos previstos para el incumplimiento de la prueba luego de hacerse efectivos, solamente cesarán cuando se cumpla exitosamente una nueva prueba; con lo cual se puede dar nuevamente inicio al pago de Cargo por Confiabilidad.

La programación de la nueva prueba la hace el CND de acuerdo con los criterios definidos anteriormente y con la posibilidad que se tenga dentro del programa de pruebas trimestrales que haya establecido.

- Si no se realiza la prueba durante el período de diciembre del año t y el 30 de noviembre del año $t+1$, el ASIC tendrá que emitir una cuenta por cobrar al agente respectivo por un monto igual a los pagos efectuados por concepto de Cargo por Confiabilidad asociados a las OEF respaldadas por dicha planta o unidad de generación durante el período señalado. Adicionalmente, la planta o unidad de generación no será considerada para las asignaciones de las OEF del período siguiente.

3.3.1 Imposibilidad de Programación de la Prueba

- Si por cumplir con las características técnicas de la Planta o Unidad de generación seleccionada para la prueba, o por condiciones de seguridad confiabilidad del SIN, o por la aplicación del decreto 880 de 2007, no es posible programar para el día de la prueba cuatro o más periodos horarios con generación diferente de cero, la prueba debe extenderse al día siguiente hasta cumplir con los requisitos para considerarla como exitosa.
- Si por extender la prueba en un día, se prevé que no será factible cumplir los cuatro periodos continuos, por alguna de las condiciones de seguridad o confiabilidad del SIN, o por la aplicación del decreto 880 de 2007, se da por cancelada la prueba y se incluye dentro del conjunto de plantas a seleccionar en el siguiente trimestre.

3.3.2 Montos a Devolver por el Incumplimiento de la Prueba

Los montos que se debe devolver por el incumplimiento de la prueba de disponibilidad tienen en cuenta lo siguiente:

- i. Se debe calcular para días completos.
- ii. Se descuentan los montos cubiertos con Contratos de Respaldo o Declaraciones de Respaldo.
- iii. Los valores recibidos por concepto de Cargo por Confiabilidad se deben devolver en un término máximo de tiempo igual al periodo durante el cual se estuvo recibiendo dicha remuneración, adicionando a este monto, los intereses correspondientes a la tasa de interés bancario correspondiente, certificada mensualmente por la Superintendencia Bancaria sobre el saldo adeudado hasta el día en que se pague completamente la deuda.



- iv. El agente debe acordar con el ASIC un cronograma de devolución de los valores recibidos, respetando el plazo máximo establecido. En caso de no llegarse a un acuerdo, el ASIC descontará las sumas adeudadas por el agente, con los respectivos intereses, de las notas crédito que resulten a su favor, dentro del plazo máximo establecido.

Los montos de dinero que el ASIC reciba como resultado de la devolución por el incumplimiento de la prueba de disponibilidad y los rendimientos generados por la administración de este dinero, si los hubiere, serán asignados, hasta agotarlos, en la facturación de las transacciones en el mercado de energía mayorista a expedir en los meses calendario siguientes al mes de la ejecución y pago de la garantía, a cada uno de los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda comercial, como un menor costo de restricciones que debe ser trasladado a los usuarios finales.

3.3.3 Declaración de Éxito de la Prueba

Luego de que la prueba de disponibilidad resulte exitosa o no, el generador que representa la planta debe declarar ante el CND el resultado de la prueba, a más tardar en la hora siguiente a la finalización de la misma. En el caso esta declaración no se realice en el tiempo señalado, la prueba es considerada como no exitosa.

Nota: La generación real horaria a la que se hace referencia en las pruebas de disponibilidad es aquella que se reporta diariamente por los generadores del SIN antes de las ocho horas al ASIC, en la forma establecida en la regulación vigente. En caso de no estar disponible dicha generación real en los términos y plazos establecidos se asume para efectos de las pruebas de disponibilidad una generación real igual a cero.

En el caso de las pruebas de disponibilidad se aplica también la modificación en las lecturas de los medidores de que trata la Resolución CREG 006 de 2003 o en aquellas que la complementen, sustituyan o modifiquen.

3.4 Disponibilidad Comercial durante la Prueba

Para todos los efectos, durante el período de ejecución de las Pruebas de Disponibilidad y para aquellas horas en las que no se pueda cumplir la prueba, la Disponibilidad Comercial de la Planta es igual a la generación real. Esto con el propósito de no perjudicar al agente generador, ante cualquier exigencia que se pueda presentar en el Mercado.



3.5 Índices de Indisponibilidad durante el período de Pruebas de Disponibilidad

Durante la ejecución de las pruebas de Disponibilidad, el cálculo a realizar para el índice de Indisponibilidad, se considera las horas indisponibles así como las horas de operación, durante dicho período de Prueba.

3.6 Reconciliación por Pruebas de Disponibilidad

3.6.1 Reconciliación Positiva

La energía que es generada a causa de la realización de las pruebas de Disponibilidad, es objeto de reconciliación acorde con los siguientes términos:

1. Generadores que cumplen exitosamente la Prueba en el primer período de ejecución para el cual han sido seleccionados:

La Reconciliación Positiva se debe hacer de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 034 de 2001, incluyendo las horas de inflexibilidad que le sean asociadas.

El valor GSA que trata la anterior resolución, se considera para esta variable la totalidad de la generación asociada a la prueba.

2. Generadores cuya prueba de Disponibilidad es satisfactoria fuera del primer período de ejecución:

El precio de la Reconciliación Positiva es para todas las horas de ejecución de la prueba o de las pruebas solicitadas, incluyendo los periodos de pruebas posteriores a la prueba inicial, el correspondiente al Precio de Bolsa de la hora respectiva.

Nota: Los costos horarios de la Reconciliación Positiva asociada con las Pruebas de Disponibilidad se asignan entre todos los comercializadores del SIN y de todos los enlaces internacionales, a prorrata de su demanda.

3.6.2 Reconciliación Negativa

Esta reconciliación se debe realizar según lo definido en la Resolución CREG 034 de 2001, o la que la sustituya o modifique.

3.7 Redespacho y Cancelación asociados a las Pruebas de Disponibilidad

Con el propósito de adecuar la regulación vigente a las nuevas disposiciones por las que se rigen las Pruebas de Disponibilidad, se ha adicionado al Numeral 4.1 CAUSAS de REDESPACHO del Código



de Operación (Código de Redes – Resolución CREG 025 de 1995) las siguientes causales de Redespacho:

- a. Programación de Pruebas de Disponibilidad.
- b. Cancelación, terminación anticipada y modificación de los valores originales programados para la Prueba de Disponibilidad según lo requiera el CND, con el objeto de mantener la seguridad y confiabilidad del SIN.
- c. Solicitud de Redespacho efectuada por el agente que represente la Cadena, Planta y/o Unidad bajo Prueba de Disponibilidad, debido al incumplimiento de la misma.
- d. Terminación anticipada de la Prueba de Disponibilidad por parte del agente generador.

Cancelación:

- a. Si un agente generador al cual se le ha programado una prueba de Disponibilidad solicita al CND redespacho por indisponibilidad total en uno o más períodos de la prueba, sin haber logrado el éxito de la misma; da lugar a que la prueba sea cancelada y sea considerada como no satisfactoria.
- b. Si por condiciones de seguridad y confiabilidad del SIN, durante la operación de la prueba, el CND procede a cancelarla; la energía generada durante los períodos en que se efectuó la prueba debe ser liquidada como se establece en la reconciliación positiva de los generadores que cumplen exitosamente la prueba en su primer periodo de ejecución.



Anexo 9

Efectos de Incumplimiento

I. Efectos por Incumplimiento del Cronograma de Construcción o de Repotenciación, o de la Puesta en Operación de la Planta

La no presentación del cronograma de construcción o de repotencialización de la planta o unidad de generación, o la curva S durante el periodo de precalificación de la Subasta, da a lugar la descalificación del agente para participar en dicha Subasta.

El retraso en el cronograma de construcción o de repotenciación de la planta o unidad de generación frente a la Curva S da a lugar el ajuste de la garantía siempre y cuando no constituya incumplimiento grave e insalvable.

En caso de incumplimiento grave e insalvable de la puesta en operación de la planta o unidad de generación da lugar a la Ejecución de la Garantía y a la pérdida de la asignación de la OEF y su respectiva remuneración

En el caso que la fecha de puesta en operación de la planta, determinada por el auditor, es posterior a la fecha de inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación, el agente debe garantizar el cumplimiento de su OEF mediante un Contrato de Respaldo, siempre y cuando no constituya un incumplimiento grave e insalvable. Dicho contrato debe estar vigente desde la fecha de inicio del Periodo de Vigencia hasta la fecha de operación de la planta.

Cuando un incumplimiento se considera grave e insalvable, determinado cuando el informe del auditor muestra que la puesta en operación de la planta de generación tiene un atraso mayor a un año contado a partir del Periodo de Vigencia de la OEF, la CREG agotará el trámite previsto en los Artículos 106 y ss. De la Ley 142 de 1994 y, en lo no previsto en ellos, aplicará las normas de la primera parte del Código Contencioso Administrativo que sea compatible. Para que de esta forma el ASIC adopte las medidas pertinentes según se lo atribuye la Resolución CREG 071 de 2006.



2. Efectos del Incumplimiento en la Presentación de Contratos y Garantías

Sí dentro de los plazos que se establecen en la reglamentación, los agentes no han cumplido con la entrega de la copia de los contratos de suministro de combustible, contratos de suministro y contratos de transporte según el recurso energético que utilicen las plantas; o de las garantías que aseguran la presentación de los respectivos contratos; las Obligaciones de Energía Firme a partir de esa misma fecha serán retiradas en conjunto con la remuneración asociada a ellas. Por tanto, a partir del vencimiento de dicho plazo, se hacen efectivas las garantías de seriedad o de cumplimiento otorgadas por el generador incumplido.

En el caso tal que este incumplimiento ocurra durante el Periodo de Transición, se dará lugar a la reasignación de las OEF a prorrata de la ENFICC no comprometida de los demás agentes generadores; a excepción de aquellos agentes generadores que tiene asignadas OEF respaldadas mediante contratos de suministro y transporte en un periodo de seis meses, ya que para éstos se mantendrá la asignación de la Obligación durante su periodo de vigencia sin ningún incremento a prorrata.

Para efectos de la reasignación de OEF solo serán considerados aquellos agentes generadores que dispongan de ENFICC no comprometida, y que esté cubierta, en caso de requerirse, con garantías entregadas y aceptadas en los plazos previstos (a más tardar a las seis de la tarde (6:00 P.M.) del último día hábil anterior al 25 de noviembre de 2006).

Estos agentes generadores que hayan entregado garantías, y estas hayan sido aceptadas, por valor superior a la Obligación de Energía Firme finalmente asignada, podrán ajustarlas a esta Obligación.

3. Asignación de Excedentes Asociados con el Incumplimiento de las OEF por Parte del Generador

Cuando un agente generador incumple de algún modo con las Obligaciones de Energía Firme que tiene asignadas y se produce un racionamiento a causa de ello, los saldos en la Bolsa que no se puedan asignar a otros generadores, deben ser distribuidos a los comercializadores del SIN, a prorrata de la cantidad de energía racionada de cada uno de estos comercializadores. Y en consecuencia, dichos saldos deben ser devueltos por cada comercializador a los usuarios del SIN como un menor valor de restricciones.

En el caso en que el Precio de Bolsa sea inferior al segundo escalón del Costo de Racionamiento, el cálculo de los excedentes a causa del incumplimiento, debe ser realizado considerando un precio de bolsa igual al segundo escalón del costo de racionamiento.



Anexo 10

Disposiciones Adicionales

1. Obligaciones Adicionales para Agentes con Plantas y/o Unidades de Generación Nuevas o Especiales

Fuera de las disposiciones contenidas en la regulación, los agentes generadores que representen dichas plantas a los cuales se les haya asignado OEF tienen las siguientes obligaciones adicionales:

1. Poner en operación comercial la planta y/o unidad de generación a más tardar en la fecha de inicio del Periodo de Vigencia de la OEF, con la ENFICC asignada en la Subasta.
2. Cumplir el cronograma de construcción o repotenciación de la planta y Curva S.
3. Pagar anticipadamente de forma periódica el costo de la auditoria que contrata el Administrador de la Subasta para la verificación del cronograma de construcción o repotenciación y la Curva S de la planta. Ya que el incumplimiento del pago de dicha auditoria da lugar a la pérdida de la OEF del generador, la remuneración asociada a ello y la ejecución de la garantía que se menciona a continuación.
4. Constituir y mantener vigente la garantía de cumplimiento de la fecha de inicio de la operación comercial de la planta o unidad de generación en instalación, o por instalar, o por repotenciar, con la ENFICC asignada en la Subasta.
5. Haberse constituido como una Empresa de Servicio Públicos con anterioridad al plazo fijado por la CREG para el otorgamiento de las garantías exigibles para el cumplimiento de las OEF.

2. Retiro de Agentes del Mercado de Energía Mayorista

2.1 Agentes que tienen asignadas Obligaciones de Energía Firme

Un agente que decida retirarse durante el Perdido de Vigencia de la Obligación podrá hacerlo sólo si enajena la planta o unidad de generación que respalda dicha OEF y a su vez, cedido al adquirente los compromisos y derechos derivados de la Obligación asignada. Dicha cesión solo puede hacerse a agentes generadores que están inscritos en el MEM, los cuales deben cumplir con la normatividad vigente en el mercado mayorista para su participación en el mismo.

Director Dr. Rubén Darío Cruz Rodríguez



Mientras que el ASIC acepta las garantías que debe otorgar el cesionario en condiciones equivalentes a las exigidas al cedente, el cedente debe mantener vigentes las garantías asociadas a la OEF asignada ya que él es el responsable del cumplimiento de dicha Obligación hasta el momento en que sean aceptadas por el ASIC las garantías del cesionario.

Finalmente el retiro de un agente del Mercado sólo puede hacerse efectivo después de cumplir con las siguientes condiciones:

- Que el ASIC acepte las garantías otorgadas por el cesionario
- Que el agente haya notificado a la CREG y al CND la cesión efectuada
- Que se haya cedido los contratos de energía a largo plazo suscritos por el cedente en el Mercado Mayorista
- Estar a paz y salvo por todo concepto con el Mercado
- Cumplir con los trámites del artículo 12 de la Resolución CREG 024 de 1995.

Cuando se enajenen dichas plantas y/o unidades de generación y el agente no se retire del mercado, se debe cumplir con lo mencionado anteriormente a la cesión y la responsabilidad por el cumplimiento de la OEF asignada, sin perjuicio del cumplimiento de la normatividad vigente para las fusiones, adquisición de propiedad accionaria o de activos de generación.

Sin embargo, en el caso de ser una planta o unidad de generación que respalda una OEF sale del sistema, cualquiera que sea su causa, el agente puede retirarla y reingresar al Mercado con previa notificación y coordinación con el CND, luego de que halla garantizado el cumplimiento de la OEF asignada mediante los Anillos de Seguridad.

2.2 Agentes que No Tengan Obligaciones de Energía Firme Asignadas

Este retiro de Agentes de Generación está determinado por el artículo 12 de la Resolución CREG 024 de 1995 el cual enuncia:

Causales para el retiro del Mercado Mayorista de agentes sin OEF asignadas:

- Retiro voluntario del agente, con previo cumplimiento de todas sus obligaciones con el Mercado Mayorista.
- Dejar de cumplir sus requisitos como agentes del Mercado Mayorista, definidos por el artículo 6° de la presente resolución, dicho artículo instaure las condiciones mínimas que se deben cumplir por parte de los agentes que participan en el Mercado Mayorista
- Haber entrado en proceso de Liquidación.



- Estar sancionado por la Superintendencia ante las causas graves que determine la CREG
- Por incumplimiento, ya que el ASIC o cualquier víctima del incumplimiento de un acto o contrato de energía en bolsa puede pedir a la CREG que solicite a la SSPD la intervención de la empresa incumplida.

Sin embargo, dicho artículo de la Resolución CREG 024 de 1995, estipula en sus párrafos:

Parágrafo 1. Si una de las empresas contratantes se encuentra en situación de disolución, deberá, en todo caso, cumplir los contratos a su cargo que sean indispensables para no interrumpir la prestación de los servicios que regulan las leyes 142 y 143 de 1994 y que estén a su cargo. Al presentarse la causal de disolución, la empresa participante en el mercado mayorista dará aviso a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, a la Nación a través del Ministerio de Minas y Energía, a la CREG y al Administrador del SIC.

Parágrafo 2. Si una de las empresas participantes del mercado mayorista entra en proceso de liquidación, la autoridad competente puede negociar la cesión de sus contratos a otras empresas para que sustituyan a la primera en el cumplimiento de sus obligaciones o en el ejercicio de sus derechos; de lo cual dará aviso al Administrador del SIC para que este registre la cesión de los contratos. En todos los contratos entre los agentes del mercado mayorista que hayan de cumplirse por medio del Administrador del SIC se entiende que cada parte acepta las cesiones de sus derechos que pueda hacer la otra en favor de la Nación.

Parágrafo 3. Cuando, por cualquier causa, una empresa decida que no seguirá participando del mercado mayorista para formar y cumplir actos y contratos con éste, dará aviso al Administrador del SIC con cuatro meses de anticipación, por lo menos; y mientras ese período transcurre la empresa seguirá estando sujeta a las normas de la presente resolución, y el Administrador del SIC podrá hacer, por sí mismo, las liquidaciones, y afectar las cuentas o hacer exigibles las garantías que considere del caso.

Parágrafo 4. El retiro de un agente del mercado no lo exime de las deudas que tuviese en el mercado mayorista; por lo tanto, el Administrador del SIC debe continuar con la acción de cobro mientras existan deudas por los actos y contratos efectuados por medio de él.

En el caso de tratarse del retiro de una planta o unidad de generación que no respalde alguna OEF, éste retiro se puede hacer libremente del mercado notificando previamente al CND y a la CREG; y en el caso de reincorporación de la planta se hará con previa notificación y coordinación con el CND.

2.3 Reglamento para el Retiro y Reingreso de Cualquier Planta o Unidad de Generación

Para el Retiro de una Planta o Unidad de generación:



- Si el retiro de una planta tiene como única causa la voluntad del agente, se debe informar a la CREG la fecha prevista para el retiro con tres meses de antelación mínimo, con copia al CND y al ASIC.
- Un Agente que se retire y desee conservar la capacidad de transporte asignada, que tiene asociada a la planta o unidad de generación a retirar, hasta por un año contado a partir de la fecha de retiro efectivo, debe efectuar un depósito establecido según la regulación; de lo contrario perderá la capacidad de transporte asignada en el SIN.
- En caso que la capacidad de transporte sea perdida al cabo de dicho año, si el agente desea reincorporar dichos activos al sistema y al mercado, debe cumplir con el procedimiento vigente para la asignación de la capacidad de transporte.

En el caso que el concepto del CND determine que el retiro de la planta o unidad de generación puede comprometer la seguridad energética o eléctrica del SIN, el CND debe identificar las medidas o inversiones necesarias que suplan la ausencia de dicha generación, informando a los agentes de dicha situación. Sin embargo el CND debe hacer efectivo el retiro de la planta desde la fecha que el agente haya definido como retiro.

Para el Reingreso de una Planta o Unidad de generación:

- Se debe informar previamente a la CREG y al CND la intención de reincorporar la planta o unidad de generación al SIN.
- Coordinar previamente con el CND las pruebas y demás maniobras a que haya lugar según el Reglamento de Operación.
- Cumplir previamente los requisitos exigidos en el Reglamento de Operación para la operación comercial en el MEM.
- En el caso de haber perdido la capacidad de transporte se debe obtener nuevamente dicha asignación, cumpliendo el trámite previsto en la regulación vigente.



Anexo II

Disposiciones Durante el Período de Transición

I. Cronograma del Período de Transición (Año 2006)

Para la asignación de OEF durante éste periodo, los agentes interesados deben cumplir con el siguiente cronograma, sin embargo, las fechas aquí publicadas son el plazo último:

- 23 de Octubre de 2006: Declaración de Parámetros para la determinación de la ENFICC, estos parámetros deben ser reportados a la CREG de conformidad con las disposiciones impuestas; además de ser parámetros que están sujetos a verificación.
- 30 de Octubre de 2006: Documento de Parámetros para la determinación de la ENFICC. En este documento se publica la totalidad de los parámetros reportados por cada uno de los agentes generadores para cada una de las plantas y/o unidades de generación; documento con el cual se debe determinar la ENFICC por cada uno de los agentes a cada una de sus plantas y/o unidades de generación.
- 06 de Noviembre de cada año: Entrega de la Proyección de Demanda de Energía. La UPME debe remitir a la CREG los tres escenarios de proyección de la Demanda Total Doméstica, desagregados mensualmente, para el período comprendido entre diciembre de ese año y noviembre del años siguiente.
- 15 de Noviembre de 2006: Declaración de la Contratos. Los agentes generadores térmicos deben reportar la información sobre contratos de suministro y transporte de combustible de acuerdo con los formatos establecidos.
- 17 de Noviembre de 2006: Publicación de los índices IMM y TRC. La CREG pública en esta fecha los índices IMM y TRC de cada planta y/o unidad de generación, calculados con la Declaración de ENFICC y con las certificaciones remitidas por éstos a la CRE9G (constancia a la capacidad máxima de transporte y la capacidad ya contratada en firme).
- 20 de Noviembre de 2006: Declaración de la ENFICC. Todos los agentes deben declarar la ENFICC de cada una de las plantas y/o unidades de generación que representen comercialmente según los formatos respectivos; declaraciones que serán utilizadas en el proceso de Asignación de OEF realizado por el ASIC. Las plantas hidráulicas que desean participar en el Mercado Secundario de Energía Firme con Energía Disponible Adicional deben diligenciar en el formato establecido la información correspondiente. Una vez sea declarada la ENFICC y la Energía Disponible Adicional, el CND verifica que los valores declarados se encuentren dentro de los límites establecidos, en los cuales la



ENFICC declarada debe ser superior a la máxima energía firme resultante de aplicar la metodología establecida en la Regulación, para lo cual el CND considera como valor declarado para las plantas y/o unidades de generación térmica la que resulte de aplicar la metodología de cálculo de la ENFICC con los parámetros remitidos por el agente. En el caso de las plantas hidráulicas, el ajuste de ENFICC modifica automáticamente la Energía Disponible Adicional.

- 22 de Noviembre de cada año: Asignación de Obligaciones de Energía Firme. Dicha asignación es realizada por el ASIC a más tardar en la fecha mencionada, en don se hace la publicación de la Asignación de OEF para el año siguiente, discriminando las de cada generador.
- 25 de noviembre de cada año: Copia de los Contratos de Suministro de combustibles y transporte de gas natural, garantías y licencia ambiental. Aquellos generadores que aun no han remitido dicha información necesaria para garantizar la OEF asignada, podrán realizarlo a más tardar en dicha fecha.

Adicionalmente se debe enviar a la CREG copia de la licencia ambiental para la operación con el combustible elegido para respaldar la OEF. En caso de no ser requerido por la autoridad ambiental pertinente, el representante comercial debe enviar una comunicación de este hecho. En los casos que las copias de los contratos mencionados no sean remitidos en la fecha establecida, la asignación de OEF para la planta y/o unidad de generación será igual a cero gigavatios hora (0 GWh).

- 30 de Noviembre de cada año: Certificación de la Asignación de OEF. El ASIC luego de verificar la información de contratos y garantías remitidas por los agentes, emite a mas tardar en esta fecha la certificación de la Asignación para cada uno de los agentes con plantas y/o unidades de generación que respaldan; certificación que debe contener la ENFICC asignada, Período de Vigencia y precio del Cargo por Confiabilidad asociada a ellas.

2. Cronograma para el Reporte de Información (Año 2007)

Tabla 9. Cronograma para Reportar Información en el 2007

Tipo	Descripción	Responsable	Fecha
Solicitud aclaración de parámetros	Solicitud de aclaración a la declaración de parámetros realizada de conformidad con las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-027 de 2007.	CREG	De Jul-31-2007 a Ago-02-2007
Publicación documento de parámetros	Publicación del documento de parámetros.	CREG	Ago-03-2007



Tipo	Descripción	Responsable	Fecha
Declaración de ENFICC	Declaración de ENFICC.	Agente	Ago-06-2007
Declaración vigencia de la Obligación	Declaración del período de vigencia de la Obligación.	Agente	Ago-06-2007
Verificación	Verificación y solicitud de aclaraciones a la declaración de ENFICC.	CND-CREG	De Ago-08-2007 a Ago-10-2007
Asignación Obligaciones de Energía Firme.	Asignación de Obligaciones de Energía Firme	ASIC	Ago-13-2007
Entrega de Garantías y/o contratos de combustibles	Envío de garantías y/o contratos de suministro de combustible.	Agente	Sep-28-2007
Solicitud de aclaraciones a garantías	Solicitud de aclaración a la garantías remitidas	ASIC	De Oct-1-2007 a Oct-4-2007
Expedición certificado de asignación de Obligaciones de Energía Firme	Certificado expedido por el ASIC de conformidad con la regulación vigente.	ASIC	Oct-05-2007

Nota:

- Los plazos establecidos en el Cronograma vencen a las 17:00 horas del respectivo día, Aquellos agentes que no cumplan los plazos, no serán considerados en la asignación de OEF correspondiente.
- Aquellos generadores que opten por la disposición anterior, tienen sobre el incremento de capacidad las mismas obligaciones relacionadas con el reporte periódico de información exigible a los nuevos generadores.

Los agentes generadores que representen comercialmente plantas o unidades especiales por repotenciación o cierres de ciclo, recibirán asignaciones de Obligaciones de Energía Firme respaldas con dichas plantas iguales a la ENFICC de cada una de éstas. El periodo de vigencia de estas obligaciones iniciará el primero (1º) de diciembre inmediatamente siguiente a la entrada en operación comercial de la planta repotenciada o con cierre de ciclo.



Esta asignación se realizará una vez que el agente cumpla con la totalidad de las disposiciones establecidas en materia de reporte de información y constitución de garantías, así como los demás requerimientos que establezca la regulación vigente.

3. Asignación de Obligaciones de Energía Firme durante el Período de Transición (Años 2008, 2011 y 2012)

Antes de la realización de la primera Subasta, la cual tiene como objeto realizar asignaciones de OEF para el año comprendido entre el 1 de diciembre de 2012 y el 30 de noviembre de 2013, se ha dispuesto a realizar asignaciones a los agentes que representan plantas nuevas, especiales, existentes y existentes con obras, con períodos de vigencia comprendidos entre el primero (1°) de diciembre de 2007 y el treinta (30) de noviembre de 2008, el primero (1°) de diciembre de 2010 y el treinta (30) de noviembre de 2011 y el primero (1°) de diciembre de 2011 y el treinta (30) de noviembre de 2012; con el propósito de asegurar confiabilidad en la atención de la demanda doméstica y a su vez, motivar a los agentes a participar en las disposiciones que se establecen con la reglamentación impuesta por el Cargo por Confiabilidad. Para ello, lo interesados deben cumplir con el siguiente cronograma:

Tabla 10. Asignación de OEF – 2008, 2011 y 2012

Tipo	Descripción	Responsable	Fecha
Declaración de parámetros	1. La totalidad de parámetros establecidos en el numeral 5.2 del Anexo 5 de la Resolución CREG-071 de 2006. Esta información deberá ser remitida haciendo uso de los formatos establecidos para tal fin.	Agente, según regulación vigente	Oct-16-2007
	2. Certificación expedida por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) con fecha de expedición no mayor a noventa (90) días calendario, en la que conste que el proyecto está inscrito en el registro de proyectos de generación de energía eléctrica, mínimo en la fase 2.	Propietarios o representantes comerciales de plantas o unidades de generación nuevas, especiales, o existentes que declaren obras para modificar su ENFICC de conformidad	Oct-16-2007
	3. Certificación expedida por la UPME con fecha de expedición no mayor a noventa (90) días calendario, en la que conste la presentación ante esa entidad del estudio de conexión a la red de transmisión.		



Tipo	Descripción	Responsable	Fecha
	4. En el caso de plantas hidráulicas, deberán remitir los registros históricos, con una extensión mínima de veinte (20) años, de caudales promedio mensual de los ríos que aportan a la planta.	con los Artículos 41 de la Resolución CREG-071 de 2006, y 7 de la Resolución CREG-085 de 2007.	
	5. Cronograma de construcción.		
	6. Curva S.		
Solicitud aclaración de parámetros	Solicitud aclaración de parámetros	CREG	De Oct-17-2007 a Oct-22-2007
Publicación documento de parámetros	Publicación del documento de parámetros.	CREG	Oct-24-2007
Declaración de ENFICC	<p>1. La declaración de ENFICC deberán efectuarla a la CREG quienes la declaren por primera vez o la modifiquen, de conformidad con lo establecido en el Artículo 41 de la Resolución CREG-071 de 2006, la declaración de ENFICC deberá realizarse para cada uno de los periodos de vigencia a ser asignados.</p> <p>2. Igualmente, deberá declarar el Periodo de Vigencia de la Obligación de Energía Firme, según lo establecido en la regulación.</p>	Propietarios o representantes comerciales de plantas o unidades de generación nuevas, especiales, existentes y existentes con obras.	Oct-30-2007
Verificación	Verificación y solicitud de aclaraciones a la declaración de ENFICC.	CND-CREG	De Oct-31-2007 a Nov-06-2007
Asignación OEF periodos de vigencia: 2007-2008/2010-2011 y 2011-2012.	Asignación de Obligaciones de Energía Firme	ASIC	Nov-13-2007



Tipo	Descripción	Responsable	Fecha
Entrega de Contratos o garantías	Envío de garantías y/o contratos de suministro de combustible. Para plantas térmicas a carbón las garantías pueden ser: el certificado del Plan de Trabajo y Obras y la carta de intención presentada según el artículo 46 de la Resolución CREG 071 de 2006. Envío de garantías establecidas en el Capítulo VIII Garantías de la Resolución CREG 071 de 2006 o las que la modifiquen, adicionen o sustituyan. Para las Obligaciones de Energía Firme con período de vigencia Diciembre 01 de 2007 a Noviembre 30 de 2008 se deben entregar los contratos de suministro y transporte de combustible de conformidad con la regulación vigente.	Agente	Nov-26-2007
Solicitud de aclaración de garantías	Solicitud de aclaración a la garantías remitidas	ASIC	De Nov-26-2007 a Nov-28-2007
Reasignación de Obligaciones de Energía Firme	Reasignación por parte del ASIC conforme a la regulación vigente.	ASIC	Nov-29-2007
Expedición certificado de asignación de Obligaciones de Energía Firme	Certificado expedido por el ASIC de conformidad con la regulación vigente	ASIC	Nov-30-2007

Nota: Los plazos establecidos en el anterior cronograma vencen a las 17:00 horas del respectivo día. Los agentes que no cumplan los plazos establecidos en este anexo no serán considerados en la asignación de OEF. La declaración de parámetros para el cálculo de la ENFICC, debe observar los protocolos de pruebas o procedimientos definidos en los Acuerdos C.N.O y en la reglamentación de la CREG.

4. Cronograma para Reporte de Información para Habilitar la Participación en la Primera Subasta

Los agentes que durante éste período desean ser habilitados para participar en la primera subasta para la Asignación de Obligaciones deben remitir la información establecida en el siguiente cronograma, en donde los plazos establecidos vencen a las 17:00 horas del respectivo día; en caso de que ello no se cumpla, el agente interesado no será considerado en la asignación de OEF:

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones



Tabla 11. Cronograma para Participar en la Primera Subasta

Tipo	Descripción	Responsable	Fecha
Declaración de Interés	Comunicación, mediante la cual se informa a la CREG el interés de participar en la Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme con plantas o unidades de generación nuevas y aquellas a las que no se les ha calculado ENFICC.	Agente	Ene-11-2008
Declaración de parámetros	1. La totalidad de parámetros establecidos en el numeral 5.2 del Anexo 5 de la Resolución CREG-071 de 2006. Esta información deberá ser remitida haciendo uso de los formatos establecidos para tal fin.	Agente	Mar-31-2008
	2. Certificación expedida por de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) con fecha de expedición no mayor a noventa (90) días calendario, en la que conste que el proyecto está inscrito en el registro de proyectos de generación de energía eléctrica, mínimo en fase 2.		
	3. Certificación expedida por la UPME con fecha de expedición no mayor a noventa (90) días calendario, en la que conste la presentación ante esa entidad del estudio de conexión a la red de transmisión.		
	4. En el caso de plantas hidráulicas, deberán remitir los registros históricos de caudales promedio mensual de los ríos que aportan a la planta, con una extensión mínima de veinte (20) años.		
	5. Cronograma de construcción o repotenciación de la planta o unidad de generación.		
	6. Curva S.		
Carta aceptación pago de la Comisión de Éxito del promotor de la Subasta	Carta suscrita por el representante legal donde se acepta el pago de la Comisión de Éxito del promotor de la Subasta, definida en la Resolución CREG-008 de 2007.	Agente	Mar-31-2008
Solicitud aclaración de parámetros	Solicitud de aclaración a la declaración de parámetros.	CREG	De Abr-01-2008 a Abr-07-2008
Publicación documento de parámetros	Publicación del documento de parámetros.	CREG	Abr-08-2008
Declaración de ENFICC y Garantías	1. Declaración de ENFICC por parte de los agentes a la CREG.	Agente	Abr-14-2008



Tipo	Descripción	Responsable	Fecha
para participar en la subasta	2. Declaración de período de vigencia de la Obligación, para plantas nuevas, especiales y existentes con obras.		
	3. Quienes representen plantas o unidades de generación nuevas deberán informar a la CREG si las ofertas de energía firme respaldadas con dichas plantas o unidades pueden o no ser fraccionadas.		
	4. Envío de las garantías para participar en la subasta establecidas en la regulación vigente		
Verificación	Verificación y solicitud de aclaraciones a la declaración de ENFICC.	CND-CREG	De Abr-15-2008 a Abr-21-2008
	1. Verificación de la clasificación declarada para la unidad o planta	ASIC	
	2. Solicitud de aclaraciones a garantía remitida para participar en la subasta.		
Informe agentes habilitados	Documento expedido por el Administrador de la subasta a los agentes.	ASIC	Abr-22-2008
Entrega de contratos o garantías	Entrega de contratos de combustible o garantías. Para plantas térmicas a carbón las garantías, durante el período de planeación, pueden ser el certificado del Plan de Trabajo y Obras y la carta de intención presentada según el artículo 46 de la Resolución CREG 071 de 2006.	Agente	Dentro de los 15 días hábiles siguientes a la fecha de finalización de la subasta

5. Demanda Objetivo

Para la asignación de Obligaciones de Energía Firme, de los agentes que representen plantas especiales y existentes durante el período de transición, la Demanda Objetivo es igual a la que contiene la tabla a continuación para los períodos comprendidos entre diciembre de 2010 a noviembre de 2011 y diciembre de 2011 a noviembre de 2012.

Tabla 12. Demanda Objetivo 2008 - 2019

Periodo	DIC GWh	ENE GWh	FEB GWh	MAR GWh	ABR GWh	MAY GWh	JUN GWh	JUL GWh	AGO GWh	SEP GWh	OCT GWh	NOV GWh	TOTAL GWh
Dic/07-Nov/08	4483	4345	4134	4512	4325	4524	4380	4512	4607	4503	4658	4559	53542
Dic/07-Nov/08	4687	4589	4510	4696	4672	4750	4626	4866	4843	4798	4924	4773	56734
Dic/08-Nov/09	4955	4923	4622	5068	4907	5087	4855	5054	5132	5027	5163	5011	59804
Dic/09-Nov/10	5191	5162	4846	5313	5145	5334	5090	5299	5381	5271	5413	5254	62698



Dic/10-Nov/11	5443	5419	5087	5578	5401	5600	5344	5562	5649	5533	5683	5516	65814
Dic/11-Nov/12	5714	5689	5509	5856	5670	5878	5610	5839	5930	5809	5965	5790	69259
Dic/12-Nov/13	5998	5970	5604	6145	5951	6169	5887	6128	6223	6096	6261	6077	72512
Dic/13-Nov/14	6086	5998	5713	6210	5965	6214	5973	6205	6285	6153	6327	6153	73282
Dic/14-Nov/15	6371	6290	5991	6512	6255	6517	6264	6508	6591	6453	6635	6452	76839
Dic/15-Nov/16	6681	6603	6289	6837	6567	6841	6576	6832	6919	6774	6965	6774	80658
Dic/16-Nov/17	7014	6924	6595	7169	6886	7174	6896	7164	7255	7103	7304	7103	84587
Dic/17-Nov/18	7355	7253	6908	7509	7213	7515	7224	7504	7600	7441	7651	7440	88613
Dic/18-Nov/19	7704	7610	7247	7878	7568	7884	7578	7873	7973	7806	8026	7806	92953

6. Obligaciones Y Garantías

6.1 Obligaciones a Garantizar y Cumplimiento de las Mismas

Los agentes generadores que en el primer año del periodo de transición hagan uso de las alternativas, para el caso de los generadores térmicos, la utilización de gas natural para respaldar las OEF, o aquellos que necesiten extender las garantías cuando los contratos de combustible no cubren todo el Período de Vigencia de la OEF, generadores que sustituyan el gas natural, o aquellos que usen la alternativa del cálculo del IHF prevista en la normatividad; deben garantizar mediante cualquiera de los instrumentos de Garantías previstos a continuación, las siguientes obligaciones asociadas a la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad.

- a. *Agentes que utilicen gas natural o que extiendan sus garantías cuando los contratos de combustible no cubren todo el Período de Vigencia de la OEF*, deben garantizar el envío a la CREG la copia de los contratos de transporte y de suministro de gas natural o de suministro de combustibles; o el registro ante el ASIC de Contratos de Respaldo de Energía Firme en el plazo y la forma establecidos en la norma.

Esta obligación se entiende como cumplida ya sea con el recibo en la CREG de la copia de los contratos o con el registro efectuado ante el ASIC de los Contratos de Respaldo, cumpliendo en todo caso con las condiciones establecidas en cada uno de estas alternativas.

- b. *Aquellos generadores que sustituyen el gas natural para respaldar las OEF* deben garantizar la puesta en operación de la infraestructura necesaria para generar con los combustibles distintos del gas natural, conforme lo establecido en la regulación.

Esta obligación se entiende como cumplida un vez que una firma auditora reconocida, contratada por el Agente Generador, califique como exitosa la prueba de generación que debe ejecutar el CND, cumpliendo con las condiciones de dicha norma.

- c. *Los agentes generadores que empleen la alternativa para el cálculo del IHF* deben garantizar la operación continua con combustible alternativo o la infraestructura y el combustible alternativo para respaldar la operación con gas natural que permita cubrir el diferencial de ENFICC asociado al cambio en el IHF, conforme con lo previsto en dicha sección.



Esta obligación se entiende como cumplida cuando el CND declara el éxito de la prueba de generación con base en la certificación de una firma auditora reconocida contratada por el Generador, en la que conste que la generación durante la prueba se efectuó con el combustible alternativo, cumpliendo con la norma establecida en esa sección.

Además de las anteriores disposiciones, los agentes generadores deben tener presente:

- Las firmas auditoras para la realización de las auditorías a las que se hace referencia deberán ser seleccionadas de la lista que haya adoptado el Consejo Nacional de Operación –CNO- mediante Acuerdo, que deberá ser expedido a más tardar un mes después de entrada en vigencia de la presente Resolución. Listado que está sujeto a modificaciones posteriores por parte del CNO.
- Un agente generador tiene un plazo máximo de cinco días hábiles después de realizar las pruebas aquí mencionadas para presentar al ASIC la certificación de la firma auditora con la información requerida según sea el caso.
- Los generadores deben presentar las garantías por cada planta o unidad de generación, respecto a las cuales adquiriera una o más de las obligaciones establecidas anteriormente.

6.2 Garantías para el Primer Año del Período de Transición

Los agentes generadores del MEM deben garantizar el cumplimiento de las obligaciones mencionadas anteriormente, mediante uno o varios de los siguientes instrumentos:

-Garantía Bancaria: Instrumento mediante el cual una institución financiera autorizada por la Superintendencia Financiera, garantiza de forma incondicional e irrevocable el pago de las Obligaciones indicadas en el inciso anterior para cada agente generador.

La Garantía será pagadera a la vista y contra el primer requerimiento escrito en el cual XM S.A. E.S.P., en calidad de ASIC, informe que el Agente garantizado no ha dado cumplimiento a las obligaciones objeto de la garantía. La forma y perfeccionamiento de esta garantía se regirá por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables.

Sin embargo, el valor de la cobertura de esta garantía debe ser igual a cien pesos por cada kilovatio hora (100\$/kWh) durante un período de trescientas trece horas (313), para cada mes garantizado de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación, para el período comprendido entre el 1 de junio y el 30 de noviembre de 2007.

Vigencia de la Garantía: Desde el 1 hasta el 30 de abril de 2007, o entre el primer y el último día del mes anterior al mes en que finaliza el contrato de combustible, para aquellos contratos que no alcanza a cubrir todo el Período de Vigencia de la Obligación, cuando su duración sea superior a seis meses.



- **Aval Bancario:** Instrumento mediante el cual una institución financiera debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera interviene como avalista respecto de un título valor, para garantizar el pago de las obligaciones indicadas en el inciso anterior. La forma y perfeccionamiento de esta garantía se registrará por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables.

El valor de la cobertura de esta garantía debe ser igual a cien pesos por cada kilovatio hora (100\$/kWh) durante un período de trescientas trece horas (313), para cada mes garantizado de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación, para el período comprendido entre el 1 de junio y el 30 de noviembre de 2007.

Vigencia de la Garantía: Esta garantía debe estar vigente desde el 1 de junio hasta el 31 de diciembre de 2007.

- **Carta de Crédito *Stand By*:** Crédito documental e irrevocable, mediante el cual una institución financiera debidamente autorizada por la Superintendencia Financiera se compromete directamente o por intermedio de un banco corresponsal, al pago de las obligaciones indicadas en el inciso anterior, contra la previa presentación de la Carta de Crédito *Stand By*. La forma y perfeccionamiento de ésta se registrará por las normas del Código de Comercio que regulan la materia y por las demás disposiciones aplicables.

El valor de la cobertura para esta garantía debe ser igual a cien pesos por cada kilovatio hora (100\$/kWh) durante un período de trescientas trece horas (313), para cada mes garantizado del diferencial de la Obligación de Energía Firme asociado al cambio de ENFICC proveniente de la mejora en el IHF de la respectiva planta o unidad de generación, para el período comprendido entre el 1 de febrero y el 30 de noviembre de 2007.

Sin embargo, el Agente para ello debe declarar el 20 de noviembre de 2006, con la ENFICC de cada una de las plantas y/o unidades de generación que represente comercialmente, el diferencial de ENFICC asociada al cambio del IHF de la respectiva planta o unidad de generación y la información necesaria para su verificación por parte del CND. Para lo cual el CND verificará los valores declarados de ENFICC, acorde con lo establecido la sección de Declaración de ENFICC.

Vigencia de la Garantía: Dicha garantía debe estar vigente desde el 1 de febrero hasta el 31 de diciembre de 2007.

6.3 Principios y Otorgamiento de las Garantías

A parte de cumplir con los Principios Generales establecidos para todas las garantías adscritas al Cargo por Confiabilidad, las garantías reguladas en la sección anterior deben cumplir con los siguientes criterios:



- a) La entidad otorgante debe contar con una calificación de riesgo crediticio de la deuda de largo plazo o de fortaleza patrimonial de al menos A(-) por parte de una Agencia Calificadora de Riesgos vigilada por la Superintendencia Financiera de Colombia.
- b) La entidad otorgante debe pagar a primer requerimiento del beneficiario.
- c) Que la entidad otorgante pague dentro de los dos (2) días hábiles siguientes a la fecha en que se realice el primer requerimiento.
- d) Que el valor pagado por la entidad otorgante sea igual al valor total de la cobertura conforme con lo indicado en la sección anterior. En donde el valor pagado debe ser neto, libre de cualquier tipo de deducción o retención por parte de la entidad otorgante.
- e) La entidad otorgante de la garantía debe renunciar a requerimientos judiciales, extrajudiciales o de cualquier otro tipo contra el beneficiario.
- f) Que el valor de la garantía constituida esté calculado en moneda nacional y sea exigible de acuerdo con la Ley Colombiana.

6.4 Cronograma para la Presentación de Garantías

Los agentes que deban presentar las garantías establecidas, deben entregar a más tardar a las doce del medio día del 24 de noviembre de 2006 ante la CREG, una certificación emitida por la respectiva entidad financiera en la que conste que el agente presentó formalmente la solicitud para la consecución de estas garantías y el estado del trámite en que se encuentra la misma.

La no presentación de esta certificación en los plazos y términos establecidos se entenderá como incumplimiento en la entrega de la garantía. Por tanto, la obligación de energía firme que no fue garantizada de esta forma, se reasignará entre los agentes generadores a prorrata de la ENFICC no comprometida; reasignación que se debe realizar por el ASIC a más tardar el día 27 de noviembre de 2006.

El cronograma para la presentación de garantías es:

- 18 de Diciembre de 2006: Las garantías exigidas a los agentes generadores se deben presentar ante la CREG a más tardar a las seis de la tarde (6:00 P.M) en esta fecha.
- 21 de Diciembre de 2006: El ASIC debe revisar el cumplimiento de los requisitos establecidos para las garantías y publicar el resultado de la revisión a más tardar a las doce del medio día de esta fecha.
- 26 de Diciembre de 2006: Plazo para aquellos agentes que han presentado las garantías requieran alguna aclaración por medio de una solicitud al ASIC.



- 27 de Diciembre de 2007: Luego de que el ASIC revise la garantía presentada por el agente el 26 de diciembre de 2006, y ésta no cumpla con los requisitos establecidos se entenderá como incumplimiento de la entrega de la garantía. Para lo cual el ASIC procede a realizar una reasignación de la OEF que no fue garantizada entre los agentes generadores a prorrata de la ENFICC no comprometida, reasignación que se debe realizar a más tardar en la fecha citada.

6.5 Reposición y Ajuste de Garantías

Cuando la calidad crediticia de la entidad otorgante de la garantía disminuya por debajo de la calificación establecida anteriormente en la sección Principios y Otorgamiento de las Garantías, o las Garantías disminuyan su valor por debajo de los montos exigidos o éstas no ofrezcan el cubrimiento requerido, el ASIC requerirá inmediatamente al Agente para que reponga, o ajuste las Garantías, según sea el caso, para lo cual el Agente contará con un plazo máximo de diez (10) días hábiles.

En caso de iniciarse un proceso concursal, de toma de posesión o de liquidación a la entidad garante, el Agente que presentó las garantías deberá sustituirlas, para lo cual el Agente contará con un plazo máximo de diez (10) días hábiles, a partir del inicio del proceso a la entidad garante.

Si transcurridos los plazos anteriormente indicados, el Agente no repone la garantía o no ajusta el monto de la misma, conforme a los términos y condiciones de la presente Resolución, se entenderá ocurrido el Evento de Incumplimiento establecido en el literal d). Adicionalmente, el ASIC dará inicio a los procedimientos de limitación de suministro en la forma prevista en las Resoluciones CREG 116 de 1998, CREG 001 y 063 de 2003 y demás normas que las modifiquen, complementen o sustituyan.

Para la aplicación del procedimiento de limitación de suministro se considera como fecha de incumplimiento la establecida para presentar la sustitución de las Garantías.

6.6 Procedimiento de Ejecución de las Garantías

En caso de constituirse el incumplimiento indicado en cualquiera de los literales anteriores, XM S.A. E.S.P., en calidad de Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, o quien haga sus veces, antes del vencimiento de la vigencia de las garantías procederá a hacer efectivas las mismas, enviando el aviso de incumplimiento al Garante respectivo. Para lo cual el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales debe llevar un registro actualizado de los eventos de incumplimiento que se presenten, conforme a lo previsto anteriormente.

Ocurrido un Evento de Incumplimiento, las sumas de dinero que el ASIC reciba como resultado de la ejecución de las garantías, y los rendimientos generados por la administración de este dinero, si los hubiere, deben ser asignados en la facturación de las transacciones en el mercado de energía mayorista a expedir en el mes calendario siguiente a la ejecución y pago de la garantía, a cada uno



de los comercializadores del SIN a prorrata de su demanda comercial del mes en que se realiza esta asignación, como un menor costo de restricciones que debe ser trasladado a los usuarios finales.

7. Eventos de Incumplimiento

Es constituido como Eventos de Incumplimiento las siguientes situaciones:

- a) Cuando a más tardar a las seis de la tarde (6:00 p.m.) del 1 de abril de 2007 o de la fecha establecida para la Extensión de Garantías cuando los contratos de combustible no cubren el Período de Vigencia de la Obligación, un Agente obligado a ello, no envíe copia de los contratos de transporte y suministro de gas natural o de suministro de combustibles a la CREG, o el agente no registre ante el ASIC Contratos de Respaldo de Energía Firme en los plazos indicados, por una cantidad igual a la Obligación de Energía Firme objeto de garantía, o su contenido no cumpla con los requerimientos referentes a extensión de garantías o a la contratación de combustibles en el período de transición para plantas a gas natural.

El agente generador que incurra en este incumplimiento deberá presentar contratos por un término no inferior a un año para participar en las posteriores asignaciones de obligaciones de energía firme.

- b) En el evento en que un Agente Generador obligado a ello, no presente ante el ASIC la certificación del cumplimiento de la obligación descrita en el literal b) de la sección Obligaciones a garantizar (numeral 1 de éste anexo). En este caso, los valores del Cargo por Confiabilidad retenidos deben ser devueltos a los usuarios.
- c) Cuando se presente alguno de los siguientes eventos:
 - (i) El Agente Generador, dentro de los dos (2) meses del Período de Vigencia de la Obligación no realice la prueba de generación con el combustible diferente a gas natural;
 - (ii) El Agente Generador realice la prueba mencionada y ésta resulte no exitosa y no cuente con contratos de respaldo de energía firme vigentes, registrados ante el ASIC, en los términos y condiciones establecidos en la disposición citada en el presente literal;
 - (iii) El Agente Generador realice la prueba y ésta resulte no exitosa, cuente con contratos de respaldo de energía firme vigentes de que trata el numeral (ii) y antes de finalizar el Período de Vigencia de la Obligación, no se realice una prueba exitosa en los términos y condiciones establecidos. El agente generador que incurra en cualquiera de estos eventos de incumplimiento mantendrá la asignación de la Obligación de Energía Firme durante el periodo de vigencia, y para las posteriores asignaciones no calcular el IHF en la forma establecida en la metodología.



- d) Cuando no se ajuste el valor o no se repongan las Garantías, en los términos previstos en Reposición y Ajuste de garantías.



Anexo 12

Resoluciones Cargo por Confiabilidad¹²

Tabla 13. Resoluciones CREG – Cargo por Confiabilidad

Resolución	Fecha	Autor	Descripción
> <u>Resolución CREG-071 de 2006</u>	14/10/2006	CREG	Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.
> <u>Resolución CREG-078 de 2006</u>	17/10/2006	CREG	Por la cual se amplía un término contenido en la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.
> <u>Resolución CREG-079 de 2006</u>	25/10/2006	CREG	Por la cual se adicionan, aclaran y modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG-071 de 2006.
> <u>Resolución CREG-086 de 2006</u>	01/11/2006	CREG	Por la cual se expiden las normas sobre garantías asociadas a la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad, aplicables en el primer año del Período de Transición, de que tratan las Resoluciones CREG 071 y 079 de 2006, como parte de las reglas de funcionamiento del Mercado Mayorista.
> <u>Resolución CREG-094 de 2006</u>	09/11/2006	CREG	Por la cual se modifican el numeral 2 del artículo 87 de la Resolución CREG-071 de 2006 y los artículos 4 y 6 de la Resolución CREG-086 de 2006.
> <u>Resolución CREG-096 de 2006</u>	16/11/2006	CREG	Por la cual se selecciona la Demanda Objetivo que debe ser cubierta mediante Obligaciones de Energía Firme, durante el Período comprendido entre Diciembre 1 de 2006 a Noviembre 30 de 2007, en cumplimiento de la Resolución CREG-071 de 2006.
> <u>Resolución CREG-112 de 2006</u>	19/12/2006	CREG	Por la cual se adoptan normas sobre funcionamiento del Mercado Mayorista tendientes a promover la competencia.
> <u>Resolución CREG-008 de 2007</u>	06/02/2007	CREG	Por la cual se adicionan y modifican algunas normas sobre la promoción de la Subasta para la Asignación de OEF.

¹² Sección extraída de: <http://www.creg.gov.co/cxc/secciones/documentos/resoluciones.htm>



> <u>Resolución CREG-018 de 2007</u>	26/02/2007	CREG	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de adoptar el Reglamento de la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme y modificar algunas disposiciones de la Resolución CREG-071 de 2006.
> <u>Resolución CREG-024 de 2007</u>	12/03/2007	CREG	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG, con el fin de establecer la metodología para estimar la Energía Disponible Adicional de Plantas o Unidades Térmicas para un Mes, con destino al Mercado Secundario de energía firme.
> <u>Resolución CREG-027 de 2007</u>	20/03/2007	CREG	Por la cual se modifica el artículo 85 de la Resolución CREG-071 de 2006 y se dictan otras disposiciones sobre reporte de información referente a las Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad.
> <u>Resolución CREG-028 de 2007</u>	26/03/2007	CREG	Por la cual se modifican los artículos 41 y 81 de la Resolución CREG-071 de 2006 y establecen normas sobre asignación de Obligaciones de Energía a los agentes que opten por lo establecido en el artículo 85 de la misma resolución.
> <u>Resolución CREG-029 de 2007</u>	26/03/2007	CREG	Por la cual se modifica Parágrafo del Artículo 1 de la Resolución CREG 112 de 2006 y el Artículo 7 de la Resolución CREG 008 de 2007.
> <u>Resolución CREG-031 de 2007</u>	20/04/2007	CREG	Por la cual se adoptan las decisiones de que trata el Artículo 18 y demás disposiciones de la Resolución CREG-071 de 2006, para llevar a cabo la primera Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.
> <u>Resolución CREG-045 de 2007</u>	01/06/2007	CREG	Por la cual se modifican los Artículos 8 y 9 de la Resolución CREG-031 de 2007.
> <u>Resolución CREG-053 de 2007</u>	21/06/2007	CREG	Por la cual se modifica el Anexo 3 de la Resolución CREG-031 de 2007
> <u>Resolución CREG-057 de 2007</u>	21/06/2007	CREG	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG por la cual se adicionan, modifican y aclaran algunas disposiciones de la Resolución CREG-071 de 2006.



> <u>Resolución CREG-061 de 2007</u>	05/07/2007	CREG	Por la cual se expiden normas sobre las garantías para el Cargo por Confiabilidad.
> <u>Resolución CREG-062 de 2007</u>	05/07/2007	CREG	Por la cual se adopta la metodología para estimar la Energía Disponible Adicional de Plantas Térmicas para un mes con destino al mercado secundario de energía firme.
> <u>Resolución CREG-068 de 2007</u>	21/08/2007	CREG	Por la cual se modifica el Anexo 3 de la Resolución CREG-031 de 2007
> <u>Resolución CREG-077 de 2007</u>	21/08/2007	CREG	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer reglas para participar en la asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad con plantas o unidades térmicas que utilicen combustible líquido
> <u>Resolución CREG-079 de 2007</u>	06/09/2007	CREG	Por la cual se adiciona el Anexo 6 de la Resolución CREG-071 de 2006
> <u>Resolución CREG-085 de 2007</u>	25/09/2007	CREG	Por la cual se modifican, aclaran y adicionan disposiciones de la Resolución CREG-071 de 2006 y se dictan otras normas, sobre el Cargo por Confiabilidad.
> <u>Resolución CREG-086 de 2007</u>	25/09/2007	CREG	Por la cual se modifican los Artículos 9 y 11 y el Anexo 4 de la Resolución CREG-031 de 2007, sobre asignación de Obligaciones de Energía Firme en el Período de Transición
> <u>Resolución CREG-094 de 2007</u>	14/11/2007	CREG	Por la cual se expiden normas sobre las garantías para el Cargo por Confiabilidad.
> <u>Resolución CREG-101 de 2007</u>	08/12/2007	CREG	Por la cual se modifican y adicionan normas de la Resolución CREG 071 de 2006 y de la Resolución CREG 085 de 2007.
> <u>Resolución CREG-102 de 2007</u>	08/12/2007	CREG	Por la cual se adopta el Reglamento de la Subasta.
> <u>Resolución CREG-103 de 2007</u>	08/12/2007	CREG	Por la cual se modifican normas de la Resolución CREG 031 2007, relacionadas con la primera Subasta.



Tabla 15. Modificaciones, Derogaciones y Adiciones a Resoluciones Restantes CREG Asociadas al Cargo por Confiabilidad

Resolución 071 de 2006	Resolución 079 de 2006	Resolución 087 de 2006	Resolución 094 de 2006	Resolución 008 de 2007	Resolución 014 de 2007	Resolución 029 de 2007	Resolución 036 de 2007	Resolución 045 de 2007
Derroga CREG 018/98, 056/98, 037/99 y 125/05	Derroga CREG 006/01 , 017/02, 004/04 y 078/06	Sustitución del Anexo CREG 019 de 2006	Modifica Art. 4 de CREG 086/06	Mofifica Parágrafo del Art. 1 de CREG 112/06	Modifica Art. 1 de CREG 008/07	Modifica Parágrafo del Art. 1 de CREG 112/06	Modifica Literal B del Art. 7 de CREG 086/06	Modifica Art. 8 y 9 de CREG 031/07
Derroga Numeral 3.4 del Anexo "Código de Operación" CREG			Modifica Art. 6 de CREG 086/06			Modifica Art. 7 de CREG 008/07		Adición Anexos 2,3,4 de CREG 031/07
Resolución 053 de 2007	Resolución 068 de 2007	Resolución 085 de 2007	Resolución 086 de 2007	Resolución 096 de 2007	Resolución 101 de 2007	Resolución 102 de 2007	Resolución 103 de 2007	
Modifica Anexo 3 de CREG 031/07	Modifica Anexo 3 de CREG 031 de 2007	Adición Anexo 1 de CREG 031/07	Modificación Art. 9, 11 y Anexo 4 de CREG 031(07	Modificación Art. 3 y 4 de CREG 061/07	Adición Anexo 11 a CREG 071/06	Adición Anexo 10 de CREG 071/06	Modificación rt. 2,3,4,5,6,7 de CREG 031/07	
		Adición Numeral 4.1 "Causas de Redespacho" CREG 025/05			Modificación Art. 7 y 21 de CREG 085/07		Modificación Anexo 1 y 2 de CREG 031/07	
		Derroga Art. 90 CREG 071/06						

Anexo 14

Esquema del Cargo por Confianza

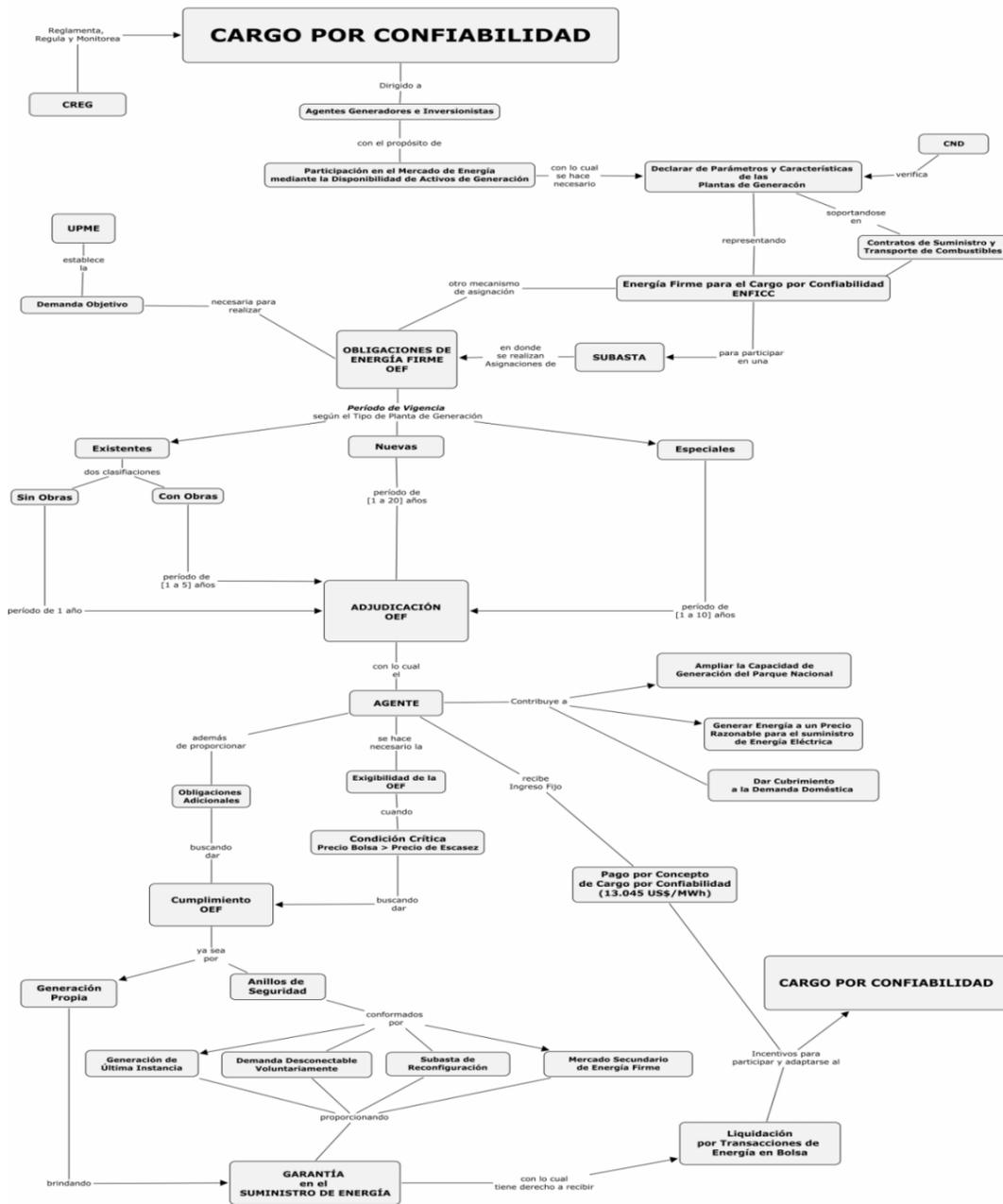


Ilustración 29. Esquema del Cargo por Confianza

