



Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción

D.O. Número 138 Tomo No.392, viernes 22 de julio de 2011

01/07/2011

Reglamento y Anexos
Actualizado

Acuerdo DGEHM
N°27/2024/DE.

Agosto 2024

Introducción

El presente Reglamento fue aprobado mediante el Acuerdo No.232-E-2008 del 23 de octubre de 2008, publicado por primera vez en el Diario Oficial No. 144, Tomo No. 384, del 31 de julio de 2009, e incorpora las modificaciones aprobadas por los siguientes Acuerdos:

- No. 222-E-2009 del 31 de julio de 2009,
- No. 106-E-2010 del 24 de mayo de 2010,
- No. 141-E-2010 del 17 de junio de 2010,
- No. 156-E-2010 del 1 de julio de 2010,
- No. 167-E-2010 del 13 de julio de 2010,
- No. 274-E-2010 del 1 de octubre de 2010,
- No. 083-E-2011 del 3 de febrero de 2011, y el
- No. 170-E-2011 del 10 de marzo de 2011.

Además, incluye adecuaciones como consecuencia de lo dispuesto por el Decreto Ejecutivo No. 160 publicado en el Diario Oficial No. 241, Tomo No. 389, del 23 de diciembre de 2010.

Asimismo, en concordancia con lo establecido en el último inciso del artículo 67 N del Reglamento de la Ley General de Electricidad, y de conformidad con el romano III de la parte resolutive de los Acuerdos No. 232-E-2008 y No. 222-E-2009, al momento de la entrada en aplicación de este Reglamento se deja de aplicar el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista, aprobado mediante el Acuerdo No. E-13-99, publicado en el Diario Oficial No. 138, Tomo No. 344, del 23 de julio de 1999.

CONTENIDO

REFORMAS	10
1. GLOSARIO	27
1.1. DEFINICIONES	27
1.2. NOMENCLATURAS.....	44
2. CONDICIONES GENERALES	45
2.1. OBJETO.	45
2.2. PARTICIPANTES DEL MERCADO.....	46
2.3. INTERVALO DE MERCADO.	47
2.4. INCUMPLIMIENTOS Y SANCIONES.....	47
2.5. OBLIGACIONES DEL PM COMERCIALIZADOR Y DEL PM INTERMEDIARIO	48
2.6. MODIFICACIONES AL REGLAMENTO.....	48
3. MANEJO DE LA INFORMACIÓN	51
3.1. RESPONSABILIDADES.....	51
3.2. INFORMACIÓN DE DEMANDA Y DISPONIBILIDAD.....	55
3.3. PROYECCIONES DE DEMANDA.	59
3.4. VERIFICACIÓN Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	60
3.5. INFORMES DE LA UT.....	64
4. MERCADO DE CONTRATOS	68
4.1. OBJETO.	68
4.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	68
4.3. REQUISITOS Y OBLIGACIONES.....	68
4.4. SUMINISTRO DE INFORMACIÓN PARA TRANSACCIONES BILATERALES.	70
4.5. TRANSACCIONES BILATERALES DE INYECCIÓN Y RETIRO	71
4.6. TRANSACCIONES BILATERALES DE TRANSFERENCIA.....	72
4.7. VALIDACIÓN DE LAS TRANSACCIONES BILATERALES	73
4.8. DESVIACIONES A LAS TRANSACCIONES BILATERALES	74
4.9. DESVIACIONES A LAS TRANSACCIONES ASOCIADAS A CONTRATOS REGULADOS (CONTRATOS DE LIBRE CONCURRENCIA Y CONTRATOS DE NATURALEZA PÚBLICA).	76
5. OFERTAS DE OPORTUNIDAD	78
5.1. OBJETO.	78

5.2.	OFERTAS DE RETIRO DE OPORTUNIDAD.....	78
6.	CAPACIDAD FIRME.....	82
6.1.	OBJETO	82
6.2.	PERÍODO DE CÁLCULO DE LA CAPACIDAD FIRME	83
6.3.	DEMANDA PARA EFECTOS DEL CÁLCULO DE LA CAPACIDAD FIRME.....	83
6.4.	POTENCIA MÁXIMA INYECTABLE AL SISTEMA.....	86
6.5.	CAPACIDAD FIRME INICIAL DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	86
6.6.	CAPACIDAD FIRME INICIAL DE UNIDADES TÉRMICAS Y GEOTÉRMICAS.....	87
6.7.	CAPACIDAD FIRME INICIAL DE AUTOPRODUCTORES O COGENERADORES.....	87
6.8.	CAPACIDAD FIRME INICIAL DE UNIDADES GENERADORAS NO CONVENCIONALES	88
6.9.	CONTRATOS FIRMES DE RETIRO REGIONALES.....	88
6.10.	LIMITACIÓN A LA CAPACIDAD FIRME INICIAL.....	89
6.11.	CONTRATOS FIRMES DE INYECCIÓN REGIONAL.....	90
6.12.	MANTENIMIENTO DE UNIDADES GENERADORAS	91
6.13.	CAPACIDAD FIRME PROVISORIA.....	91
6.14.	TRANSACCIONES DE CAPACIDAD FIRME PROVISORIA	92
6.15.	CAPACIDAD FIRME DEFINITIVA.....	92
6.16.	NUEVOS PMS Y CENTRALES QUE ENTRAN EN SERVICIO EN EL TRANCURSO DEL AÑO	93
6.17.	BALANCES DE CAPACIDAD FIRME.....	94
6.18.	ESTADÍSTICAS DE DISPONIBILIDAD.....	95
6.19.	PRUEBAS DE DISPONIBILIDAD DE CAPACIDAD FIRME.....	99
6.20.	PRECIO PARA VALORIZAR LAS TRANSACCIONES DE POTENCIA.....	100
6.21.	INCUMPLIMIENTO DE INVENTARIOS MÍNIMOS DE COMBUSTIBLE	100
7.	PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN	101
7.1.	OBJETO.	101
7.2.	PROGRAMACIÓN ANUAL.....	101
7.3.	PROGRAMACIÓN SEMANAL.	101
7.4.	PROGRAMACIÓN DIARIA.....	102
7.5.	OPERACIÓN EN TIEMPO REAL.	102
7.6.	FUNCIÓN OBJETIVO DE LA PROGRAMACIÓN ANUAL, SEMANAL Y DIARIA.	102
7.7.	INFORMACIÓN PARA LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN.	103
7.8.	COORDINACIÓN DE LA PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN CON EL PLANEAMIENTO REGIONAL.....	103
8.	PROGRAMACIÓN ANUAL.....	104

8.1.	OBJETO	104
8.2.	CONTENIDOS DE LA PROGRAMACIÓN ANUAL.....	104
8.3.	INFORMACIÓN A UTILIZAR EN LA PROGRAMACIÓN ANUAL	106
8.4.	RESULTADOS DE LA PROGRAMACIÓN ANUAL	109
8.5.	ACTUALIZACIÓN DE LA PROGRAMACIÓN ANUAL.	109
8.6.	MODELOS UTILIZADOS EN LA PROGRAMACIÓN ANUAL	109
8.7.	CURVA DE ALERTA DE LOS EMBALSES.....	111
8.8.	INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE UNIDADES DE GENERACIÓN GEOTÉRMICAS.....	111
9.	PROGRAMACIÓN SEMANAL	112
9.1.	PROGRAMACIÓN SEMANAL.	112
9.2.	REPROGRAMACIÓN SEMANAL.....	112
9.3.	INFORMACIÓN REQUERIDA PARA LA PROGRAMACIÓN SEMANAL.	113
9.4.	DESARROLLO DE LA PROGRAMACIÓN SEMANAL	115
9.5.	CONCEPTO DE VALOR DEL AGUA	115
9.6.	MODELO PARA LA PROGRAMACIÓN SEMANAL.....	116
9.7.	RESULTADOS DE LA PROGRAMACIÓN SEMANAL.....	118
9.8.	REPRESENTACIÓN DE LAS CENTRALES O UNIDADES GENERADORAS	118
9.9.	PRONÓSTICO DE CAUDALES.....	119
10.	PROGRAMACIÓN DIARIA O PREDESPACHO.....	120
10.1.	OBJETO	120
10.2.	ADMINISTRACIÓN DEL PREDESPACHO.	123
10.3.	INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN.....	126
10.4.	RACIONAMIENTO FORZADO.....	127
10.5.	RESULTADOS DEL PREDESPACHO.....	128
10.6.	COSTO MARGINAL DE OPERACIÓN Y PRECIO DE LA ENERGÍA	129
10.7.	PUBLICACIÓN DE RESULTADOS	130
11.	TRANSACCIONES REGIONALES	132
11.1.	RESPONSABILIDAD DE LOS ORGANISMOS COORDINADORES.....	132
11.2.	PRESENTACIÓN DE OFERTAS	132
11.3.	CONTRATOS DE INYECCIÓN Y RETIRO REGIONALES.	133
11.4.	OFERTAS DE OPORTUNIDAD AL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL	134
11.5.	PREDESPACHO NACIONAL DEFINITIVO CONSIDERANDO TRANSACCIONES REGIONALES.....	138
11.6.	CONCILIACIÓN DEL MRS.	139

11.7.	CONCILIACIÓN DE DESVIACIONES EN TIEMPO REAL DEL MER.	144
11.8.	CALIDAD Y SEGURIDAD DE LA RED.....	145
11.9.	RETIROS REGIONALES PARA SUPLIR DÉFICIT NACIONAL.....	146
12.	SERVICIOS AUXILIARES	147
12.1.	OBJETO.....	147
12.2.	ALCANCE.....	147
12.3.	REGLAS PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA REACTIVA.....	148
12.4.	RESERVA RODANTE.....	159
12.5.	RESERVA PARA REGULACIÓN PRIMARIA DE FRECUENCIA.....	162
12.6.	REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA BAJO CONTROL AUTOMÁTICO DE GENERACIÓN.....	167
12.7.	RESERVA FRÍA POR CONFIABILIDAD (RFC).....	174
12.8.	ARRANQUE EN CERO VOLTAJE.....	184
12.9.	COORDINACIÓN DE SERVICIOS AUXILIARES CON EL MER.....	185
13.	OPERACIÓN EN TIEMPO REAL.....	186
13.1.	OBJETO.....	186
13.2.	FACULTAD DE CONTROL DE LA UT.....	187
13.3.	SUMINISTRO DE INFORMACIÓN.....	187
13.4.	ADMINISTRACIÓN.....	188
13.5.	OBLIGACIONES.....	190
13.6.	RACIONAMIENTO FORZADO.....	191
13.7.	GENERACIÓN OBLIGADA.....	193
13.8.	PRECIO DEL MRS.....	193
13.9.	RESULTADOS DE LA OPERACIÓN.....	193
13.10.	REDESPACHOS EN EL MERCADO NACIONAL.....	195
13.11.	REDESPACHOS EN EL MERCADO REGIONAL.....	196
14.	PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN	198
14.1.	OBJETO.....	198
14.2.	RESPONSABILIDAD DE LA UT.....	198
14.3.	RESPONSABILIDAD DE LOS PMS.....	198
14.4.	VALORES A UTILIZAR.....	199
14.5.	CÁLCULO DE PÉRDIDAS.....	200
14.6.	COSTO ECONÓMICO DE LAS PÉRDIDAS.....	200
14.7.	PÉRDIDAS REALES.....	201

15. CONGESTIÓN EN LA RED DE TRANSMISIÓN.....	202
15.1. OBJETO.....	202
15.2. ADMINISTRACIÓN DE LA CONGESTIÓN.....	202
15.3. LÍNEA CON CONGESTIÓN.....	204
15.4. CONGESTIÓN EN LA RED DE TRANSMISIÓN.....	204
15.5. DESVIACIONES DE LAS TRANSACCIONES EN CASO DE CONGESTIÓN.....	205
15.6. CARGO POR CONGESTIÓN.....	206
16. COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS.....	208
16.1. OBJETO.....	208
16.2. MANTENIMIENTOS MAYORES.....	208
16.3. MANTENIMIENTOS MENORES.....	215
16.4. EJECUCIÓN DE LOS MANTENIMIENTOS.....	218
16.5. MANTENIMIENTO DE EMERGENCIA.....	220
16.6. MANTENIMIENTO EN CONDICIÓN DE RACIONAMIENTO FORZADO.....	222
17. CALIDAD Y SEGURIDAD OPERATIVAS DEL SISTEMA.....	223
17.1. OBJETO.....	223
17.2. ESTUDIOS DE DESEMPEÑO MÍNIMO.....	224
17.3. EQUIPOS DE PROTECCIÓN.....	228
17.4. PARÁMETROS DE OPERACIÓN.....	234
17.5. CONDICIÓN DE EMERGENCIA.....	234
17.6. RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA A PARTIR DE UNA CONDICIÓN DE EMERGENCIA.....	235
17.7. ANÁLISIS E INFORME DE CONTINGENCIAS.....	237
17.8. COMPENSACIONES POR ENERGÍA NO SERVIDA.....	237
17.9. VERIFICACIÓN DE LOS NIVELES DE CALIDAD.....	243
17.10. SEGUIMIENTO DE LAS RESTRICCIONES DE TRANSMISIÓN.....	244
17.11. ADICIÓN O MODIFICACIÓN DE CAPACIDAD CONECTADA AL SISTEMA.....	246
18. TRANSACCIONES ECONÓMICAS.....	248
18.1. ALCANCE.....	248
18.2. SISTEMA DE MEDICIÓN COMERCIAL (SIMEC).....	248
18.3. TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN DE MEDICIÓN COMERCIAL.....	251
18.4. ESTIMACIÓN INDICATIVA DE TRANSACCIONES.....	252
18.5. MONTO REMANENTE.....	253
18.6. DEUDORES Y ACREEDORES.....	255

18.7.	DOCUMENTO DE TRANSACCIONES ECONÓMICAS (DTE).....	255
18.8.	RECLAMOS DEL DTE.....	256
18.9.	LIQUIDACIÓN.....	257
18.10.	MORA Y FALTA DE PAGO.....	258
19.	ADMINISTRACIÓN DE LAS DIFERENCIAS ENTRE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MRS Y LOS PEO	
	260	
19.1.	OBJETO.....	260
19.2.	PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LAS DIFERENCIAS DE PRECIOS.....	260
19.3.	PROCEDIMIENTO PARA LA ADMINISTRACIÓN DE LAS DIFERENCIAS DE PRECIOS.....	262
19.4.	MANEJO DE LOS FONDOS TRANSITORIOS DE LIQUIDACIÓN.....	264
19.5.	CÁLCULO DE LOS COSTOS FINANCIEROS DE LOS APORTES REALIZADOS POR LOS PMs AL DPR.....	266
19.6.	AUDITORÍA E INFORMES.....	269
19.7.	CANCELACIÓN ANTICIPADA DE SALDOS PENDIENTES DE COBRO.....	269
20.	GENERADORES CONECTADOS A REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	274
20.1.	OBJETO.....	274
20.2.	SOLICITUD DE INSCRIPCIÓN.....	274
20.3.	OBLIGACIONES.....	274
20.4.	TRANSACCIONES ECONÓMICAS.....	275
20.5.	SERVICIOS AUXILIARES Y CARGOS DEL SISTEMA.....	276
20.6.	CAPACIDAD FIRME.....	276

Reformas

Acuerdo	Fecha aprobación	Parte Resolutiva				
		Adición		Modificación/Sustitución		Eliminación
370-E-2011	29/07/2011	Capítulo 6	Numeral 6.18.5.2	Anexo 01	Sustitución numeral 5.1	
		Capítulo 8	Numeral 8.1.3	Anexo 06	Modificación numeral 2	
		Anexo 11	Numeral 5.2.5	Anexo 09	Modificación numeral 3.1.6	
		Anexo 06	Numeral 3.4	Anexo 09	Modificación numeral 3.2.2.2	
		Anexo 09	Numeral 3.3.5	Anexo 10	Sustitución literal a) numeral 4.2.1	
		Anexo 10	Literales j) numeral 4.2.2	Anexo 18	Modificación literal c) numeral 3.1.1	
		Capítulo 19	Remisión del aprobado	Anexo 01	Sustitución Apéndice A	
421-E-2011	29/08/2011	Disposiciones transitorias				
471-E-2011-A	29/09/2011	Anexo 09	Letra h) numeral 3.2.1	Anexo 09	Numeral 3.2.5	
			Numeral 3.2.2.11			
			Numeral 3.3.6			
572-E-2011	31/10/2011			Anexo 09	Numeral 3.2.2.11	

Acuerdo	Fecha aprobación	Parte Resolutiva		
		Adición	Modificación/Sustitución	Eliminación
734-E-2011	28/12/2011		Capítulo 6 Anexo 15 Anexo 14	Modificación Numeral 6.3.3. Modificación Numeral 6.4.1 Modificación Numeral 9.1.1. Modificación Numeral 9.3 Modificación Numeral 6.3
384-E-2012	30/05/2012	Prórroga disposiciones transitorias		
446-E-2012-A	18/06/2012		Capítulo 6	Modificación Numeral 6.14.1
		Anexo 15	Literal c) del numeral 8.1	Anexo 15 Modificación Numerales: 9.1.1, 9.1.4, 9.2, 8.1, 9.4
			Anexo 4	Modificación Numeral 1.1.2
			Anexo 6	Modificación Numeral 2.2.1
		Anexo 16	Adición numeral 1.2 del Apéndice 2	Anexo 16 Modificación Numeral 6.8 del numeral 5.9.2.6

Acuerdo	Fecha aprobación	Parte Resolutiva				
		Adición		Modificación/Sustitución		Eliminación
		Anexo 17	Adición numerales 3.2.1 y 3.2.	Anexo 17	Modificación Numeral 1.4	
484-E-2012	05/05/2012	Anexo 04	Letras d) y e) numeral 4.10.3 Numeral 10.6	Anexo 04 Anexo 06	Numerales 4.3, 4.4 y 4.5 Numeral 6.18.1.3	
		Anexo 15	Numeral 3.1.4.4 Letra f) Numeral 8.1	Anexo 15	Numeral 2.1.1, 2.1.2, 2.1.4 Numeral 3.1.3.2, 3.1.4.2, 3.1.4.3.3	
					Numeral 9.3 Letras d) y e) Numeral 8.1 Numeral 12.7	
		Anexo 16	Numeral 2.5	Anexo 16	Nuevo Numeral 2.9 Numeral 5.9.6.1 en Apéndice 2	
		Anexo 17	Numeral 3.23			
494-E-2013	30/04/2013	Glosario	Adición varias definiciones		Modificación varias definiciones	



Acuerdo	Fecha aprobación	Parte Resolutiva		
		Adición	Modificación/Sustitución	Eliminación
			Condiciones Generales	Modificación numerales 2.11 y 2.1.2 Sustitución numeral 2.1.5
		Manejo de la Información	Adición numerales 3.1.18, y 3.3.4	Manejo de la Información Modificación numerales: 3.1.15, 3.2.5, 3.2.5.1, 3.2.5.2, 3.2.5.3., 3.5.2 y 3.5.3
			Mercado de Contratos	Modificación numerales 4.1.1, 4.2.2 y 4.6.3.
			Servicios Auxiliares	Modificación numerales 12.4.3.1 y 12.6.3.1
			Operación en Tiempo Real	Modificación numerales 13.1.1, 13.4.5, 13.4.8, 13.6.2, 13.8.1, 13.9.1, 13.9.2 y 13.10.1 Eliminación de apartado 13.12



Acuerdo	Fecha aprobación	Parte Resolutiva		
		Adición	Modificación/Sustitución	Eliminación
			Pérdidas de Transmisión	Modificación de numerales 14.4.1, 14.5.1 y 14.5.2
			Congestión en la Red de Transmisión	Modificación numerales 15.4.1 y 15.6.1
		Coordinación de Mantenimientos	Adición numeral 16.1.2	Coordinación de Mantenimientos Modificación numeral 16.2.1.5
		Anexo 01	Adición Apartado 7	Anexo 01 Modificación literal m) del numeral 2.3
				Anexo 04 Modificación numeral 10.1
		Anexo 06	Adición numerales: 7.4.3.10, 7.4.3.10.1, 7.4.3.10.2 y 7.4.3.10.3	Anexo 06 Modificación numeral 1
			7.4.3.11, 7.4.3.11.1 y 7.4.3.11.2	Modificación literal f) numeral 3.3
			7.4.3.12, 7.4.3.12.1, 7.4.3.12.2 y 7.4.3.12.3	Modificación numeral 4.2
			7.4.3.13 y 7.4.3.13.1	Modificación numerales 6.1 y 7.2.3.1
			7.4.3.14 y 7.4.3.14.1	

Acuerdo	Fecha aprobación	Parte Resolutiva			
		Adición	Modificación/Sustitución	Eliminación	
			Anexo 07	Modificación literal d) numeral 2.1 Modificación literal a) numeral 3.3 Modificación numeral 3.4	
			Anexo 08	Modificación numerales 3.1.1 y 3.3.2	
			Anexo 10	Modificación numeral 1 Modificación numerales 3.1 y 4.1.1 Modificación literal d) numeral 4.2.1 Modificación literales f) e i) numeral 4.2.2	
			Anexo 11	Modificación numeral 1 Modificaciones numerales 9.3.3 y 9.3.5	
			Anexo 18	Modificación literal d) numeral 3.1.1	
			Anexo 12	Modificación numeral 1 Modificación numeral 11.4	

Acuerdo	Fecha aprobación	Parte Resolutiva		
		Adición	Modificación/Sustitución	Eliminación
			Anexo 13	Modificación numeral 2.1.2
			Anexo 17	Modificación literal a) numeral 7.3.6.1 Modificación numerales 9.3.3 y 9.3.5
			Anexo 18	Modificación literal c) numeral 3.1.1
			Capítulo 06	Modificación de todo el capítulo
			Capítulo 07	Modificación de todo el capítulo
			Capítulo 08	Modificación de todo el capítulo
			Capítulo 09	Modificación de todo el capítulo
			Capítulo 10	Modificación de todo el capítulo
			Capítulo 11	Modificación de todo el capítulo
			Capítulo 17	Modificación de todo el capítulo

Acuerdo	Fecha aprobación	Parte Resolutiva			
		Adición	Modificación/Sustitución		Eliminación
				Capítulo 18	Modificación de todo el capítulo
				Anexo 09	Modificación de todo el Anexo
				Anexo 14	Modificación de todo el Anexo
				Anexo15	Modificación de todo el Anexo
1109-E-2013	23/10/2013	Capítulo 11	Adición numerales 11.6.8.1 al 11.6.8.5	Capítulo 11	Sustitución regla 11.6.8
455-E-2014	01/10/2014	Capitulo 1	Conceptos CLC, CLCRCRRNC Y UGRNC		
		Capítulo 4	Adición numeral 4.3.5 y 4.4.6	Capítulo 4	Modificación regla 4.4.3.
				Capítulo 6	Modificación numeral 6.8.1
				Capítulo 8	Modificación letra f) numeral 8.3.1.1
		Capítulo 9	Adición letras k y l numeral 9.3.1		

Acuerdo	Fecha aprobación	Parte Resolutiva		
		Adición	Modificación/Sustitución	Eliminación
455-E-2014	01/10/2014		Capítulo 10	Modificación numeral 10.1.5
			Capítulo 12	Modificación numeral 12.3.4.3 y 12.5.2.2
		Capítulo 13	Adición numeral 13.3.4	Capítulo 13
				Modificación numeral 13.5.1
		Capítulo 17	Adición numeral 17.2.5 y subnumerales 17.2.5.1, 17.2.5.2, 17.2.5.3 y 17.2.5.4	
			Anexo 04	Modificación numeral 2.1, 6 y 6.1
			Anexo 06	Modificación letra d) numeral 3.3 y numeral 4.2. Formato numeral 7.2.3.1, numeral 7.2.3.2, formato numeral 7.3.3.6, numeral 7.3.3.7, formato numeral 7.4.3.8, y numeral 7.4.3.8.1.
		Anexo 09	Adición numeral 3.1.10, renumeración numerales hasta el 3.1.15	
		Anexo 10	Adición numeral 3.5	



Acuerdo	Fecha aprobación	Parte Resolutiva		
		Adición	Modificación/Sustitución	Eliminación
455-E-2014	01/10/2014		Anexo 11	Modificación numerales 2.3.1, 2.3.2 y 2.3.3
		Anexo 12	Adición numeral 6.2.4	
		Anexo 15	Anexo 15	Modificación numerales 7.1 y 7.2
				Modificación numeral 8.1 letra h)
			Anexo 16	Modificación numeral 2.3
			Anexo 17	Modificación numeral 3.23
			Capítulo 17	Modificación numerales 17.8.5.1 y 17.8.6.3
			Anexo 12	Modificación numeral 14.1
108-E-2015	05/03/2015		Capítulo 18	Modificación numeral 18.5.1
			Capítulo 1	Definiciones: Monto Remanente, Retiro Regional, Valor del Agua.

Acuerdo	Fecha aprobación	Parte Resolutiva			
		Adición	Modificación/Sustitución		Eliminación
			Capítulo 11	Sustitución numerales 11.4.6 y 11.4.6.1	Numerales 11.4.6.1.1 al 11.4.6.1.3, 11.4.6.2 y 11.4.6.2.1
			Anexo 09	Modificación letra e) numeral 3.7.1	
			Anexo 14	Modificación numerales: 5.5.1, 5.5.2.1, 5.5.4.7 y 5.5.7.1	
215-E-2015	07/05/2015	Capítulo 11	Numeral 11.6.5.4	Capítulo 1	Ampliación definición Monto Remanente.
				 Capítulo 18	Ampliación numeral 18.5.1
295-E-2018	30/08/2018			Anexo 17	Definición término "I" letra g numeral 4.2.3 y letra m numeral 5.2.3
12-E-2019	18/01/2019	Capítulo 1, Glosario	Adición definiciones: Área de Control, Centro de Control, Desviaciones en tiempo real del Mercado Eléctrico Regional, Red de Transmisión Regional	Capítulo 1	Modificación definición Nodo de Enlace
				Capítulo 11	Modificaciones numerales: 11.2.1 y 11.2.2
					Capítulo 11 Numeral 11.2.3
					Modificaciones numerales 11.4.4.4. y 11.4.5.

Acuerdo	Fecha aprobación	Parte Resolutiva					
		Adición		Modificación/Sustitución		Eliminación	
		Capítulo 11	Numeral 11.7	Capítulo 11	Renumeración 11.7 a 11.8 y 11.8 a 11.9	Capítulo 11	Numeral 11.9
		Capítulo 18	Numeral 18.9.2	Capítulo 18	Renumeración numerales 18.9.2 a 18.9.3 y 18.9.3 a 18.9.4		
12-E-2019	18/01/2019			Anexo 02	Modificación numeral 4.3.5		
				Anexo 06	Modificaciones numerales 7.4.3.13 y 7.4.3.14		
				Anexo 13	Modificación numeral 2.2.3		
		Anexo 13	Numeral 8.7	Anexo 13	Renumeración numeral 8.7 a 8.8		
					Modificación numeral 9.1.7		
		Anexo 14	Numeral 5.5.2.1	Anexo 14	Renumeración 5.5.2.1 a 5.5.2.2	Anexo 14	Numerales 5.5.2.2 viejo al 5.5.2.5.1
					Modificar nuevo 5.5.2.2		
				Anexo 14	Modificaciones numerales 5.5.3 y 5.5.3.1.	Anexo 14	Numerales 5.5.3.2 al 5.5.5.2
					Renumeración numeral 5.5.6 a 5.5.4 y modificación.		Numeral 5.5.8
					Modificación numeral 5.5.5, 5.5.5.1 y 5.5.5.2		

Acuerdo	Fecha aprobación	Parte Resolutiva				
		Adición		Modificación/Sustitución		Eliminación
		Anexo 14	Numeral 6.3	Anexo 14	Remuneración numeral 6.3 a 6.4.	
					Cambios en actividad 4, 5 y 6.	
79-E-2019	25/03/2019	Capítulo 18	Numeral 18.5.3	Capítulo 1	Definición Monto Remanente	
				Capítulo 11	Numeral 11.7.1	
				Capítulo 18	Numeral 18.5.1	
443-E-2021	22/12/2021	Capítulo 1, Glosario	Adición de definiciones: Día feriado, Flexibilidad de generación, Generación base, Horas de incentivo a la exportación (*), Precio Marginal de flexibilidad de generación, Unidades generadoras a partir de Energía Renovable Variable (ERV), Vertimiento, Vertimiento de generación base.	Capítulo 1, Glosario	Modificación definición: Período de control de capacidad firme.	
				Capítulo 6	Modificación de numerales 6.3.1 y 6.3.3. literal a)	
				Capítulo 11	Modificación de numerales 11.6.7 (*) y 11.6.8.1 (*)	
				Capítulo 12	Modificación numeral 12.6.6.5	

Acuerdo	Fecha aprobación	Parte Resolutiva		
		Adición	Modificación/Sustitución	Eliminación
			Capítulo 16	Modificación numeral 16.2.1.5
			Anexo 9	Modificación de numerales 3.1.6 y 3.2.2.9 (*)
		Anexo 9	Adición del numeral 3.2.7(*)	
			Anexo 17	Modificación numeral 3.23
		Anexo 21	Adición Anexo 21. Administración de Vertimiento de Generación Base.	
444-E-2021	22/12/2021		Anexo 4	Modificación numerales 1.1.1; 2.1; 3.1; 4.1; 4.2 letras a), b), c), h), i), j); 4.3; 4.4
		Anexo 4	Adición numerales 4.6 y 4.7	
			Anexo 4	Renumeración numerales 4.6 a 4.8; 4.7 a 4.9; 4.8 a 4.10; 4.9 a 4.11; 4.10 a 4.12; 4.10.1 a 4.12.1; 4.10.2 a 4.12.2; 4.10.3 a 4.12.3; 4.10.4 a 4.12.4
			Anexo 4	Modificación numerales 4.8; 4.9; 4.12; 4.12.3 letras c), d), e)

Acuerdo	Fecha aprobación	Parte Resolutiva		
		Adición	Modificación/Sustitución	Eliminación
			Anexo 4 Modificación numerales 8.1; 8.2; 9.1; 9.1.1; 9.1.2; 9.2; 9.3; 10.1; 10.3; 10.4	Anexo 4 Eliminación numeral 5.2
			Anexo 6 Modificación numerales segundo bullet del numeral 4.2; modificación a Formulario "Declaración del precio del combustible para la programación semanal" del numeral 7.3.3.7; modificación a formulario "Precios de los combustibles" del numeral 7.4.3.7	
			Anexo 6 Renumeración de numeral 7.6 a 7.5 y correlativos	Anexo 6 Eliminación numeral 7.5
			Anexo 6 Modificación al formulario "Validación de inventarios de combustibles" del nuevo numeral 7.5.3; modificación a los nuevos numerales 7.5.3.1; 7.5.3.3	
			Anexo 16 Modificación a todo el Anexo 16	

Acuerdo	Fecha aprobación	Parte Resolutiva					
		Adición		Modificación/Sustitución		Eliminación	
				Anexo 17	Modificación del anexo 17		
DGEHM 25/2024/DE	12/08/2024	Capítulo 1	Adición en el numeral 1.1 la definición de "Período de cálculo de la capacidad firme"	Capítulo 1	Modificación del numeral 1.1. Definiciones de "Capacidad Firme" y "Período de control de la capacidad firme"	Capítulo 1	Eliminación del numeral 1.1 la definición de "Período crítico para el cálculo de la capacidad firme"
				Capítulo 6	Modificación del Capítulo 6- Capacidad Firme		
		Capítulo 4	Adición los numerales 4.9 y 4.9.1				
				Anexo 4	Modificación de los numerales 8.2, 9.1, 9.1.1, 9.1.2, 9.1.3, 9.2, 9.3 y 9.4		
				Anexo 15	Modificación del Anexo 15- Determinación de la capacidad firme		
DGEHM 27/2024/DE	20/8/2024			Capítulo 3	Modificación del numeral 3.5.4		
				Capítulo 4	Modificación del numeral 4.9.1.		
				Capítulo 6	Modificación de los numerales 6.3.1, 6.8.1, 6.15.2 y 6.21.1		
				Anexo 4	Modificación del numeral 9.4		

Acuerdo	Fecha aprobación	Parte Resolutiva		
		Adición	Modificación/Sustitución	Eliminación
			Anexo 15	Corrección de la numeración establecida en el numeral 2; Modificación de los numerales 2.1.2, 3.1.5.4, 3.1.6.5, 4.1, 6.3 literal b), 7.1, 7.3 y 8.2

(*) Modificaciones transitorias al ROBCP, aprobadas mediante acuerdo SIGET 443-E-2021, de fecha 22/12/2021, con vigencia desde la fecha de su publicación en el Diario oficial N° 26, Tomo N° 434, de fecha 7/2/2022, hasta el 31/01/2023.



1. GLOSARIO

1.1. Definiciones

Para los efectos del presente Reglamento se establecen las siguientes definiciones y abreviaturas:

- ❶ **Anexos del ROBCP o Anexos:** Conjunto de normas técnicas, métodos y/o procedimientos de detalle desarrollados por la Unidad de Transacciones para implementar los criterios y procedimientos generales definidos en este Reglamento.
- ❷ **Área de Control:** Conjunto de plantas de generación, subestaciones, líneas de transmisión y distribución, y demandas; que son controladas desde un mismo centro de control.
- ❸ **Autoproduccion:** Participante de Mercado que produce energía para su propio consumo y eventualmente, si tiene excedentes de energía y potencia con respecto a su propia demanda, puede inyectar dichos excedentes al sistema eléctrico percibiendo una remuneración por cada megawatt hora inyectado y por cada megawatt de capacidad firme que se le determine de acuerdo con la metodología que se indica en este Reglamento.
- ❹ **Bloques Horarios:** Rangos de horas utilizados para la determinación de los precios ajustados de la energía que serán transferidos a los pliegos tarifarios de cada uno de los PM Distribuidores y para el cálculo de los DPr, se definen los siguientes bloques horarios:

Punta: Período comprendido entre las 18:00 y las 22:59 Hrs.

Resto: Período comprendido entre las 05:00 y las 17:59 Hrs.

Valle: Período comprendido entre las 23:00 y las 04:59 Hrs.

- ❺ **Capacidad Firme:** Es aquella potencia que una central o unidad generadora es capaz de proveer al sistema eléctrico durante los períodos

de mayor exigencia del parque generador y se determina con la metodología que se indica en este Reglamento.

- ❶ **Cargo de Capacidad (US\$/kW-mes):** Precio fijado por la SIGET para valorar las transacciones de capacidad firme.
- ❷ **Cargos del Sistema CSIS (US\$/MWh):** Costos complementarios a la producción de energía eléctrica que son traspasados directamente a la demanda y a las Inyecciones Regionales. Dichos costos están asociados a los servicios necesarios para garantizar el transporte, la calidad, seguridad y eficiencia económica del suministro, así como para la recuperación de aquellos costos relacionados con aspectos administrativos y operativos del sistema, como los servicios prestados por la UT, la SIGET y otros similares.
- ❸ **Cargo Variable de Transmisión (US\$/MWh):** Es la diferencia entre la energía retirada en un nodo de la Red de Transmisión Regional, valorizada al respectivo precio nodal, menos la energía inyectada en otro nodo de la Red de Transmisión Regional, valorizada al respectivo precio nodal.
- ❹ **Caudal Afluyente:** Régimen natural de flujo de agua que entra en un sistema de captación de una central hidroeléctrica o en un embalse. A efectos de este Reglamento, se considera que corresponde al influjo natural del embalse, es decir, sin considerar turbinamientos o vertimientos de la central aguas arriba. Se entenderá por influjo natural que entra en el sistema de captación o embalse al obtenido como balance de entradas y salidas al mismo.
- ❺ **Centro de Control:** Sitio donde se programa, coordina, controla y supervisa la operación de un sistema eléctrico o Área de Control.
- ❻ **Cogenerador:** Participante del Mercado que produce simultáneamente energía térmica y eléctrica a partir de una fuente primaria de energía,

estando esta producción de energía ligada a un proceso industrial, comercial o de servicio.

- ❶ **Condición de Alerta:** Estado en el que el sistema de transmisión opera dentro de los parámetros de calidad y seguridad normales, pero a juicio de la Unidad de Transacciones existe riesgo de entrar en condición de emergencia.
- ❷ **Condición de Emergencia:** Estado en el que el sistema de transmisión no está operando dentro de los parámetros de calidad y seguridad normales, o cuando existe una situación de peligro para bienes o vida de personas.
- ❸ **Condición Normal:** Estado en el que el sistema de transmisión está integrado, sin ninguna parte separada con déficit de generación o cuando está dividido pero por motivos de mantenimiento programado, se cumplen los parámetros de calidad y seguridad normales.
- ❹ **Consumo Específico de Combustible:** Cantidad de combustible, en peso o en volumen, requerido por una unidad térmica para producir un megawatt hora de energía. El consumo específico puede expresarse en términos brutos o netos dependiendo de si se refiere a la producción de un MWh en bornes del generador o la producción inyectada a la red. El consumo específico es distinto para diferentes niveles de potencia en los que puede operar una misma unidad generadora.
- ❺ **Consumos propios:** Son los consumos de potencia y energía requeridos para la operación de una unidad generadora.
- ❻ **Contratos de libre competencia o contratos de largo plazo:** Son aquéllos que se adjudican y suscriben a través de procesos de libre competencia o procedimientos licitatorios supervisados por la SIGET mediante el cual una distribuidora efectúa una convocatoria pública, transparente y no discriminatoria a todo oferente interesado en que se le adjudique el suministro de potencia y energía. La curva de suministro de estos contratos es estandarizada e implican un compromiso de capacidad

firme, excepto en el caso de los "Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no Convencionales".

- ❶ **Contratos de libre concurrencia respaldados con recursos renovables no convencionales:** Son una variante de Contratos de Libre Concurrencia, cuya curva de suministro no es estandarizada, y no tienen el compromiso comercial de capacidad firme. Las unidades de generación renovable no convencional que respalden este tipo de contratos estarán comprometidas en su totalidad en los mismos, y las transacciones contractuales serán físicas; en consecuencia, toda la energía inyectada por las unidades generadoras comprometidas, será considerada vendida bajo los contratos que se suscriban con los PM Distribuidores como resultado de un proceso de licitación de contratos de libre concurrencia, por lo que no se producirán desviaciones de inyección respecto a los compromisos contractuales. Lo anterior implica que las unidades generadoras comprometidas bajo esta modalidad no podrán comprar o vender energía ni capacidad en el MRS, ni tampoco a través de otro tipo de transacción comercial diferente a este tipo de contratos.

En el caso que el PM Generador que tenga suscrito este tipo de contrato, en cualquier momento instale potencia adicional a la indicada en el contrato, en la central donde se ubican las unidades generadoras renovables no convencionales que lo respaldan, ésta no formará parte del contrato. En ese sentido, las unidades generadoras adicionales deberán instalarse de tal forma que su medición, despacho y control sea realizado de forma independiente de las que respaldan el contrato, salvo las excepciones que se establezcan en el mismo; por lo que la potencia adicional y su energía asociada podrán transarse libremente de acuerdo con las opciones comerciales contempladas en este Reglamento.

- ❷ **Costo de arranque (US\$):** Corresponde al costo de combustible usado para sincronizar cada unidad térmica con el sistema, partiendo de cero, más eventuales incrementos en los costos de mantenimiento asociados a

cada partida, si éstos no se hubieren incluido en el costo variable de operación y mantenimiento.

- ❶ **Costo Marginal de Operación (US\$/MWh):** Costo de abastecer un MWh adicional de demanda en un intervalo de mercado.
- ❷ **Costo Variable de Operación (US\$/MWh):** Es aquel costo necesario para operar y mantener una unidad generadora y que depende de la cantidad de energía producida.
- ❸ **Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE):** es el ente regulador del Mercado Eléctrico Regional creado por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central con personalidad jurídica propia y capacidad de derecho público internacional.
- ❹ **Componente física:** Cantidad física de energía o energía asociada a un contrato, sea este un Contrato Firme Regional o un Contrato no Firme Físico Flexible Regional, conforme lo establecido en el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. 
- ❺ **Costo de Racionamiento:** Costo económico que representa para los consumidores de energía eléctrica el no abastecimiento de la misma en la forma requerida.
- ❻ **Demanda Comprometida:** Energía que tiene derecho a retirar en un nodo de la red un Participante del Mercado, por compromisos comerciales nacionales o regionales.
- ❼ **Demanda Máxima del Sistema en el Periodo de Control de la Capacidad Firme:** Máxima generación neta horaria, más Retiros Regionales y menos Inyecciones Regionales, más las potencias máximas comprometidas en contratos firmes de Inyección Regionales, del periodo de control del año para el cual se determina la capacidad firme.
- ❽ **Demanda Inflexible:** Energía de un Participante del Mercado en un nodo que no oferta incremento ni reducción voluntaria de la energía a retirar de

la red, sino que requiere retirar la energía que resulte del consumo, independientemente de las condiciones de precio en el Mercado.

- ❶ **Demanda Mínima Inflexible:** Energía que un Participante del Mercado informa en su oferta de retiro de oportunidad como energía mínima a retirar de la red en un nodo. Si existe un precio por encima del cual el PM oferta voluntariamente llevar su retiro en el nodo a cero, su demanda inflexible es cero. Para una demanda inflexible, la demanda mínima inflexible es todo su consumo.
- ❷ **Despacho Económico:** Programación de las unidades generadoras y/o GGP que resulta de minimizar los costos de operación y de déficit para una demanda dada a abastecer.
- ❸ **Desviaciones en tiempo real del Mercado Eléctrico Regional:** Son las desviaciones de las transacciones de energía programadas en el Predespacho, o redespacho, del Mercado Eléctrico Regional. Estas desviaciones se determinan por área de control y son la diferencia entre la medición registrada de cada uno de los enlaces de interconexión y el intercambio programado. Estas desviaciones pueden ser normales, significativas autorizadas y no autorizadas, y graves.
- ❹ **Día feriado:** día de asueto nacional en que se suspenden o reducen las actividades económicas habituales, dando como resultado un comportamiento de baja demanda de energía y de potencia en el sistema.

Cada año, antes del quince (15) de diciembre del año precedente, la UT publicará en su sitio web el listado de días feriados.

- ❶ **Energía Inyectada:** Aquella que un PM entrega a la red de transmisión, distribución o que ingresa a la red a través de un nodo de la Red de Transmisión Regional.
 - ❷ **Energía Retirada de la red:** Aquella que un PM retira de la red, o que es extraída de la red a través de un nodo de la Red de Transmisión Regional.
 - ❸ **Enlace:** Interconexión entre dos sistemas eléctricos que permite el flujo de potencia y energía entre los mismos.
 - ❹ **Ente Operador Regional (EOR):** Organismo regional creado mediante el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central cuya función principal es la de coordinar con los entes nacionales de despacho o administradores de mercado (OS/OM) la operación integrada de los sistemas eléctricos de América Central con criterio de despacho económico.
- 
- ❺ **Flexibilidad de generación:** capacidad de la generación base para disminuir su inyección a la red eléctrica, como medida de adaptación a condiciones que requieran el vertimiento del recurso primario de este tipo de generación, por ejemplo, en el caso de muy baja demanda de potencia en el sistema eléctrico.
 - ❻ **Generación base:** es la generación de costo variable igual a cero correspondiente a las siguientes tecnologías: Energía Renovable Variable (ERV), geotérmica y biomasa (ingenios azucareros). Esta generación se caracteriza porque, en condiciones normales de operación, inyecta la totalidad de su energía disponible al sistema. Para efectos únicamente de aplicación de lo establecido en el Anexo 21, se considerará que la generación geotérmica y de biomasa (ingenios azucareros) tienen un costo variable igual a cero, independientemente de haberseles determinado un costo variable no combustible de conformidad con el Anexo 17 de este Reglamento, el cual será aplicable en los intervalos de

mercado en los que no ocurren eventos de vertimiento de generación base.

- ❶ **Generación Obligada:** Aquella generación que resulta convocada por los requisitos de calidad y/o seguridad en la operación del sistema eléctrico, pese a que, de acuerdo con el orden económico de despacho, dicha generación no habría sido requerida.
- ❷ **Generación Programada:** Energía a inyectar en la red por una unidad generadora o GGP de acuerdo a los resultados del predespacho.
- ❸ **Grupo Generador a Programar (GGP):** Conjunto de dos o más unidades generadoras ubicadas en una misma central de un PM Generador, que son consideradas como un grupo productor a los efectos de la programación de la generación.
- ❹ **Indisponibilidad (o Salida) Forzada:** Reducción de la potencia disponible, salida de servicio, imposibilidad de arranque o de dar plena potencia de una unidad generadora debido a una emergencia, amenaza de emergencia, falla u otra causa fuera del control del propietario de la central. Se cuantifica a través de la Tasa de Indisponibilidad Forzada o Tasa de Salida Forzada.
- ❺ **Indisponibilidad (o Salida) Programada:** Retiro programado de toda o parte de una unidad generadora para inspección, mantenimiento o

reparación. Se realiza con la aprobación de la UT en coordinación con el EOR en lo que aplique.

- ❶ **Intervalo de Mercado:** Duración de cada período en que se divide el día para las transacciones de energía y cálculo de precios en los mercados de corto plazo que administra la UT.
- ❷ **Inyección Regional:** Transacción en el Mercado Eléctrico Regional donde un PM entrega energía al MER proveniente de recursos del Mercado Mayorista.
- ❸ **Mantenimiento Mayor:** Trabajos programados en un equipo por un período previsto mayor ó igual al número de días que se indica en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.
- ❹ **Mantenimiento Menor:** Trabajos programados en un equipo por un período previsto inferior al definido para los mantenimientos mayores.
- ❺ **Mantenimiento de Emergencia:** Trabajos no programados de mantenimiento en un equipo, de tipo preventivo o correctivo, el cual se requiere debido a que no puede continuar en servicio sin que sufra un daño mayor o que ponga en peligro a personas o a bienes.
- ❻ **Mínimo Costo de Abastecimiento:** Mínimo costo de operación y de déficit que se puede obtener para abastecer una demanda dada con los recursos disponibles, sujeto al cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio.
- ❼ **Monto Remanente:** Para cada Intervalo de Mercado, es el monto resultante de la suma de todos los abonos o cargos realizados por los PMs y el EOR en la conciliación de transacciones, conformado por el cargo por congestión, excedente de las desviaciones asignadas por el EOR, ya sean normales, significativas autorizadas o no autorizadas y graves, o montos relacionados con resultados netos regionales asignados a la UT, el excedente por las transacciones de Retiro Regional asociadas a sustitución de déficit incluidos los cargos nacionales o regionales asociados a estos retiros, y los Cargos Variables de Transmisión netos de

las instalaciones de transmisión que no pertenecen a la Red de Transmisión Regional, según lo establezca la Regulación Regional vigente.

- ❶ **Nodo de Enlace:** Nodo terminal de las líneas de interconexión entre dos sistemas eléctricos, el cual es parte de la Red de Transmisión Regional (RTR).
- ❷ **Oferta de Retiro de Oportunidad:** Energía que un Participante del Mercado oferta retirar en un nodo del sistema de transmisión en función del costo marginal de operación.
- ❸ **Operación en Tiempo Real:** Maniobras operacionales efectuadas por la UT en orden a cumplir el plan establecido en la programación diaria a través de las instrucciones de operación y coordinación impartidas por ella a los Participantes del Mercado, en cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio.
- ❹ **Orden Económico de Despacho:** Lista de prioridades de despacho de las centrales generadoras de menor a mayor costo variable de operación en el caso de las unidades térmicas, geotérmicas o valor marginal del agua en el caso de las hidráulicas.
- ❺ **Participante del Mercado (PM):** Operador o usuario final que cumpliendo con los requisitos de la Ley realiza transacciones comerciales a través de la Unidad de Transacciones en el Mercado Mayorista.
- ❻ **Participante del Mercado Autorizado:** Corresponde a un PM que ha sido autorizado a realizar Transacciones Regionales según lo previsto en la Regulación Regional.
- ❼ **Período de control de la capacidad firme:** son las horas de la banda horaria de los días de la semana definidos en este reglamento, dicho

período será utilizado para la determinación de la capacidad firme provisoria y definitiva.

- ❶ **Período de cálculo de la capacidad firme:** Periodo para la determinación de la capacidad firme provisoria y definitiva el cual será de un año completo.
- ❷ **PM Distribuidor:** Participante del Mercado que posee (no necesariamente en propiedad) y opera instalaciones de distribución cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de bajo voltaje y cuyos pliegos tarifarios a usuarios finales son aprobados por la SIGET.
- ❸ **PM Generador:** Participante del Mercado que posee una o más centrales de producción de energía eléctrica que comercializa su producción en forma total o parcial.
- ❹ **PM Intermediario:** Es aquel PM cuyas redes de distribución utiliza un comercializador para efectuar sus transacciones, fuera de la red de transmisión.
- ❺ **PM Comercializador:** Participante del Mercado que compra la energía eléctrica a otros operadores con el objeto de revenderla.
- ❻ **PM Transmisor:** Participante del Mercado que es una empresa transmisora que posee instalaciones destinadas al transporte de energía eléctrica en redes de alto voltaje y comercializa sus servicios.
- ❼ **Potencia Máxima:** Es la potencia que puede aportar una unidad generadora en caso de requerirse máxima generación. Su valor está sujeto a verificación por parte de la UT mediante las pruebas respectivas.
- ❽ **Potencia Máxima Neta:** Potencia máxima de una unidad generadora descontados los consumos propios.
- ❾ **Potencia Mínima de Operación:** Potencia mínima a la cual, por razones técnicas, puede operar una unidad generadora.



- ❶ **Precio CIF (Cost, Insurance & Freight - Costo, Seguro y Flete):** Es el precio de la mercadería puesta en sitio de destino con flete pagado y seguro cubierto. La abreviatura va seguida del nombre del sitio de destino.
- ❷ **Precio del MRS (US\$/MWh):** Precio igual al costo marginal de operación en el intervalo de mercado respectivo, más los cargos del sistema que corresponda considerar según lo establecido en este Reglamento.
- ❸ **Precio FOB (Free on Board - Libre a bordo):** Precio de la mercadería puesta a bordo del medio de transporte en el sitio de embarque con los gastos, derechos y riesgos a cargo del vendedor, con el flete excluido.
- ❹ **Precio marginal de flexibilidad de generación:** precio que corresponde a la oferta de flexibilidad de generación que brinda el incremento marginal de vertimiento de generación base, en el intervalo de mercado en el que ocurra vertimiento de ese tipo de generación.
- ❺ **Precios Nodales ex-ante del Mercado Eléctrico Regional (US\$/MWh):** Son los precios nodales calculados antes de la operación en tiempo real determinados por el Ente Operador Regional (EOR) en el predespacho regional para cada uno de los nodos de la RTR.
- ❻ **Precio Ofertado de Retiro (US\$/MWh):** es el precio correspondiente a cada uno de los bloques de energía de las ofertas de retiro de oportunidad mediante el cual un PM que compra energía en el MRS informa a la UT sobre su demanda de energía y la flexibilidad asociada. El precio ofertado

no incluye los cargos del sistema, razón por la cual no debe compararse con el precio del MRS, sino con el costo marginal de la hora.

- ❶ **Preespacho:** ver definición de Programación Diaria.
- ❷ **Preespacho Regional:** Programación de las transacciones de energía en el Mercado Eléctrico Regional y de la operación del sistema para el día siguiente, el cual se realiza por período de mercado.
- ❸ **Probabilidad de Excedencia:** Estimación de la probabilidad de que una variable seleccionada supere un valor preestablecido
- ❹ **Programación Anual:** Programa de despacho de las unidades generadoras, GGP's, previsión de Retiros Regionales y la operación de los sistemas de transmisión que, abasteciendo la demanda e Inyecciones Regionales previstas de forma tal que se cumplan las exigencias de calidad y seguridad de servicio, minimiza los costos totales de operación y déficit del sistema eléctrico para un horizonte de doce meses a partir de la fecha de inicio de su aplicación.
- ❺ **Programación Diaria o Preespacho:** Programa de operación de las unidades generadoras y/o GGP, y Retiros Regionales, que realiza la UT para un horizonte de veinticuatro horas a partir de la hora de inicio de su aplicación. Como resultado se obtendrán, para el horizonte correspondiente, los programas de inyección y retiro de energía de la red y la operación de los sistemas de transmisión que, abasteciendo la demanda e Inyecciones Regionales previstas dentro de las condiciones exigidas de calidad, seguridad y requerimiento de servicios auxiliares, minimizan los costos totales de operación y déficit del sistema eléctrico.
- ❻ **Programación Semanal:** Programa de despacho de las unidades generadoras y/o GGP, y previsión de Retiros Regionales para un horizonte de siete días a partir de la hora de inicio de su aplicación. Como resultado se obtendrán, para el horizonte correspondiente, los programas de inyección y retiro de energía de la red y la operación de los sistemas de transmisión que, abasteciendo la demanda e Inyecciones Regionales

previstas dentro de las condiciones exigidas de calidad, seguridad y requerimiento de servicios auxiliares, minimizan los costos totales de operación y déficit del sistema eléctrico.

- ❶ **Racionamiento Forzado:** Condición en que no se logra el equilibrio entre la potencia disponible y las ofertas de retiro de oportunidad, por resultar la máxima generación disponible más los Retiros Regionales insuficiente para cubrir la demanda mínima inflexible, y es necesario aplicar reducciones forzadas a la demanda mínima inflexible para lograr el balance en el abastecimiento dentro de las condiciones de calidad y seguridad establecidas.
- ❷ **Red de Transmisión Regional (RTR):** Es el conjunto de instalaciones de transmisión en donde se efectúan los intercambios regionales y las transacciones comerciales en el MER, y es definida con la metodología contenida en la reglamentación regional.
- ❸ **Redespacho:** Modificación de la programación efectuada en el predespacho, debido a cambios en las condiciones con las cuales se realizó el mismo.
- ❹ **Regulación Primaria de Frecuencia:** Es la regulación automática rápida de frecuencia cuyo objeto es mantener el equilibrio instantáneo entre inyección y retiro ante las variaciones normales entre la generación y la demanda. Se realiza a través de los gobernadores de las unidades generadoras que permiten modificar en forma automática su generación. Esta reserva forma parte de la Reserva Rodante del Sistema.
- ❺ **Regulación Secundaria de Frecuencia:** Es la regulación automática para compensar el error final de la frecuencia resultante de la regulación primaria para, de ser posible de acuerdo a la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia y llevar nuevamente a las unidades que participan en la regulación primaria a su generación programada. La Regulación Secundaria de Frecuencia es también

conocida como Control Automático de Generación (CAG), y forma parte de la Reserva Rodante del Sistema.

- ❶ **Regulación Regional:** Hace referencia a la normativa vigente del Mercado Eléctrico Regional, conformada por los tratados marco, protocolos, reglamentos aprobados y demás resoluciones emitidas por la CRIE.
- ❷ **Reserva Rodante:** Es la potencia disponible de una unidad generadora que se encuentra sincronizada al sistema. Se calcula como la diferencia entre su potencia máxima neta y la potencia despachada.
- ❸ **Retiro Regional:** Transacción en el Mercado Eléctrico Regional donde un PM o la UT, en nombre de los PMs para sustitución de déficit, adquiere energía del MER para uso en el Mercado Mayorista.
- ❹ **Servicios Auxiliares:** Servicios proporcionados por los Participantes del Mercado, para mantener la calidad y seguridad del sistema.
- ❺ **Sistema de Administración del Mercado (SAM):** Conjunto de herramientas computacionales que modelan la topología de la red, las características de los GGP, Inyecciones y Retiros Regionales y la demanda, las restricciones del sistema eléctrico y las ofertas de retiro de oportunidad, y que debe cumplir las características generales y requisitos definidos en este Reglamento. La UT utilizará este modelo para la programación de la operación.
- ❻ **Sistema de Transmisión:** Conjunto de instalaciones, como torres, líneas, subestaciones, etc., dedicadas al transporte de energía eléctrica conectadas a un nivel de tensión de 115 kV o superior. En el caso en que un transformador conectado al nivel de tensión de 115 kV o superior para entregar a un voltaje inferior a 115 kV, sea propiedad del PM Transmisor, el límite del sistema de transmisión será la barra de baja tensión a la cual está conectado dicho transformador. En el caso en que un transformador conectado al nivel de tensión de 115 kV o superior sea propiedad de un Participante del Mercado distinto al PM Transmisor, el límite del sistema

de transmisión será la barra de alta tensión a la cual está conectado dicho transformador.

- ❶ **Tasa de Salida Forzada:** Probabilidad de falla de una unidad generadora o GGP calculada según la fórmula establecida en este Reglamento.
- ❷ **Transacciones Bilaterales:** Transacciones de energía y/o capacidad acordadas entre dos Participantes del Mercado a través de contratos, sean éstos suscritos o no conforme a procesos de libre competencia, y que las partes informan a la Unidad de Transacciones para efectos de la determinación de las transacciones económicas en el MRS.
- ❸ **Transacciones por Desviaciones en Tiempo Real:** Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional producto de las desviaciones con respecto a las transacciones programadas y que se calculan con las mediciones en tiempo real, con respecto a las transacciones programadas.
- ❹ **Transacciones Regionales:** Transacciones del Mercado Eléctrico Regional producto de los contratos y de las ofertas de oportunidad presentadas en ese mercado.
- ❺ **Unidad Marginal:** Unidad de generación que aumenta su nivel de producción para abastecer un megawatt hora adicional de demanda en presencia de un despacho económico. La Unidad Marginal puede ser una unidad térmica, geotérmica, hidroeléctrica, o una unidad de racionamiento forzado.
- ❻ **Unidad Racionamiento Forzado:** Es una unidad ficticia de generación utilizada para la administración del predespacho y el MRS, que identifica la energía a programar como reducción forzada de los retiros de la red, ante una condición de racionamiento forzado.
- ❼ **Unidad de Transacciones (UT):** Organismo responsable de operar el sistema de transmisión, mantener la seguridad del sistema y asegurar la

calidad mínima de los servicios y suministros; y operar el mercado mayorista de energía eléctrica.

- ❶ **Unidades generadoras a partir de Energía Renovable Variable (ERV):** unidades generadoras renovables no convencionales cuyas inyecciones son de naturaleza intermitente, en vista de que la disponibilidad de su recurso energético primario, eólico, solar o mareomotriz, depende de condiciones meteorológicas.
 - ❷ **Unidades generadoras renovables no convencionales:** Unidades generadoras renovables cuya fuente de energía primaria es eólica, solar, biomasa o mareomotriz.
 - ❸ **Valor del Agua:** Corresponde al costo de oportunidad del agua almacenada en un embalse, con relación en la alternativa de uso de las unidades térmicas, geotérmicas y Retiros Regionales asociados a sustitución de déficit. Este valor corresponde al valor esperado que resulta de considerar la ocurrencia de los diferentes escenarios hidrológicos futuros.
- 
- ❹ **Valor Marginal del Agua:** Corresponde a la variación en el valor del agua en un embalse cuando la central hidroeléctrica que utiliza dicho recurso produce un megawatt hora adicional.
 - ❺ **Vertimiento:** operación de una central hidroeléctrica en la que se abren las compuertas de su vertedero, debido a que se ha superado la capacidad de almacenamiento de su embalse y la de turbinamiento de su central.
 - ❻ **Vertimiento de generación base:** reducción de la generación base inyectada al sistema para salvaguardar sus condiciones de calidad y seguridad, por ejemplo, cuando se registra una demanda de potencia muy

baja y deben ejecutarse maniobras para mantener el balance carga-generación en el área de control.

1.2. Nomenclaturas

- 🌐 CAG= Control Automático de Generación.
- 🌐 CIF = Cost, Insurance and Freight (Costo, Seguro y Flete)
- 🌐 CRIE= Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
- 🌐 DTE = Documento de Transacciones Económicas.
- 🌐 EOR= Ente Operador Regional.
- 🌐 FOB = Free On Board (Libre a Bordo)
- 🌐 GGP = Grupo Generador a Programar.
- 🌐 LGE = Ley General de Electricidad.
- 🌐 MC = Mercado de Contratos.
- 🌐 MER = Mercado Eléctrico Regional
- 🌐 MRS = Mercado Regulador del Sistema.
- 🌐 PAMM = Programa Anual de Mantenimientos Mayores
- 🌐 PM = Participante del Mercado.
- 🌐 PMs = Plural de PM
- 🌐 RMER = Reglamento del Mercado Eléctrico Regional
- 🌐 ROBCP = Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción.
- 🌐 RTR: Red de Transmisión Regional.
- 🌐 SAE = Sistema de Administración de Energía.
- 🌐 SAM = Sistema de Administración del Mercado.
- 🌐 SIGET = Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.
- 🌐 SIMEC = Sistema de Medición Comercial.
- 🌐 URF = Unidad Racionamiento Forzado.
- 🌐 UT = Unidad de Transacciones.

2. CONDICIONES GENERALES

2.1. Objeto.

- 2.1.1. El presente Reglamento contiene las normas y procedimientos para la operación del sistema de transmisión y para la administración de las transacciones del Mercado Mayorista de Energía Eléctrica de El Salvador considerando las transacciones con el Mercado Eléctrico Regional (MER).
- 2.1.2. La UT operará el sistema de transmisión manteniendo la seguridad y calidad requerida de acuerdo a las normas y procedimientos definidos en este Reglamento y la Regulación Regional. Cada Participante del Mercado tiene la obligación de cumplir todas las instrucciones que dicte la UT, salvo motivos debidamente justificados de fuerza mayor o riesgo para la seguridad de instalaciones o personas que serán verificadas por la UT. 
- 2.1.3. Las normas y procedimientos contenidos en el presente Reglamento deben ser respetadas y acatadas por todos los Participantes del Mercado.
- 2.1.4. La UT calculará las transacciones comerciales y realizará la administración comercial de los mercados, de acuerdo a los procedimientos comerciales definidos en este Reglamento. El cumplimiento de las reglas comerciales y la obligación de pago de las transacciones resultantes es una responsabilidad de cada PM que opera en el Mercado Mayorista, de acuerdo con lo indicado en este Reglamento.
- 2.1.5. En la aplicación de este Reglamento, la UT y los Participantes del Mercado cumplirán con los procedimientos de coordinación, supervisión, suministro de información, programación y conciliación de transacciones, y en general con todo lo previsto en la Regulación Regional según les aplique.

2.2. Participantes del Mercado.

2.2.1. Ingreso

- 2.2.1.1. Una persona natural o jurídica que esté interesada en convertirse en Participante del Mercado (PM) debe presentar una solicitud ante la UT.
- 2.2.1.2. El Anexo Inscripción detalla la información y el procedimiento necesario para presentar la solicitud.
- 2.2.1.3. La UT deberá verificar que el solicitante presente la información requerida
- 2.2.1.4. La UT aceptará la solicitud e incorporará al solicitante como PM en la fecha requerida si presenta la solicitud con las características indicadas y cumple con los requisitos establecidos en el Anexo Inscripción.
- 2.2.1.5. En caso de incumplimiento de alguno de los requisitos, la UT rechazará la solicitud y notificará al solicitante indicando el motivo que justifica el rechazo.

2.2.2. Actualización de datos de inscripción

- 2.2.2.1. Un PM que modifique la condición informada en su solicitud de ingreso, ya sea porque modifica el equipamiento conectado o cambia su actividad como PM, deberá notificar a la UT dichos cambios. Los plazos para cumplir con esta obligación se establecen en el Anexo Inscripción.

2.2.2.2. La notificación de cambios, que tiene carácter de declaración jurada, debe presentarse por nota firmada por el representante legal de la empresa. La UT aceptará la solicitud e incorporará las modificaciones del PM si presenta la solicitud con las características indicadas y cumple con lo establecido en este Reglamento. En caso de incumplimiento de alguno de los requisitos, la UT rechazará la solicitud de modificación y notificará al PM, indicando el motivo que justifica el rechazo.

2.3. Intervalo de Mercado.

2.3.1. La UT administrará los mercados con un intervalo de mercado definido en el Anexo Cálculo del Precio en el MRS. En función de las condiciones que se presenten en el mercado y su evolución prevista, la UT podrá decidir modificar este intervalo de mercado a un período diferente. En este caso, se deberán realizar los ajustes necesarios al Sistema de Medición Comercial para que el período de integración corresponda con el intervalo de mercado.

2.4. Incumplimientos y Sanciones

2.4.1. Un PM que incumpla las reglas definidas en este Reglamento de Operación será sancionado por la UT teniendo en cuenta la gravedad del incumplimiento.

2.4.2. El Anexo Infracciones y conflictos especifica el procedimiento para resolución de conflictos entre PMs o entre un PM y la UT, y describe las sanciones aplicables por incumplimientos al Reglamento y sus respectivas sanciones.

2.4.3. La UT aplicará y notificará las sanciones pecuniarias que deberán ser canceladas por el responsable del incumplimiento e informará a la SIGET sobre los incumplimientos del PM infractor.

2.4.4. Los montos recaudados en concepto de sanciones serán registrados en una cuenta especial que para tal efecto llevará la UT, como se indica en el Anexo Infracciones y conflictos y en el Anexo Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación.

2.4.5. Las faltas de la UT serán objeto de revisión y sanción por la Junta Directiva de la UT.

2.5. Obligaciones del PM Comercializador y del PM Intermediario

2.5.1. Todo PM comercializador que desee hacer transacciones en el Mercado Mayorista, utilizando redes de distribución, deberá tener acuerdos firmados con los propietarios por el uso de dichas instalaciones, según lo establecido en la Ley General de Electricidad, en los cuales deberán establecerse los procedimientos de coordinación de intercambios de energía, conciliación y resolución de disputas. El comercializador deberá informar a la UT sobre dichos acuerdos.

2.5.2. Todas las transacciones que un comercializador informe a la UT deberán haber sido coordinadas previamente con el PM intermediario. Este deberá informarlas también a la UT, especificándolas por separado de sus transacciones propias.

2.5.3. Los requerimientos de servicios auxiliares y compensaciones por energía no servida establecidos en este Reglamento, que sean necesarios cargar o abonar al retiro o inyección en un nodo, serán asignados al PM intermediario de dicho nodo.

2.6. Modificaciones al Reglamento

2.6.1. Las propuestas para realizar modificaciones al presente Reglamento y sus Anexos, podrán ser presentadas a la Junta Directiva de la UT por cualquier PM o por la SIGET.

- 2.6.2. Las propuestas de modificaciones al Reglamento presentadas por la SIGET, deberán ser analizadas para su aprobación por la Junta Directiva de la UT, en el tiempo que la SIGET establezca en su solicitud de modificación.
- 2.6.3. La Junta Directiva de la UT nombrará un Comité para revisar el fundamento de la petición y hacer los análisis necesarios, por sí o a través de terceros, sobre la conveniencia de la modificación propuesta para alcanzar los objetivos establecidos en la Ley General de Electricidad.
- 2.6.4. El Comité dará su recomendación a la Junta Directiva en un plazo no mayor de treinta días, incluyendo una justificación de su aceptación o rechazo de la modificación propuesta. El Comité podrá recomendar alternativas a la propuesta analizada.
- 2.6.5. Luego de recibido el informe del Comité, la Junta Directiva de la UT dispondrá de quince días para aprobar o rechazar la recomendación del Comité. La Junta Directiva tomará la decisión de conformidad a la votación que realice de acuerdo a lo establecido en sus Estatutos.
- 2.6.6. La Junta Directiva de la UT deberá informar a la SIGET la solicitud de cambio al Reglamento de operación para su aprobación por la Junta de Directores de la SIGET, incluyendo la información de la propuesta original, el informe del Comité y el razonamiento para la aprobación de la propuesta.
- 2.6.7. En caso de ser aprobada la modificación propuesta, esta será incorporada al Reglamento por la UT, la cual deberá enviar notificación del cambio a todos los PM.

2.6.8. En caso de no ser aprobada, la SIGET remitirá a la UT las modificaciones necesarias y establecerá un plazo para realizarlas. Transcurrido dicho plazo sin que se realicen las adecuaciones, la Junta de Directores de la SIGET podrá emitir el acto de aprobación con las modificaciones que estime necesarias, conforme lo dispuesto por el artículo nueve de la Ley General de Electricidad.



3. MANEJO DE LA INFORMACIÓN

3.1. Responsabilidades

- 3.1.1. La UT es la responsable de acordar con los PMs la nomenclatura a emplear para su identificación como empresa así como la de su equipamiento. Todos los PMs se comprometen a emplear dicha nomenclatura en la información que suministren a la UT.
- 3.1.2. La UT es la responsable de definir la nomenclatura a emplear para identificar cada nodo de la red. Todos los PMs se comprometen a emplear dicha nomenclatura en la información que suministren a la UT.
- 3.1.3. Cada PM debe suministrar la información que se indica en este Reglamento.
- 3.1.4. El PM Generador deberá acordar con la UT cada agrupamiento de unidades generadoras a utilizar y la nomenclatura a asignar a cada Grupo Generador a Programar (GGP).
- 3.1.5. Cada PM conectado directamente a la red de transmisión tiene la obligación de suministrar a la UT la información técnica referida a su equipamiento que afecte la operación del sistema eléctrico, así como cualquier modificación a la misma, para que la UT pueda realizar la supervisión centralizada de la operación dentro de los requisitos de calidad y seguridad vigentes.
- 3.1.6. La información técnica a suministrar, así como los formatos correspondientes, se detallan en el Anexo Información Técnica del Sistema.

- 3.1.7. Para la ejecución de las actividades de programación anual, semanal y diaria a que se refiere el presente Reglamento, la UT deberá disponer de una base de datos con un registro actualizado de las características técnicas y económicas de las instalaciones de generación y transmisión, conforme al alcance y detalle que exige el cumplimiento de las actividades indicadas, en los términos que este Reglamento señala. Asimismo, la UT deberá mantener una base de datos en la cual registre los antecedentes y parámetros técnicos necesarios para caracterizar las demandas de energía y potencia del sistema en cantidad y detalle suficiente para efectuar las actividades de programación referidas.
- 3.1.8. Los Participantes del Mercado estarán obligados a proporcionar la información requerida por la UT para completar los registros señalados, debiendo remitir los datos correspondientes en la oportunidad, modalidad y formato que la UT les solicite en cumplimiento de las disposiciones que el presente Reglamento establece. Los antecedentes remitidos deberán ser acompañados de la documentación de respaldo que se considere necesaria, pudiendo la UT requerir de los participantes documentos o acreditaciones adicionales.
- 3.1.9. Sin perjuicio de lo señalado en el inciso anterior, la UT podrá requerir de los participantes la ejecución de pruebas operativas para verificar la veracidad, calidad y/o consistencia de los datos aportados. El costo de estas pruebas será a cargo de los participantes que las ejecuten y serán programadas por la UT de modo tal de no perturbar las condiciones normales de calidad y seguridad del servicio.

- 3.1.10. La renuencia a entregar la información requerida en los términos señalados, la entrega de información maliciosamente falseada, o la renuencia a ejecutar las pruebas a que se refiere el inciso precedente, estará sujeta a las sanciones que se establecen en el Anexo Infracciones y Conflictos. En todo caso, los datos a solicitar por la UT deberán circunscribirse a la información estrictamente necesaria para el cumplimiento de los objetivos de programación en los términos que la presente reglamentación señala, no pudiendo solicitar o requerir de los participantes otra información que no sea requerida para el adecuado cumplimiento de las funciones que la normativa en vigencia le asigna a este organismo.
- 3.1.11. La actualización o modificaciones en la precisión de la información contenida en los registros indicados, podrá ser efectuada por iniciativa de los propios participantes o por requerimiento de la UT, si así ésta lo estimare conforme las necesidades propias de las actividades de programación, o para el desarrollo de estudios especiales requeridos para analizar la seguridad y/o operación económica del sistema. Los nuevos datos que se aporten conforme lo señalado en este inciso, estarán sujetos a las mismas condiciones de respaldo o acreditación a las cuales se sometió la información que sustituye.
- 3.1.12. En caso de información faltante o incompleta, por cualquier causa, ésta podrá ser completada por la UT conforme sus propias estimaciones, y notificará al PM, considerándose información válida a todos los efectos de la programación y determinación de los precios en el MRS.

- 3.1.13. El envío de la información faltante, aportada por los participantes que corresponda en reemplazo de los datos estimados, y validada conforme lo señalado en los incisos precedentes, deberá ser incorporada cuanto antes en la actividades de programación, pero no dará lugar a reliquidaciones de ninguna especie.
- 3.1.14. Lo señalado en el inciso anterior, será también válido para el caso en que los participantes remitan a la UT información en sustitución de datos en uso, que ellos hubieren remitido, y que consideren erróneos.
- 3.1.15. Toda la información que utilice la UT para realizar la programación de la operación anual, semanal o diaria, para calcular los costos y precios en el sistema, y para determinar las transacciones entre PMs será de acceso público, considerando lo estipulado en la Regulación Regional en relación a la confidencialidad de la información. Los PMs tendrán acceso a los datos de entrada y salida de los modelos matemáticos que utilice la UT para la toma de decisiones o definición de valores que afecten a cualquier PM, entre ellos aquellos utilizados para la programación de la operación, en todas sus etapas, la determinación de precios, el cálculo de la capacidad firme y las transacciones entre PMs. Las herramientas computacionales que utilice la UT para implementar los modelos matemáticos deberán estar disponibles para adquisición de los PMs, ya sea a través de un proveedor comercial o reconociendo a la UT los costos directos de desarrollo.
- 3.1.16. La SIGET tendrá acceso a toda la información que la UT ponga a disposición de los diferentes PMs a través de cualquier medio de comunicación. Asimismo, la UT deberá proporcionar información puntual o periódica en formatos específicos a requerimiento de la SIGET.

3.1.17. La UT deberá proporcionar información puntual o periódica en formatos específicos a requerimiento del Consejo Nacional de Energía.

3.1.18. La UT y los Participantes del Mercado, son responsables de recolectar y enviar, al EOR o a la CRIE, directamente o a través de la UT según el caso, la información detallada en la Regulación Regional, así como también toda aquella información que no estando detallada en la Regulación Regional, sea requerida por el EOR o la CRIE, de manera formal, sujeta a los criterios de confidencialidad definidos en la Regulación Regional y el presente Reglamento.

3.2. Información de Demanda y Disponibilidad

3.2.1. Características Generales

3.2.1.1. Todo PM tiene la obligación de suministrar a la UT la información referida a la energía de inyección o de retiro de la red, requerida para la operación integrada del sistema y administración comercial del mercado. En particular debe informar los nodos en que retira y/o inyecta energía a la red.

3.2.1.2. La información de demanda debe corresponder con el consumo. En el caso de contar un PM con demanda que comercializa y con generación de su propiedad conectada al sistema de transmisión, debe suministrar a la UT la información discriminada por inyección y por consumo.

3.2.1.3. En el caso de un PM Generador debe suministrar a la UT la información de sus unidades generadoras disponibles para inyectar al mercado.

- 3.2.1.4. Los PM Generadores deben proporcionar la información técnica y económica requerida por la UT, de acuerdo a lo indicado en el presente Reglamento, en particular la referida a los costos variables de producción.
 - 3.2.1.5. La información deberá ser suministrada de acuerdo con las condiciones, plazos, medios, formatos y periodicidad definidos en este Reglamento.
 - 3.2.1.6. La información para la operación será provista en tiempo real por el Sistema de Administración de Energía (SAE), de acuerdo a los requisitos y características establecidas en el Anexo Sistema de Administración de Energía.
 - 3.2.1.7. La información para facturación será provista por el sistema de medición comercial (SIMEC) que se define en este Reglamento y en el Anexo Medición Comercial.
- 3.2.2. PM Distribuidores y Usuarios Finales
- 3.2.2.1. Cada PM Distribuidor o Usuario Final conectado directamente a la red de transmisión debe informar a la UT la identificación de cada uno de sus nodos de retiro, y suministrar sus datos de demanda discriminados por nodo de retiro.
 - 3.2.2.2. Dentro de la demanda en un nodo de retiro informada a la UT por un PM Distribuidor, éste debe identificar la demanda propia y la que le informen terceros que comercialicen dentro de su área de distribución.

- 3.2.2.3. Dentro de los plazos definidos para suministrar la información para la programación anual, cada PM Distribuidor y usuario final conectado directamente a la red de transmisión debe suministrar a la UT su pronóstico de demanda para el año siguiente, así como sus previsiones de crecimiento de energía y demanda máxima de potencia para los tres años subsiguientes.
- 3.2.2.4. Los pronósticos de demanda para el año siguiente deben incluir previsiones de energía y de potencia, previsiones de flexibilidad de demanda (posibilidad de reducción voluntaria de la demanda ante precios en el mercado), curvas típicas de carga, demanda de punta y su flexibilidad (posibilidad de ofertas de reducción de la demanda de punta), hipótesis utilizadas y toda otra información que sea necesaria para la coordinación del mantenimiento y estudios de la red que necesite realizar la UT en el cumplimiento de sus funciones.
- 3.2.2.5. Dentro de los plazos definidos para suministrar la información para la programación semanal, cada PM Distribuidor y usuario final conectado directamente a la red de transmisión debe suministrar a la UT las previsiones de consumo para la semana siguiente, así como cualquier observación que considere necesaria sobre la posibilidad de desviaciones y/o hipótesis utilizadas en el cálculo de dichas previsiones, por nodo de retiro de energía.

- 3.2.2.6. Dentro de los plazos definidos para suministrar la información para el predespacho, cada PM Distribuidor y usuario final conectado directamente a la red de transmisión debe suministrar a la UT las previsiones de consumo para cada intervalo de Mercado del día siguiente, así como cualquier observación que considere necesaria sobre la posibilidad de desviaciones y/o hipótesis utilizadas en el cálculo de dichas previsiones, por nodo de retiro de energía.
- 3.2.2.7. Los plazos y procedimientos para aportar esta información en cada caso, son los establecidos en este Reglamento.

3.2.3. PM Generadores

- 3.2.3.1. Cada PM tiene la obligación de informar su generación en tiempo, modalidad y formato requerido por la UT para unidades generadoras o GGP mayores o iguales que 5 MW.
- 3.2.3.2. Cada PM Generador debe informar a la UT la disponibilidad por unidad generadora o GGP, incluyendo potencia, energía, restricciones, y toda otra información identificada en este Reglamento y en el Anexo Información Técnica del Sistema, que sea necesaria para la programación y operación del sistema integrado.
- 3.2.3.3. Para efectos de la publicación diaria en la página Web de la UT, cada PM generador térmico tiene la obligación de informar diariamente los precios de los combustibles utilizados para la generación puestos en planta, para aquellas unidades o GGP disponibles.

3.2.4. PM Transmisores

3.2.4.1. Cada PM Transmisor debe informar a la UT la capacidad de transmisión indicando disponibilidad de equipamiento, restricciones, y toda otra información identificada en este Reglamento y en el Anexo Información Técnica del Sistema, que sea necesaria para la programación y operación del sistema integrado.

3.2.5. Transacciones Regionales

3.2.5.1. Cada PM que realiza una inyección en la Red de Transmisión Regional será considerado como un usuario final en el nodo de la Red de Transmisión Regional correspondiente, y deberá suministrar la misma información que la indicada para un usuario final, considerando como demanda el requerimiento de Inyección Regional.

3.2.5.2. Cada PM que realiza un retiro en la Red de Transmisión Regional será considerado como una unidad generadora o un GGP inyectando en el nodo de la Red de Transmisión Regional correspondiente, y deberá suministrar la misma información que la indicada para un PM Generador, considerando como generación el Retiro Regional previsto.

3.2.5.3. Cada PM que realice Transacciones Regionales deberá entregar a la UT la información requerida por la Regulación Regional vigente, en la forma y oportunidad que esta lo indique.

3.3. Proyecciones de demanda.

- 3.3.1. La demanda prevista para la coordinación de mantenimientos, programación anual, programación semanal y para el predespacho requiere ajustarse con la mejor información posible, para garantizar que la operación prevista y programada por la UT cuente con los niveles de reserva y flexibilidad necesarios para mantener la calidad y seguridad del servicio.
- 3.3.2. Cada PM tiene la obligación de suministrar información de demanda que represente su mejor proyección sobre su probable consumo de forma desagregada, de acuerdo con los requerimientos de la UT.
- 3.3.3. Es responsabilidad de la UT realizar proyecciones propias de demanda que se ajusten de la mejor manera posible a la realidad esperada, para el adecuado cumplimiento de sus funciones tales como la programación de la operación y de los mantenimientos. Para ello, contará con modelos de pronóstico de demanda que le permitan proyectar la evolución probable de la demanda en el mercado.
- 3.3.4. La UT considerará dentro de la demanda prevista para la coordinación de mantenimientos, programación anual y semanal el mejor estimado de las Transacciones Regionales.

3.4. Verificación y Organización de la información.

3.4.1. Criterios Generales

- 3.4.1.1. La UT verificará la información recopilada por los sistemas de medición para detectar posibles fallas en los medidores.
- 3.4.1.2. La UT verificará la información suministrada por cada PM, para identificar su coherencia y posibles errores.

- 3.4.1.3. La UT es la responsable de organizar la información técnica y económica del sistema en bases de datos que permitan simular la operación de la red, realizar la operación económica y estudios eléctricos, con el objeto de definir o verificar los criterios de calidad, normas y procedimientos operativos necesarios para llevar a cabo sus funciones dentro de los requisitos y condiciones definidos en este Reglamento. Dicha información será de conocimiento público.
- 3.4.1.4. Como resultado de la verificación realizada, la UT identificará los datos suministrados por un PM que considere erróneos o faltos de coherencia respecto de la realidad registrada o respecto de los datos suministrados por los restantes PM, o respecto de los valores obtenidos por proyecciones propias de la UT. En todos los casos, la observación estará acompañada de la correspondiente justificación.
- 3.4.1.5. La UT informará a cada PM los datos identificados como erróneos, con la correspondiente justificación y podrá solicitar clarificaciones y/o modificaciones. En estos casos, la UT buscará acordar con el correspondiente PM los ajustes a realizar para representar de la mejor manera posible las características del sistema y la realidad futura.
- 3.4.1.6. De no lograr un acuerdo respecto a un dato técnico, la UT adoptará el valor suministrado por el PM, y deberá requerir un ensayo para verificar su validez. De detectar en el ensayo que la información suministrada era incorrecta, el PM será sancionado y la UT pasará a utilizar el valor resultante del ensayo hasta que el PM demuestre mediante un nuevo ensayo un valor distinto.

3.4.2. Pruebas y auditorías

- 3.4.2.1. La UT verificará los datos proporcionados por los PMs o constatará in situ condiciones de operación de los equipos según lo considere necesario, a través de pruebas o auditorías.
- 3.4.2.2. Los PMs sujetos a las pruebas o auditorías estarán en la obligación de coordinar con la UT las fechas para la realización de las mismas, debiendo brindar acceso a las instalaciones y la colaboración que se requiera de acuerdo con los procedimientos que para tal efecto se establezcan en este Reglamento.
- 3.4.2.3. La SIGET podrá eventualmente realizar auditorías o pruebas, en caso que lo considere necesario, como parte de verificación de los procedimientos realizados por la UT.



3.4.3. Información de previsiones de demanda

- 3.4.3.1. La UT totalizará la demanda prevista informada e identificará las desviaciones que surgen respecto de su proyección propia de demanda y del comportamiento registrado históricamente.

- 3.4.3.2. La UT identificará los datos con diferencias significativas, los cuales serán aquéllos que presenten desviaciones mayores a las que definen la banda de tolerancia para medir el cumplimiento de los programas de inyección y retiro especificada en el Anexo Operación en Tiempo Real, e informará al PM que corresponda, solicitando aclaraciones y justificación de los valores suministrados para lograr el mejor ajuste posible en sus proyecciones de demanda. En el caso que la UT lo considere necesario, elaborará y propondrá a la SIGET una metodología diferente para la comparación entre la demanda prevista por el PM y la demanda prevista por la UT.
- 3.4.3.3. La UT buscará acordar con cada PM el valor de demanda a utilizar para los datos identificados con diferencias significativas. De no lograr un acuerdo, utilizará el dato que a su criterio considere mejor represente la realidad probable, con base en sus proyecciones, la realidad histórica registrada y la información suministrada por los PMs e informará al PM la demanda adoptada y su justificación.
- 3.4.3.4. La proyección de demanda que proponga utilizar la UT la hará de conocimiento de los PM para recibir observaciones, las cuales podrán ser incorporadas en caso de tener suficiente respaldo técnico. En caso que la UT utilice un dato con base en sus proyecciones, los resultados de esta estimación no implicaran responsabilidad alguna de su parte.

3.5. Informes de la UT.

3.5.1. El objeto de los informes que realice la UT es poner en conocimiento de los PM y de la SIGET la evolución de la oferta y la demanda y los hechos sobresalientes registrados en la operación del sistema y en la administración del mercado.

3.5.2. La UT publicará y enviará a la SIGET un informe estadístico mensual, a más tardar quince (15) días hábiles después de finalizar cada mes, el cual incluirá como mínimo:

- a) Inyecciones y Retiros del Sistema, detallando además las pérdidas del sistema de transmisión;
- b) Transacciones Regionales;
- c) Comportamiento de los precios de todos los Mercados y servicios que administra la UT;
- d) Comportamiento de los precios de los combustibles utilizados para la generación puestos en planta reportados por cada uno de los PMs generadores térmicos.
- e) Comportamiento de los precios y demás condiciones financieras y técnicas pactadas en las transacciones en el mercado de contratos.
- f) Participación en el Mercado de transacciones bilaterales y de MRS, de los PM.
- g) Desagregación de retiros en demanda nacional e Inyecciones Regionales.
- h) Desagregación de inyecciones en generación nacional y Retiros Regionales.
- i) Restricciones en el sistema de transmisión que pueden ocasionar congestión identificando el posible motivo de estas.
- j) Restricciones en el sistema de transmisión que afectaron el despacho y las transacciones y sus precios, identificando motivo, posibles soluciones, y estimación de volumen y costo;

- k) Emergencias o condiciones imprevistas que llevaron a modificar la operación económica y/o a restricciones al abastecimiento, y estimación de la energía no entregada;
- l) Programas de mantenimiento incluyendo la reserva, para anticipar margen esperado y riesgos de faltantes o condiciones de reserva fuera de los límites de los parámetros de calidad y seguridad establecidos. La reserva se desagregará en reserva



hidroeléctrica, reserva térmica total y reserva por capacidad de importación;

- m) Situaciones registradas de reserva fuera de los límites de los parámetros de calidad y seguridad establecidos y los motivos;
- n) Situaciones registradas de racionamiento programado, indicando motivo y volumen estimado.

3.5.3. La UT publicará y enviará a la SIGET un informe trimestral, a más tardar quince (15) días hábiles después de finalizar cada período, y un informe anual, a más tardar treinta (30) días hábiles después de finalizar cada año. Dichos informes incluirán como mínimo:

- a) Los precios resultantes del mercado regulador del sistema, desglosando sus componentes;
- b) La generación y el consumo de energía correspondiente a cada nodo de la red, detallado por PM;
- c) Desagregación de las Transacciones Regionales
- d) Las fallas ocurridas en los sistemas de generación y transmisión y la energía no entregada;
- e) Los parámetros de calidad y seguridad establecidos para la operación del sistema y el grado de cumplimiento de estos; y
- f) Los costos de funcionamiento del sistema, tales como cargos de transmisión, operación del sistema, servicios auxiliares y otros similares.
- g) Costo de Racionamiento

3.5.4. La UT elaborará un informe sobre la aplicación de las normas del presente Reglamento, para cada uno de los períodos enero – junio y julio – diciembre; los cuales deberán ser presentados a más tardar dos meses después de finalizado cada período. El informe será puesto a disposición en la hoja web de la UT, y enviado a la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas con copia a SIGET. Dicho informe incluirá, al menos, los criterios empleados para la interpretación y aplicación de las normas definidas en este Reglamento; el desempeño de las reglas vigentes, identificando los inconvenientes detectados en la operación del sistema y en la administración del Mercado; los conflictos con PM en cuanto a interpretación y/o aplicación de las reglas vigentes.

3.5.5. Sin perjuicio de lo dispuesto en la Ley, la UT pondrá a disposición de la SIGET los informes de operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista, así como cualesquier otros informes o estudios específicos solicitados por la SIGET.

3.5.6. Informes de Comercialización

3.5.6.1. La UT elaborará y remitirá trimestralmente a cada una de las empresas distribuidoras un informe que se denominará “Informe de Comercialización Trimestral”, conteniendo para cada empresa distribuidora la información que le corresponda para realizar el ajuste trimestral del precio de la energía a que se refiere el artículo 90 literal a) del Reglamento de la Ley General de Electricidad. Para estos efectos, la UT deberá seguir el procedimiento que la SIGET apruebe mediante el Acuerdo respectivo.

4. MERCADO DE CONTRATOS

4.1. Objeto.

4.1.1. El objeto de las reglas para el Mercado de Contratos nacional es definir la forma en que los PMs deberán proporcionar a la UT información sobre los contratos concertados, establecer el procedimiento para que la UT valide las transacciones bilaterales informadas, así como el tratamiento de las desviaciones a dichas transacciones, con el propósito de determinar los saldos a liquidar en el MRS, resultantes de las diferencias entre los compromisos comerciales y las inyecciones y retiros reales.

4.2. Características Generales.

4.2.1. Cada PM tiene la libertad de decidir las transacciones a realizar en el Mercado de Contratos (MC), con condiciones y precios ya sea pactados libremente entre las partes o través de procesos de libre competencia aprobados por la SIGET.

4.2.2. Las transacciones en el Mercado de Contratos nacional son compromisos financieros. El despacho de las unidades generadoras y GGP se realiza en función de los costos variables de las unidades térmicas y el valor del agua correspondiente para las centrales hidroeléctricas, independiente de los compromisos financieros y comerciales pactados por los PM en el Mercado de Contratos.

4.3. Requisitos y Obligaciones.

4.3.1. Cada PM debe informar a la UT las transacciones bilaterales que resultan de sus contratos, de acuerdo a los procedimientos, formatos y plazos que se definen en el Anexo Transacciones del Mercado.

- 4.3.2. Las transacciones bilaterales que surgen de la información suministrada por los PM a la UT son un compromiso comercial que no tiene efectos en las inyecciones de los PM generadores y retiros reales de los consumidores. La UT realizará el predespacho sin tomar en cuenta los compromisos correspondientes a las transacciones bilaterales entre PMs.
- 4.3.3. Cada comercializador deberá presentar sus transacciones en el MC de acuerdo al formato establecido por la UT. Cada transacción de inyección o retiro deberá indicar el PM con el cual se realiza, y especificar cada nodo a través del cual normalmente tomará o retirará energía de la red; el PM intermediario deberá indicar los nodos a través de los cuales se realizaran las transacciones. En el caso de transacciones de transferencia no se requerirá el detalle indicado.
- 4.3.4. Cada PM que suscriba o modifique contratos conforme a procesos de libre concurrencia deberá remitir copia del mismo a la UT, a más tardar un día hábil posterior a su inscripción en el Registro de la SIGET.
- 4.3.5. En los Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no convencionales que tengan un mismo respaldo de generación, estará especificado el porcentaje con que cada contrato participa en la totalidad de la generación de respaldo. Asimismo, para cada contrato los distribuidores informarán a la UT los porcentajes de desagregación de la energía que deberán aplicarse por cada nodo de retiro. La forma de desagregación de la energía deberá estar incluida en los documentos contractuales. que deberán ser remitidos a la UT antes de la vigencia de los mismos. La UT realizará la conciliación de la energía del contrato de acuerdo con los documentos remitidos por los distribuidores.

4.4. Suministro de Información para Transacciones Bilaterales.

- 4.4.1. Cada PM debe suministrar la información de transacciones bilaterales de acuerdo a los plazos, características y formatos que se definen en el Anexo Transacciones del Mercado.
- 4.4.2. Opcionalmente, una transacción bilateral puede ser reportada como válida por un período mayor de un día, siempre que ambas partes lo manifiesten en su declaración. En este caso, la UT la considerará en las transacciones económicas sin requerir confirmaciones diarias. La transacción informada podrá ser modificada de acuerdo al procedimiento establecido en el Anexo Transacciones del Mercado.
- 4.4.3. Cada transacción de contrato debe indicar las inyecciones y retiros como cantidades específicas de energía, sin que puedan condicionarse a algún otro valor, tales como una inyección definida como un porcentaje de la energía que retira de la red el receptor o un retiro definido como un porcentaje de la inyección total que resulte para el PM Generador, salvo por lo indicado en el numeral 4.4.6.
- 4.4.4. Una misma transacción bilateral podrá informar inyección de uno o más nodos, así como de uno o más nodos de retiro de la red.
- 4.4.5. Los contratos suscritos conforme a procesos de libre competencia informados a la UT serán incorporados a la base de datos comercial sin requerir confirmaciones diarias de las partes.

4.4.6. Toda la energía inyectada por unidades generadoras que tengan suscritos "Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no convencionales" será considerada vendida bajo contrato. Por lo anterior, las transacciones de energía, por nodo de retiro, de cada contrato que tenga un mismo respaldo de generación renovable no convencional, resultarán de aplicar a la energía generada por el grupo de unidades generadoras correspondientes, en cada intervalo de mercado, los porcentajes a los que hace referencia el numeral 4.3.5.

La suma de los porcentajes de participación de todos los contratos respaldados por un mismo grupo de unidades de generación renovable no convencionales - así como la suma de los porcentajes de desagregación por cada nodo de retiro de cada contrato - debe ser igual al ciento por ciento (100%), condición matemática con la que se verifica haber asignado a las partes contractuales compradoras, la totalidad de la energía vendida bajo contrato por el grupo de unidades generadoras renovables no convencionales.

Las unidades generadoras asociadas con los "Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no convencionales", estarán comprometidas en su totalidad en esos contratos, por lo que no podrán participar en ningún otro tipo de transacción adicional con la energía o capacidad firme de dichas unidades generadoras.

4.5. Transacciones Bilaterales de Inyección y Retiro

- 4.5.1. Las transacciones bilaterales constituyen un compromiso financiero entre un PM que inyecta y un PM que retira. Se informan con el objeto de determinar las transacciones económicas en el MRS, pero no tienen ningún efecto en la determinación del despacho del sistema.
- 4.5.2. Cada PM que inyecta debe informar a la UT sus transacciones bilaterales, identificando al PM que retira la energía. Para el caso de las energías horarias contratadas en procesos de libre competencia, el PM que inyecta deberá informar a la UT anualmente, con al menos una semana de anticipación a la entrada en vigencia de dichos contratos, los equipos de inyección con los que suplirá dicho contrato; y en caso de prever cambios en dichas unidades deberá informar por escrito a la UT con al menos tres días de anticipación.
- 4.5.3. Cada PM que retira debe informar a la UT sus transacciones bilaterales de retiro, identificando al PM que inyecta la energía.
- 4.5.4. En una transacción bilateral, la parte que retira podrá incluir en su declaración como puntos de retiro, nodos propios y/o de la parte que inyecta.
- 4.5.5. En caso que la energía total a retirar de la red en una transacción bilateral corresponda a más de un nodo de retiro de la red, la transacción bilateral deberá detallar la energía a retirar en cada uno de los nodos de retiro.

4.6. Transacciones Bilaterales de Transferencia

- 4.6.1. Las transacciones bilaterales de transferencia constituyen un compromiso financiero que permite a un PM cumplir sus compromisos de venta a través de compras a otro PM que inyecta. No tienen ningún efecto en la determinación del despacho del sistema.

- 4.6.2. Cada PM debe informar a la UT sus transacciones bilaterales de transferencia, identificando tanto al PM que entrega la energía como al PM que recibe la energía.
- 4.6.3. En una transacción bilateral de transferencia, el PM que la informa deberá incluir lo siguiente:
- a) La energía a recibir detallada en cada nodo de recepción;
 - b) La energía a retirar en cada uno de los nodos de retiro;
 - c) La energía que recibe o entrega en contratos regionales, en cuyo caso el nodo de inyección o retiro será el nodo de la Red de Transmisión Regional correspondiente.

4.7. Validación de las Transacciones Bilaterales

- 4.7.1. Dentro de los plazos indicados para elaborar el predespacho, la UT verificará la validez de las transacciones bilaterales informadas para el día siguiente, solicitará las clarificaciones que sean necesarias, informará las transacciones rechazadas, recibirá las correcciones que suministren los PMs y determinará las transacciones válidas a ser consideradas.
- 4.7.2. La UT determinará si una transacción bilateral es válida verificando el cumplimiento de los requisitos definidos en el Anexo Transacciones del Mercado.
- 4.7.3. Para que una transacción bilateral de inyección informada por el vendedor sea considerada válida, la UT debe recibir la o las correspondientes transacciones bilaterales de retiro informadas por el comprador, con la información de detalle indicada en el Anexo Transacciones del Mercado. Opcionalmente, sólo la parte que vende podrá suministrar la información detallada a la UT si la parte que compra informa en la transacción bilateral de retiro que acepta la información detallada suministrada por la parte que vende.

4.7.4. De acuerdo con los horarios indicados en el Anexo Transacciones del Mercado, la UT informará a cada PM las transacciones bilaterales rechazadas como inválidas y el motivo que lo justifica. El PM contará con un plazo máximo en el que podrá suministrar correcciones a las transacciones bilaterales inválidas, indicando:

- a) Identificación de la transacción bilateral rechazada que corrige;
- b) La transacción bilateral modificada.

4.7.5. La UT rechazará las correcciones a transacciones bilaterales que no cumplan los requisitos indicados en este Reglamento para ser consideradas transacciones válidas. De surgir una corrección inválida, la UT informará a los PMs involucrados junto con el motivo del rechazo.

4.7.6. Una vez recibido las correcciones y si aún existen transacciones rechazadas, la UT determinará como inválida toda transacción bilateral que se refiera a energía vendida o comprada en una transacción bilateral declarada como inválida, e informará a los PMs involucrados.

4.7.7. Toda transacción bilateral que haya sido informada dentro de los plazos y formatos establecidos y que la UT no haya informado al o los PMs involucrados como rechazada, con el motivo que justifica dicho rechazo, será considerada como válida.

4.8. Desviaciones a las Transacciones Bilaterales

4.8.1. En la operación en tiempo real, la administración de la operación, situaciones imprevistas y contingencias podrán llevar a un PM a una inyección o retiro en un nodo, según corresponda, diferente de la energía comprometida en transacciones bilaterales.

- 4.8.2. La UT administrará en cada nodo las desviaciones entre los compromisos de inyección y/o de retiro de las transacciones bilaterales válidas mediante transacciones económicas en los mercados de corto plazo que opere la UT.
- 4.8.3. Un PM que resulte en un intervalo de Mercado inyectando una energía inferior a la comprometida en sus transacciones bilaterales, será considerado en dicho intervalo de Mercado comprador en el MRS del faltante para cumplir con sus transacciones bilaterales. Dichos faltantes serán valorados al Costo Marginal de Operación.
- 4.8.4. Un PM que resulte en un intervalo de Mercado inyectando una energía mayor a la comprometida en sus transacciones bilaterales, será considerado en dicho intervalo de Mercado vendedor en el MRS del excedente sobre sus transacciones bilaterales. Dichos excedentes serán valorados al Costo Marginal de Operación.
- 4.8.5. Un PM que resulte en un intervalo de Mercado retirando de la red una energía inferior a la comprometida en sus transacciones bilaterales será considerado en dicho intervalo de Mercado vendedor en el MRS del sobrante que surge de dichas transacciones bilaterales. Dichos sobrantes serán valorados al Costo Marginal de Operación y la energía retirada será considerada como el retiro físico bajo contrato.
- 4.8.6. Un PM que resulte en un intervalo de Mercado retirando de la red una energía mayor a la comprometida en sus transacciones bilaterales, será considerado en dicho intervalo de Mercado comprador en el MRS del excedente sobre sus transacciones bilaterales. Dichos excedentes serán valorados al Precio del MRS y el retiro físico bajo contrato será igual a sus transacciones bilaterales informadas.

4.8.7. El PM que realiza el retiro físico bajo contrato pagará un cargo explícito que será calculado como el producto de la energía real retirada por la diferencia entre el Precio del MRS y el Costo Marginal de Operación.

4.8.8. Cuando en un intervalo de mercado se presentan congestiones en la red de transmisión las desviaciones a las transacciones bilaterales se determinan según lo indicado en el numeral 15.5.

4.9. Desviaciones a las Transacciones asociadas a Contratos Regulados (Contratos de Libre Concurrencia y Contratos de Naturaleza Pública).

4.9.1. Un PM que resulte en un intervalo de Mercado inyectando una energía inferior a la comprometida en sus transacciones asociadas a contratos Regulados, será considerado en dicho intervalo de Mercado comprador en el MRS del faltante para cumplir con sus transacciones en contrato. Dichos faltantes serán valorados al valor máximo entre el Costo Marginal de Operación, y el costo variable del GGP o unidad térmica más económica según lista de mérito, indistintamente si esta última ha sido despachada o no, para los casos establecidos en este numeral, se considerará lo siguiente:

- a) Para determinar las desviaciones, se considerará que los Contratos Regulados tendrán prioridad de asignación sobre cualquier otro contrato bilateral que posea la unidad o GGP que presenta el déficit de generación.
- b) Se considerará que todos los Contratos Regulados tienen la misma prioridad, por lo que la UT, distribuirá el déficit de manera proporcional entre todos los Contratos Regulados

respaldados con el GGP o unidad generadora correspondiente.

- c) La Unidad de Transacciones determinará en el período de mercado el monto total correspondiente a la diferencia entre el CMO y el costo variable al que se valorarán las compras al MRS por la energía comprada para abastecer los Contratos Regulados.
- d) La UT distribuirá el monto total calculado en el período de mercado de manera proporcional a la energía asociada a cada Contrato Regulado.
- e) La UT aplicará los montos calculados para cada Contrato Regulado como un abono a las empresas distribuidoras y un cargo a los PMs Contrapartes de los Contratos Regulados; en la liquidación del MRS, dichos montos, serán incluidos en el ICT correspondiente, para que los mismos sean considerados en las indexaciones del cargo por energía, de acuerdo con lo indicado en el Art. 90 del Reglamento de la Ley General de Electricidad.

5. OFERTAS DE OPORTUNIDAD

5.1. Objeto.

5.1.1. El objeto de las reglas es establecer los procedimientos mediante los cuales los PM suministrarán a la UT sus requerimientos de retiro flexible. No se suministran ofertas de oportunidad para las inyecciones, pues éstas se determinan a través de un despacho económico de mínimo costo.

5.2. Ofertas de retiro de oportunidad.

5.2.1. Objeto

5.2.1.1. A través de las ofertas de oportunidad, cada PM que retira energía de la red informará a la UT su requerimiento de retiro, adicionales a la demanda comprometida y la flexibilidad asociada.

5.2.1.2. El retiro real de un PM será el resultado de las ofertas de oportunidad, excepto en las condiciones de racionamiento o de emergencia, en que será el resultado de las metodologías específicas que define para estos casos este Reglamento.

5.2.2. Requisitos y Plazos

5.2.2.1. Cada día, el PM que retira de la red debe suministrar a la UT en cada nodo de retiro la oferta de retiro de oportunidad, de acuerdo al formato establecido por la UT en el Anexo Transacciones del Mercado.

5.2.2.2. Opcionalmente, un PM podrá informar a la UT una oferta de retiro de oportunidad como válida por un período mayor de un día. La UT la incluirá en la determinación del predespacho sin requerir confirmaciones diarias. La transacción informada podrá ser modificada de acuerdo al procedimiento establecido en el Anexo Transacciones del Mercado.

5.2.3. Características Generales

5.2.3.1. Cada PM que retira energía de la red tiene la facultad de hacer un manejo de su demanda en función del costo marginal de operación, a través de sus ofertas de oportunidad.

5.2.3.2. La oferta de oportunidad informada en un nodo de retiro de la red indicará el grado de flexibilidad de la demanda asociada.

5.2.3.3. Una oferta de oportunidad de un PM que retira de la red debe identificar al PM y el nodo de retiro, e incluir para cada intervalo de mercado una energía mínima a retirar de la red, que será considerada demanda inflexible. Adicionalmente podrá ofertar uno o más bloques de energía, cada bloque con el precio ofertado correspondiente. La sumatoria de la energía mínima a retirar más todos los bloques ofertados corresponde a la máxima energía que se está dispuesto a retirar de la red.

5.2.3.4. El precio ofertado para un bloque debe ser monótonamente decreciente entre dicho bloque y el siguiente. El PM que retira debe considerar que el Precio ofertado no incluye los Cargos del Sistema, pero que el precio de compra final deberá ser el Precio del MRS de la hora correspondiente, el cual sí incluye dichos cargos.

- 5.2.3.5. El precio ofertado para el primer bloque corresponde al costo marginal de operación a partir del cual en el nodo se ofrece la energía mínima a retirar de la red. Todo costo marginal de operación superior a éste no producirá un decremento en la energía retirada de la red.
- 5.2.3.6. El precio ofertado para el último bloque corresponde al costo marginal de operación a partir del cual ofrece en el nodo incrementar al máximo su energía a retirar de la red. Todo costo marginal de operación inferior a éste no producirá un incremento adicional en la energía retirada de la red.
- 5.2.3.7. La UT considerará que un PM no cumple con su compromiso correspondiente a su oferta de oportunidad en un nodo de retiro si el plazo que transcurre desde que la UT instruye una variación de la energía que retira de la red como resultado de la oferta de oportunidad hasta que dicha variación se realiza es mayor que lo establecido en el Anexo Operación en Tiempo Real. En dicho caso, el PM deberá pagar los costos adicionales asociados con dichos incumplimientos.

5.2.4. Demanda Inflexible

- 5.2.4.1. Un PM que retira energía de la red y no tiene flexibilidad, debe informar en su oferta de oportunidad dicha inflexibilidad, de acuerdo al formato definido en el Anexo Transacciones del Mercado.
- 5.2.4.2. El PM deberá tener en cuenta que una demanda inflexible será considerada como dispuesta a seguir retirando de la red ante cualquier incremento en el Costo Marginal de Operación.

5.2.4.3. La UT administrará la demanda que se declare inflexible en las ofertas de oportunidad como si para cada intervalo de Mercado retira de la red la energía que requiere, no pudiendo solicitarle decrementos salvo condiciones de emergencia y/o racionamientos forzados y/o congestión de la red de transmisión que imposibilite entregar la energía que requiere retirar de la red.

5.2.5. La Unidad Racionamiento Forzado

5.2.5.1. La Unidad Racionamiento Forzado (URF) se agrega en el SAM y representa la demanda que sólo ante emergencias y/o déficit se puede reducir. Su objeto es garantizar el balance virtual de las inyecciones y los retiros en el mercado, en condiciones de déficit en la oferta y/o congestión que requieren para su solución una reducción en la energía retirada de la red mayor que lo ofrecido como disminuciones voluntarias en las ofertas de oportunidad. De resultar en el SAM condiciones de congestión, se agregará una URF en cada MRS.

5.2.5.2. La URF se modela como una unidad generadora o GGP. Las características de los bloques de la URF se establecen de acuerdo a la metodología indicada en el Anexo Racionamiento.

6. CAPACIDAD FIRME

6.1. Objeto

- 6.1.1. El objeto de este capítulo es definir la metodología de cálculo para determinar la capacidad firme de cada central o unidad generadora.
- 6.1.2. La capacidad firme de una unidad es aquella potencia que una unidad o central generadora es capaz de proveer al sistema eléctrico durante los períodos de mayor exigencia del parque generador.
- 6.1.3. La capacidad firme que puede entregar una central hidroeléctrica depende de la disponibilidad del recurso primario, de la tasa de salida forzada y del mantenimiento programado. La capacidad firme de una unidad térmica o geotérmica depende de la disponibilidad de combustible o vapor, de la tasa de salida forzada y del mantenimiento programado. La capacidad firme de una unidad generadora no convencional, tal como eólica, solar, cogeneración y otras, dependerá de la aleatoriedad y disponibilidad de su recurso primario, de la tasa de salida forzada y del mantenimiento programado.
- 6.1.4. Será también objeto de la metodología de cálculo de la capacidad firme, la determinación de los balances y transacciones que resultan entre los PM, producto de las diferencias que existan entre la capacidad firme de sus centrales y unidades generadoras y los compromisos de retiro de la capacidad firme locales o de las transacciones de contratos firmes regionales.

6.1.5. El procedimiento detallado para el cálculo de la Capacidad Firme Inicial, Provisoria, Definitiva, Demanda Máxima, Demanda Reconocida, Protocolo de Pruebas y Estadísticas de Disponibilidad, se desarrolla en este Capítulo y su respectivo Anexo.

6.2. Período de Cálculo de la Capacidad Firme

6.2.1. El período para el cálculo de la Capacidad Firme Provisoria y Definitiva será de un año. La primera semana de cada año se define de acuerdo al numeral 9.1.2 de este Reglamento.

6.2.2. La disponibilidad es igual a uno menos la tasa de salida forzada definida en el numeral 6.18.5 de este Reglamento.

6.3. Demanda para efectos del cálculo de la Capacidad Firme

6.3.1. Se define como período de control las horas de punta (de las 18:00 a las 22:59 horas, de lunes a domingo) y resto (de las 05:00 a las 17:59 horas, excepto para sábados, domingos y días feriados publicados por la UT en su sitio web) correspondientes al período para el cálculo de las capacidades firmes provisorias y definitivas. Anualmente, una vez finalizado el ajuste de la capacidad firme definitiva, la UT efectuará una revisión de la definición del período de control en función del comportamiento real de la demanda registrada durante el Período de cálculo de la capacidad firme (todo el año anterior), y de requerirse una modificación en las bandas horarias, días de semana y feriados que conforman el período de control, la UT deberá presentar la propuesta a la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas para que con el Visto Bueno de la misma, se efectúe la modificación requerida y la misma sea publicada en su sitio web.

6.3.2. La demanda máxima del sistema para el cálculo de la capacidad firme se denominará demanda máxima del sistema en el período de control de la capacidad firme, y se determinará como la máxima generación neta horaria más Retiros Regionales, menos Inyecciones Regionales, más las potencias máximas comprometidas en contratos firmes de inyección regional del período de control del año para el cual se determina la capacidad firme.

6.3.3. Se denomina demanda reconocida, para efectos de cálculo de la capacidad firme de cada Participante de Mercado al consumo o retiro total de éste, que será considerado como retiro en los balances de transacciones de potencia. Se determina de la siguiente forma:

- a) Se considera la demanda máxima retirada en cada mes en las horas de los bloques horarios del período de control, para el período de cálculo de la Capacidad Firme, en la demanda máxima retirada se debe considerar para ambos bloques los contratos firmes de Inyección Regional.
- b) Se selecciona la máxima de las demandas máximas mensuales consideradas en el punto anterior.
- c) Se determina la participación de cada retiro en la demanda máxima del sistema en el período de control de la capacidad firme como la demanda máxima determinada en el punto anterior dividido entre la suma de las demandas máximas de todos los retiros determinada en el literal anterior.
- d) El compromiso de cada retiro es igual a su participación a la demanda máxima del período de control multiplicada por la demanda máxima del sistema en el período de control de la capacidad firme.
- e) Para el caso de un PM comercializador que utilice redes de un PM intermediario, éste acordará con el PM distribuidor los valores a considerar como demanda máxima declarada para el cálculo de su porcentaje de participación en la demanda reconocida, la

cual será restada de la Demanda Máxima declarada por el PM distribuidor. Si la suma de las demandas máximas declaradas de los PMs comercializadores, asociadas a un mismo PM distribuidor, supera la demanda máxima del distribuidor, el



distribuidor no tendrá participación en el cálculo de la demanda reconocida.

6.4. Potencia Máxima Inyectable al Sistema

- 6.4.1. La UT analizará el comportamiento del sistema ante la salida de servicio intempestiva de cada unidad generadora para determinar la potencia máxima que puede salir de servicio intempestivamente sin provocar desviaciones más allá de las máximas o mínimas permitidas para los diferentes parámetros del sistema de potencia definidas en el Anexo “Normas de Calidad y Seguridad Operativa”, evitando el colapso del mismo.
- 6.4.2. La capacidad inicial de una unidad generadora a utilizar en el cálculo de la capacidad firme no podrá ser superior a la máxima capacidad que ella pueda inyectar al sistema, por razones de estabilidad, según lo establecido en el Anexo 15 de este Reglamento.



6.5. Capacidad firme inicial de Centrales Hidroeléctricas

- 6.5.1. La capacidad firme inicial de una central hidroeléctrica es aquella que la central puede aportar en el período de cálculo de la Capacidad Firme determinada en la forma que se indica en esta sección.
- 6.5.2. La hidrología a considerar para el cálculo de la Capacidad Firme inicial, para determinar la Capacidad Firme Provisoria corresponderá a la más baja registrada en los cinco (5) años previos al del año para el que se efectuará cálculo, y se determinará de conformidad a lo establecido en el Anexo 15 de este Reglamento; la Capacidad Firme Definitiva se determinará con base en la energía media semanal realmente inyectada durante el período de cálculo.

- 6.5.3. La capacidad firme inicial de las centrales hidroeléctricas se determina de conformidad a lo establecido en el Anexo 15 de este Reglamento.

6.6. Capacidad firme inicial de Unidades Térmicas y Geotérmicas

- 6.6.1. La capacidad firme inicial de las unidades térmicas es igual a la potencia máxima neta multiplicada por un factor de disponibilidad que toma en cuenta el mantenimiento, la falta de combustible, cumplimiento de inventarios mínimos de combustible y la disponibilidad por salida forzada.
- 6.6.2. La capacidad firme inicial de las unidades geotérmicas es igual a la potencia máxima neta multiplicada por un factor de disponibilidad que toma en cuenta el mantenimiento, la falta de vapor y la disponibilidad por salida forzada.
- 6.6.3. La potencia máxima neta será determinada de acuerdo con el Anexo Información Técnica del Sistema de este Reglamento.

6.7. Capacidad firme inicial de Autoproductores o Cogeneradores

- 6.7.1. Para que a un autoproducer o cogenerador se le reconozca una capacidad firme, debe poder demostrar a la UT que está en condiciones de inyectar potencia al sistema, resultante de los excedentes de su capacidad instalada en relación con su demanda. Para efectos de cálculo de la capacidad firme, los excedentes se representan como una unidad térmica con una potencia máxima igual al máximo excedente de potencia.
- 6.7.2. La capacidad firme inicial de un autoproducer o cogenerador es igual a la potencia máxima multiplicada por un factor de disponibilidad que toma en cuenta el mantenimiento, la falta de combustible y la disponibilidad por salida forzada.

6.8. Capacidad firme inicial de Unidades Generadoras No Convencionales

6.8.1. Para el cálculo de la capacidad firme provisoria, la capacidad firme inicial de unidades generadoras renovables no convencionales se determinará con la menor energía anual, en MEGAVATIOS HORA (MWh), registrada en los últimos cinco (5) años, dividida por OCHO MIL SETECIENTOS SESENTA (8,760) horas. En caso de unidades generadoras renovables no convencionales nuevas en el sistema, su capacidad firme inicial se determinará de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.4 del Anexo 15 de este Reglamento. Para el cálculo de la capacidad firme Definitiva se utilizará el promedio de la energía real inyectada en el período de cálculo de la capacidad firme, en MEGAVATIOS HORA (MWh), registrada en los últimos cinco (5) años, actualizando las inyecciones del último período de la capacidad firme y eliminando el más antiguo, dividida por OCHO MIL SETECIENTOS SESENTA (8,760) horas.

6.9. Contratos Firmes de Retiro Regionales

6.9.1. Las demandas de PMs nacionales abastecidas durante un período mínimo de doce meses, a través de contratos firmes de Retiro Regional, se tomarán como inyecciones de dichos PMs, y se incluirán en la distribución de la demanda máxima con una capacidad firme inicial de conformidad al Anexo 15, siempre y cuando el Retiro Regional cumpla con los requisitos de contratación firme establecidos en la Regulación Regional vigente.

- 6.9.2. Se considera que sólo tienen efecto en la determinación de la capacidad firme del sistema aquellos Retiros Regionales respaldados en contratos firmes cuyas cantidades han sido aprobadas por la SIGET, cuya vigencia cubra un período mínimo de doce meses. Los contratos firmes de Retiro Regional que impliquen compromisos de duración inferiores a dicho período no serán consideradas en el cálculo de la capacidad firme.
- 6.9.3. Los contratos firmes de retiro regionales vigentes durante un período mínimo de doce meses se modelan como generadores locales. La capacidad firme inicial asociada a los contratos firmes de retiro regionales será calculada de acuerdo al Anexo 15 del presente Reglamento.
- 6.9.4. En caso de que por la aplicación de la Regulación Regional la capacidad firme asociada a un contrato firme de Retiro Regional deba ser modificada, el PM debe informar a la UT la nueva capacidad firme asociada a este contrato.
- 6.9.5. Si un contrato firme de Retiro Regional que cumple con la condición establecida en el numeral 6.9.2 de este Reglamento entra en vigencia en una fecha al interior del período anual de junio del año en curso a mayo del año siguiente, el cálculo de la potencia firme se realizará aplicando lo dispuesto en el numeral 6.16 de este Reglamento.

6.10.Limitación a la Capacidad Firme Inicial

6.10.1. Para efectos de confiabilidad del sistema, la capacidad inicial de una unidad generadora nacional y se limitará a un 15% de la demanda máxima utilizada para el cálculo de potencia firme, que incluye la demanda de los contratos firmes de Inyección Regionales. Esta limitación a la capacidad inicial de una unidad generadora, será revisada cada 5 años por la UT, a través de un estudio especializado. Si como resultado del estudio resulta una modificación al límite establecido, éste deberá ser aprobado por la SIGET.

6.11. Contratos Firmes de Inyección Regional

6.11.1. Las demandas regionales abastecidas mediante contratos firmes de Inyección Regional suplidos por PMs nacionales se agregan a la demanda máxima mensual y se consideran como retiros de dichos PMs siempre y cuando la inyección cumpla con los requisitos de contratación firme en la Regulación Regional vigente. 

6.11.2. Las Inyecciones Regionales abastecidas con unidades generadoras nacionales a través de contratos firmes, se consideran como parte de la demanda a ser abastecida y se agrega a la demanda nacional para los efectos de calcular la demanda máxima del período de control de la capacidad firme usada en el balance de capacidad firme.

6.11.3. Se considera que sólo tienen efecto en la determinación de la capacidad firme del sistema aquellas Inyecciones Regionales a través de contratos firmes aprobados por la SIGET y cuya vigencia cubra un período mínimo de doce meses. Los contratos firmes de Inyección Regional que impliquen compromisos de duración inferiores a dicho período no serán consideradas en el cálculo de la capacidad firme.

6.11.4. Si un contrato firme de Inyección Regional que cumple con la condición establecida en el numeral anterior entra en vigencia en una fecha al interior del período anual de junio del año en curso a mayo del año siguiente, el cálculo de la potencia firme se realizará aplicando lo dispuesto en el numeral 6.16 de este Reglamento.

6.11.5. En caso de que por la aplicación de la Regulación Regional la capacidad firme asociada a un contrato firme de Inyección Regional deba ser modificada, el PM debe informar a la UT la nueva capacidad firme asociada a este contrato

6.12.Mantenimiento de Unidades Generadoras

6.12.1. Los mantenimientos de unidades generadoras incluidos en el Plan Anual de Mantenimientos Mayores (PAMM) no se considerará para el cálculo de la tasa de salida forzada.

6.13.Capacidad Firme Provisoria

6.13.1. La capacidad firme de las centrales y unidades generadoras se determina ajustando la suma de las capacidades firmes iniciales a la demanda máxima del sistema en el período de control de la capacidad firme definida en el numeral 6.3.2 de la siguiente manera.

- a) Se calcula la suma de las capacidades firmes iniciales.
- b) Se determina el factor de ajuste a la demanda como la razón entre la demanda máxima del sistema en el periodo de control y la suma de las capacidades firmes iniciales.
- c) La capacidad firme de cada unidad generadora es igual a la capacidad firme inicial multiplicada por el factor de ajuste a la demanda.

6.14. Transacciones de Capacidad Firme Provisoria

6.14.1. En junio de cada año la UT determinará las capacidades firmes correspondientes al próximo período que va desde junio del año en curso a mayo del año siguiente. Estas capacidades firmes se denominarán capacidades firmes provisorias y permanecerán vigentes por doce meses.

6.14.2. Durante el período anual de junio del año en curso a mayo del año siguiente se liquidará mensualmente 1/12 de los montos anuales determinados en dicho balance de capacidad firme.

6.15. Capacidad Firme Definitiva

6.15.1. Una vez transcurrido el período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso, se determinarán las transacciones de capacidad firme definitiva. El procedimiento será el siguiente:

- a) Se calcula la demanda máxima real del sistema y la demanda reconocida con base en los retiros reales ocurridos, es decir se realiza con datos reales las operaciones descritas en el numeral 6.3 de este Reglamento.
- b) Dicha demanda máxima real será usada para realizar el ajuste de la capacidad firme definitiva de las unidades generadoras y centrales, utilizando el mismo procedimiento para el cálculo del

factor de ajuste a la demanda que se usó para la determinación de la capacidad provisoria.

- c) Se realizarán balances de capacidad firme para subperíodos en los cuales se produjeron incorporaciones o retiros de centrales o unidades generadoras o cambios en los contratos.
- d) Se aplicará el cargo por capacidad vigente en cada mes fijado por la SIGET.

6.15.2. El resultado del balance de capacidad firme definitiva se compara con los montos pagados, a título de capacidad firme provisoria, a lo largo del período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso y se liquidan las diferencias, las cuales serán incluidas en el Documento de Transacciones Económicas (DTE) del mes de junio.

6.16. Nuevos PMS y Centrales que entran en Servicio en el Transcurso del año



6.16.1. Si una central entra en operación o modifica su capacidad instalada, o un contrato firme de Retiro Regional, que cumple con lo establecido en el numeral 6.9.2 del presente Reglamento, entra en vigencia en una fecha al interior del período anual de junio del año en curso a mayo del año siguiente, se determinarán valores de capacidad firme: con y sin la central o contrato firme de Retiro Regional que ha entrado o ha sido modificado.

6.16.2. Las capacidades firmes calculadas sin la central o contrato firme de Retiro Regional son válidas para las transacciones desde el primero de junio hasta el día antes a la fecha de puesta en servicio de la central o inicio del contrato firme de Retiro Regional. Aquellas calculadas con la central o contratos firmes de Retiro Regional son válidas desde la fecha de conexión de la central o inicio del contrato firme de Retiro Regional hasta finales de mayo.

- 6.16.3. Si un PM que retira entra en operación, o un contrato firme de Inyección Regional, que cumple con lo establecido en el numeral 6.11.3 del presente Reglamento, entra en vigencia en una fecha dentro del período anual de junio del año en curso a mayo del año siguiente, se determinará dos valores de capacidad firme: con y sin dicho retiro o contrato firme de Inyección Regional.
- 6.16.4. Las capacidades firmes calculadas sin la influencia del PM que retira o el contrato firme de Inyección Regional son válidas para las transacciones desde el primero de junio hasta el día antes a la fecha de puesta en servicio de dicho retiro o inicio del contrato firme de Inyección Regional. Aquellas calculadas con la influencia del PM que retira o contrato firme de Inyección Regional son válidas desde la fecha de conexión o inicio del contrato firme de Inyección Regional hasta finales de mayo.
- 6.16.5. Cada vez que existan cambios en los contratos nacionales o contratos firmes regionales se determinarán subperíodos de cálculo de capacidad firme, al igual que para el caso de incorporación de nuevas centrales. Los balances de capacidad firme serán válidos por un tiempo igual al del subperíodo. Para efectos de ser considerados en el balance de capacidad firme los contratos deben corresponder a períodos mensuales completos, es decir que se inician el primer día de un mes y terminan el último día de un mes.
- 6.16.6. En cada subperíodo originado por cambios en los contratos se utilizan las capacidades firmes correspondientes a ese subperíodo y las demandas máximas del período de control definidas para el cálculo de la capacidad firme.

6.17. Balances de Capacidad Firme

- 6.17.1. Los PMs generadores cuya capacidad comprometida en contratos sea inferior a la suma de las capacidades firmes de sus unidades de generación, se considerarán vendedores de capacidad firme por la diferencia entre ambos valores. En caso contrario, se considerarán compradores.
- 6.17.2. Los PMs distribuidores, usuarios finales o PMs comercializadores cuya demanda reconocida sea inferior a la capacidad comprometida en contratos se considerarán vendedores de capacidad firme por la diferencia entre ambos valores. En caso contrario, se considerarán compradores.
- 6.17.3. Los cálculos de transacciones de capacidad son válidos para cada subperíodo definido por incorporación o retiro de unidades generadoras o por modificación de contratos de suministro.
- 6.17.4. Las transacciones de capacidad indicadas son valoradas al cargo por capacidad que se encuentre vigente.



6.18. Estadísticas de Disponibilidad

- 6.18.1. Unidades térmicas, geotérmicas y centrales hidroeléctricas
- 6.18.1.1. Las disponibilidades se calcularán con la estadística correspondiente a los últimos cinco años. En consecuencia, para el cálculo de la capacidad firme definitiva, deberán considerarse las estadísticas del periodo de doce meses recién transcurrido, las cuales reemplazarán los datos del periodo de doce meses más antiguo que se utilizó para el cálculo provisional.
- 6.18.1.2. Se entiende por Indisponibilidad Forzada la reducción de la potencia generada, salida de servicio, imposibilidad de arranque o de dar plena potencia de una unidad generadora debido a una emergencia, amenaza de emergencia, falla u otra causa fuera del control del propietario de la central.

6.18.1.3. La UT mantendrá actualizada la estadística de disponibilidad de unidades generadoras térmicas, geotérmicas e hidroeléctricas. Para efectos de los cálculos de la capacidad firme, adicionalmente a lo establecido en el numeral 6.18.1.2, también se considerarán como indisponibilidad forzada mantenimientos que no estén programados en el PAMM, y los incumplimientos de los inventarios mínimos de combustibles.

Por lo anterior, en forma más detallada, para el cálculo de la tasa de salida forzada, se deberán considerar explícitamente las siguientes estadísticas:

- a) Horas de mantenimiento menor
- b) Horas de mantenimiento de emergencia
- c) Horas de exceso respecto a los tiempos programados de mantenimientos, independientemente de la causa

Por lo tanto, la UT deberá llevar separadamente las estadísticas relacionadas con las variables indicadas anteriormente.

6.18.1.4. La UT llevará separadamente una estadística de limitaciones de capacidad en unidades térmicas originadas por falta de combustibles y/o el incumplimiento de los inventarios mínimos de combustible y calculará un índice de indisponibilidad por este efecto.

6.18.1.5. La UT mantendrá actualizada una estadística de limitaciones de capacidad en unidades geotérmicas originadas por limitaciones en la disponibilidad de vapor. Las limitaciones de capacidad se medirán en relación con la potencia máxima neta de la unidad generadora. Se determinará un índice de indisponibilidad por este efecto.

6.18.2. Autoprodutores y/o Cogeneradores

6.18.2.1. La UT llevará, para cada autoprodutor y/o cogenerador, una estadística de la disponibilidad de excedentes de potencia al sistema.

6.18.2.2. La disponibilidad del autoprodutor y/o cogenerador se determinará como la disponibilidad de potencia media inyectada al sistema, durante el período para el cálculo de la Capacidad Firme, dividida por el excedente reconocido como potencia máxima.

6.18.2.3. La disponibilidad se calculará para un período de 5 años. En caso de que la UT disponga con menos de cinco años de estadística de operación, ésta utilizará para el cálculo la información disponible.

6.18.2.4. Para unidades generadoras que se incorporen al sistema, el propietario definirá la disponibilidad a aplicar en el cálculo de la potencia firme inicial.

6.18.3. Generadores no convencionales

6.18.3.1. Se utilizará un estudio técnico proporcionado por el propietario, considerando el peor escenario de disponibilidad del insumo que corresponda en el período crítico. Dicho estudio deberá ser aprobado por la SIGET y deberá contar con el Visto bueno de la Dirección General de Energía Hidrocarburos y Minas.

6.18.3.2. Cuando no se disponga de información estadística suficiente, se hará uso de información disponible para la zona geográfica en que se encuentra la unidad generadora.

6.18.4. Estadísticas iniciales

6.18.4.1. Las disponibilidades que se aplicarán inicialmente serán definidas por la UT con base en las estadísticas disponibles de los últimos cinco años de las propias máquinas y serán aprobadas por la SIGET **con el Visto bueno de la Dirección General de Energía Hidrocarburos y Minas**. En el caso de no existir dichas estadísticas o de no considerarse válidas, serán proporcionadas por el propietario por medio de un estudio técnico que deberá ser aprobado por la SIGET **con el Visto bueno de la Dirección General de Energía Hidrocarburos y Minas**. Cada año se reemplazará el año más antiguo de la estadística por las del año.

6.18.4.2. Para unidades generadoras que se incorporen al sistema, el propietario definirá la disponibilidad a aplicar en el cálculo de la potencia firme inicial. Para el cálculo de la potencia firme definitiva se utilizará la tasa de salida forzada medida durante el período de operación correspondiente a ese año. La disponibilidad de los años sucesivos se calculará como aquella tasa calculada con la información correspondiente a los últimos años de operación hasta completar 5 años. Posteriormente cada año se reemplazará el año más antiguo de la estadística por las del último año transcurrido.

6.18.5. Cálculo de la tasa de salida forzada

6.18.5.1. La tasa de salida forzada (TSF) se calcula de conformidad a lo establecido al Anexo 15.

- 6.18.5.2. Durante el mes de junio de cada año, se recalculará la tasa de salida forzada de los generadores. Para ello se sustituirá la estadística de los doce meses más antiguos, por los doce meses que finalizan el 31 de mayo anterior.

6.19. Pruebas de Disponibilidad de Capacidad Firme

- 6.19.1.1. Para las unidades generadoras, diferentes a Retiros Regionales asociados a contrato firmes, que no hayan sido consideradas en el despacho económico durante noventa días, la UT deberá verificar su disponibilidad programando el despacho de las mismas aun cuando no corresponda su operación por razones económicas. Esta operación se programará en el predespacho para el día siguiente y se exigirá un tiempo de operación a plena carga establecido en el Anexo Capacidad Firme de este Reglamento.
- 6.19.1.2. En caso de no poder arrancar la unidad generadora o no poder mantener la potencia máxima por el tiempo requerido, se considerará una indisponibilidad forzada equivalente a una semana en su estadística de disponibilidad y se volverá a programar en el predespacho de un día de la semana siguiente.
- 6.19.1.3. Si en esta segunda prueba de disponibilidad no cumple con los requisitos de la misma, se considerará una indisponibilidad forzada equivalente a un mes y se programará una prueba de disponibilidad, transcurrido un mes desde esta segunda prueba.
- 6.19.1.4. Si en esta tercera prueba de disponibilidad no cumple con los requisitos de la misma, se considerará una indisponibilidad forzada equivalente al resto del período para el que se ha calculado la capacidad firme.

- 6.19.1.5. El costo de arranque y el costo variable correspondiente serán remunerados a la unidad generadora y será pagado por el conjunto de generadores en proporción a la capacidad firme inicial vigente al momento de realizarse la prueba.
- 6.19.1.6. La generación de la unidad despachada en pruebas se considerará generación forzada para efectos de cálculo del costo marginal de operación y del precio en el MRS.

6.20. Precio para valorizar las transacciones de potencia

- 6.20.1. Las transacciones de capacidad firme que resulten del balance anual se valorizarán al Cargo por Capacidad establecido por la SIGET.

6.21. Incumplimiento de Inventarios mínimos de combustible

- 6.21.1. En caso de incumplimiento de los inventarios mínimos de combustible establecidos en el numeral 9 Disponibilidad de los Combustibles del Anexo 04 – Precio de los combustibles de este reglamento, se considerará una indisponibilidad forzada equivalente al número de horas de déficit de combustible que presente el generador térmico, considerando un consumo a plena carga de cada unidad afectada.
- La verificación de los inventarios mínimos de combustible y el cálculo de la penalidad por el incumplimiento de los mismos se efectuará de manera semanal con los datos registrados a las 0:00 horas de cada lunes, tanto para los volúmenes de combustible, como para el nivel del embalse de Cerrón Grande.

7. PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

7.1. Objeto.

7.1.1. El objeto de la programación de la operación es determinar, por parte de la UT en coordinación con el EOR y en la medida que se disponga de información del MER, los planes de despacho de las centrales generadoras, cuya operación en coordinación con la operación de los sistemas de transmisión, deben resultar en una operación que minimiza los costos totales de operación y déficit del sistema eléctrico, sujeto al cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio.

7.1.2. La UT efectuará tres tipos de programación conforme el horizonte cubierto por los planes señalados, a saber, una programación anual, una programación semanal y una programación diaria, llamada también predespacho.

7.2. Programación Anual.

7.2.1. La programación anual deberá cubrir un período de cincuenta y dos semanas a partir del primer día de aplicación y se efectuará según un detalle semanal. Esta programación deberá actualizarse mensualmente conforme se establece en el presente Reglamento.

7.3. Programación Semanal.

7.3.1. La programación semanal deberá cubrir un período de siete días a partir del primer día de aplicación y se efectuará según un detalle horario. Esta programación deberá actualizarse conforme se establece en el presente Reglamento.

7.4. Programación Diaria.

7.4.1. La programación diaria, denominada indistintamente predespacho, será elaborada diariamente, se efectuará conforme un detalle horario, y cubrirá el período de veinticuatro horas correspondiente al día siguiente al cual es efectuada. Esta programación deberá actualizarse conforme se establece en el presente Reglamento.

7.5. Operación en Tiempo Real.

7.5.1. Las maniobras operacionales efectuadas por la UT, en coordinación con el EOR, cuando la misma sea factible, para la Red de Transmisión Regional, en orden a cumplir el plan establecido en la programación diaria a través de las instrucciones de operación y coordinación impartidas por ella a los participantes, en cumplimiento de las exigencias de calidad y seguridad de servicio, se denominará operación en tiempo real.

7.6. Función Objetivo de la Programación Anual, Semanal y Diaria.

7.6.1. La UT, en coordinación con el EOR en lo que aplique y en la medida que se disponga de información del MER, elaborará la programación de la operación teniendo como objetivo determinar los despachos de las centrales y la operación de las instalaciones de transmisión que minimizan los costos totales de operación y déficit en el sistema eléctrico, preservando la seguridad y calidad de suministro. Esta operación se efectuará con independencia de la propiedad de las instalaciones de generación y transmisión señaladas, y con independencia de los compromisos comerciales de los PMs en el Mercado de Contratos nacional.

7.7. Información para la Programación de la Operación.

7.7.1. La información a utilizar para la programación anual, semanal y diaria, será la registrada por la UT conforme lo señalado en el presente Reglamento.

7.8. Coordinación de la Programación de la Operación con el Planeamiento Regional

7.8.1. La UT deberá realizar, en lo que aplique y en la medida que se disponga de información del MER, la programación anual, semanal y diaria en coordinación con la programación que se efectúa a nivel regional por intermedio del EOR.

7.8.2. En la medida que la UT disponga de información confiable sobre los sistemas eléctricos de los demás países integrantes del MER y que las transacciones entre países tiendan a reflejar los resultados de una operación coordinada de los sistemas, o que el EOR en la programación regional suministre dicha información, la programación de la operación se realizará mediante una simulación de la operación coordinada de los sistemas que constituyen el MER. Como resultado de esta simulación se obtendrá el estimado de las Transacciones Regionales.

8. PROGRAMACIÓN ANUAL

8.1. Objeto.

- 8.1.1. La UT efectuará la programación anual con el objeto de:
- a) Disponer de una programación indicativa de la operación a mediano plazo de las instalaciones de generación del sistema eléctrico.
 - b) Detectar con la antelación suficiente la existencia de riesgos potenciales y/o eventuales que afecten la seguridad de abastecimiento de la demanda prevista.
 - c) Entregar una previsión referencial de los costos marginales de producción.
 - d) Identificar posibles limitaciones en el Sistema de Transmisión, que puedan provocar problemas de congestión en las redes.
- 8.1.2. A más tardar el 01 de Mayo de cada año, la UT deberá hacer del conocimiento de los PM y de la SIGET el informe de la Programación Anual del período desde la semana 20 de ese año hasta la semana 19 del año siguiente. El Cronograma para el desarrollo de la Programación Anual se encuentra contenido en el Anexo Transacciones del Mercado.
- 8.1.3. A más tardar el viernes anterior al inicio de cada mes, la UT deberá hacer del conocimiento de los PMs y la SIGET, por medio del portal web de la UT, el informe de la actualización de la Programación Anual correspondiente al período de 52 semanas que inician el lunes siguiente. El cronograma de ejecución de dicha actualización de la programación anual está establecido en el Anexo 6 de este Reglamento.

8.2. Contenidos de la Programación Anual

- 8.2.1. La programación anual deberá contar con los siguientes análisis:

- a) Una programación indicativa de los resultados de la operación del sistema, incluyendo generación por unidad o central, operación de los embalses, trayectoria de cotas, riesgo de vertimiento, y consumo de combustible por tipo.
- b) Un análisis de la seguridad de abastecimiento, identificando las probabilidades de riesgo y estimación de la energía de déficit esperada.
- c) Una proyección de los costos marginales de operación, para condiciones hidrológicas normal (probabilidad de excedencia



50%), seca (probabilidad de excedencia 90%) y húmeda (probabilidad de excedencia 20%).

8.2.2. Con objeto de determinar adecuadamente la operación de los embalses, el horizonte de simulación debe extenderse en dos años hidrológicos adicionales completos, para fines del cálculo de la política operativa y de la simulación del despacho.

8.2.3. Los resultados de la programación anual se presentarán con detalle semanal.

8.2.4. El análisis se efectuará para condiciones hidrológicas normales (probabilidad de excedencia 50%), seca (probabilidad de excedencia 90%) y húmeda (probabilidad de excedencia 20%).

8.3. Información a Utilizar en la Programación Anual

8.3.1. En la programación anual se utilizará la información disponible en la base de datos conformada por la UT, la cual se actualizará con la información requerida a los PMs, según se establece en el Anexo Transacciones del Mercado. Esta información deberá contener al menos:

8.3.1.1. Instalaciones de generación y transmisión existentes:

- a) Estadística disponible de caudales afluentes semanales a las centrales hidroeléctricas.
- b) Pronóstico de caudales afluentes.
- c) Centrales hidroeléctricas: potencia máxima neta, caudal máximo, factor de producción, volumen de regulación, tasa de indisponibilidad forzada y restricciones de operación. En el caso de los embalses se considerará además: la curva de cota-volumen, curva superficie cota, factor de producción volumen (cota), evaporación media mensual y costos de operación y mantenimiento.
- d) Unidades térmicas (que utilizan combustibles tales como derivados del petróleo, carbón o gas natural): potencia máxima neta, consumo

específico de combustible para distintos niveles de potencia, costo variable no combustible y tasa de indisponibilidad forzada.

- e) Unidades geotérmicas: potencia máxima neta, restricciones de operación y tasa de indisponibilidad.
- f) Otras unidades de generación renovable no convencional (capacidad total mayor o igual que 5 MW): potencia máxima neta, disponibilidad proyectada (MW) en etapas semanales, restricciones de operación y tasa de salida forzada.
- g) Instalaciones de transmisión: topología, parámetros y capacidad máxima permitida.

8.3.1.2. En el caso de instalaciones que se ponen en operación durante el período de la programación, se utilizará la información proporcionada por el propietario sobre centrales cuya construcción tiene un compromiso firme o ha sido iniciada. La información faltante será estimada por la UT basándose en fuentes internacionales u Operadores Independientes de Sistemas de otros países.

8.3.1.3. Disponibilidad de las unidades generadoras y sistema de transmisión: información proporcionada por los PMs generadores y transmisores sobre eventuales limitaciones previstas en la capacidad o disponibilidad de las instalaciones por razones técnicas o eventual limitación de combustibles.

8.3.1.4. Proyección de demanda, de acuerdo a la información proporcionada por los PMs y revisada por la UT.

8.3.1.5. Compromisos de Inyección y Retiro firmes Regionales, según los contratos correspondientes.

- 8.3.1.6. Estimación de las Inyecciones y Retiros no asociadas a contratos firmes regionales, basadas en proyecciones de las transacciones esperadas en el MER según la diferencias de costos marginales con los sistemas de los países interconectados o los resultados de la programación regional efectuada por el EOR considerando lo indicado en el numeral 7.8 del presente Reglamento. Alternativamente, la UT podrá considerar su estimación del intercambio en los Enlaces.
 - 8.3.1.7. Programa de Mantenimiento de unidades generadoras y elementos de transmisión aprobado por la UT.
 - 8.3.1.8. Disponibilidad de los combustibles y formas de abastecimiento del mismo.
 - 8.3.1.9. Precios de los combustibles calculados y que serán válidos a partir de la entrada en vigencia de la Programación de la Operación Anual, o su actualización. Dichos precios se considerarán constantes para todo el horizonte de la Planificación de la Operación Anual.
 - 8.3.1.10. Tasa de descuento definida para la actividad de generación por la SIGET.
 - 8.3.1.11. Costo de déficit aprobado por la SIGET.
 - 8.3.1.12. Inyección o retiro previsto al Mercado Mayorista informadas por parte de los autoproductores y cogeneradores.
- 8.3.2. En caso que la UT tenga objeciones o en ausencia de información proporcionada, la UT efectuará una estimación basándose en la información más reciente de que disponga, sin que implique responsabilidad alguna de su parte.

8.4. Resultados de la Programación Anual

8.4.1. Los resultados de la programación anual se publicarán en la página Web de la UT debiendo incluir al menos:

- a) Generación por central,
- b) Cotas de los embalses.
- c) Identificación de las eventuales situaciones de riesgos de déficit.
- d) La energía resultante para las Inyecciones y Retiros firmes regionales,
- e) La energía resultante de las Inyecciones y Retiros no asociadas a contratos firmes regionales.
- f) Proyección de los costos marginales de operación.

8.5. Actualización de la Programación Anual.

8.5.1. Mensualmente, con ocasión de la programación semanal de la primera semana de cada mes, la UT actualizará la programación anual. Se publicarán los resultados para, como mínimo, un período de cincuenta y dos semanas, a partir de la semana en que se realiza la actualización.

8.5.2. Para fines de dicha actualización se utilizará la información más reciente que disponga la UT.

8.5.3. Para las actualizaciones de la programación anual, se considerará la actualización del programa anual de mantenimiento y de la proyección de demanda incluyendo el estimado de Inyecciones y Retiros Regionales considerando lo indicado en los numerales 7.8 y 8.3.1.6 del presente Reglamento, a fin de cubrir el horizonte definido en el numeral 8.2.2.

8.6. Modelos Utilizados en la Programación Anual

- 8.6.1. La UT analizará con los propietarios de las instalaciones las representaciones de éstas en los modelos utilizados para la programación anual.
- 8.6.2. Los modelos a ser usados en los estudios de programación de la operación anual deberán ser presentados a la SIGET para su aprobación.
- 8.6.3. La UT pondrá a disposición de los PM una descripción de los modelos utilizados en la programación anual, incluyendo algoritmo de solución, representación de la demanda, generación, transmisión, etc., según lo establecido en el numeral 3.1.15 de este Reglamento.
- 8.6.4. Los modelos utilizados en la Programación Anual deben permitir efectuar una adecuada representación de las características del sistema, incluyendo sus restricciones. Deben considerar, por lo menos:
 - a) La función objetivo debe ser el abastecimiento de la demanda al mínimo costo esperado de operación y racionamiento, sujeto al cumplimiento de las normas de calidad y seguridad establecidas en este Reglamento.
 - b) Etapas semanales.
 - c) Demanda semanal representada por una curva de duración en al menos 3 bloques.
 - d) Representación de la red de transmisión.
 - e) Horizonte: año hidrológico en curso al momento de la programación más dos años hidrológicos completos.
 - f) Representación de las características de los embalses.
 - g) Consideración de la aleatoriedad hidrológica.
 - h) Valorización del agua de los embalses a optimizar con el costo de reemplazo térmico futuro, denominado valor del agua.
 - i) Caudales afluentes: estadística de caudales afluentes semanales.

- j) Utilización de la serie sintética de caudales generada por el mismo modelo a partir de la información de las semanas anteriores o utilizar un pronóstico de caudales de las centrales hidroeléctricas.
- k) Representación de las transacciones de Inyección y Retiros Regionales.

8.7. Curva de Alerta de los Embalses

- 8.7.1. La UT analizará conjuntamente con los propietarios de las centrales hidroeléctricas el efecto de las políticas de operación económica de los embalses en la seguridad de suministro y propondrá a la SIGET, para su aprobación, la utilización de niveles mínimos, superiores a los límites físicos, a respetar por razones de seguridad de suministro.
- 8.7.2. Las ofertas de inyección al MER a partir de recursos hidráulicos, provendrán solo de aquellas centrales hidroeléctricas que se encuentren en vertimiento o que por los resultados de los diferentes escenarios de programación se prevea llegarán a dicha condición, por tal razón, la UT, en coordinación con el PM correspondiente, definirán las limitaciones al uso de estos recursos de acuerdo con los resultados de la programación semanal, diaria y la operación en tiempo real.

8.8. Información adicional sobre Unidades de Generación Geotérmicas

- 8.8.1. La UT analizará conjuntamente con los propietarios de unidades de generación geotérmica la entrega de información adicional que permita a la UT el monitoreo de las condiciones de explotación de los recursos geotérmicos. La UT presentará a la SIGET, para su aprobación, el listado de información cuya entrega será de estricto cumplimiento para los propietarios de dichas unidades de generación.

9. PROGRAMACIÓN SEMANAL

9.1. Programación Semanal.

- 9.1.1. Cada semana se elaborará una programación de la operación para siete días, que van de lunes a domingo. Esta programación tiene como objeto determinar los planes horarios del despacho en dicho período, que preservando la seguridad de servicio, minimicen el costo total de operación y de déficit en el sistema eléctrico, considerando la función de costo futuro (valor del agua) al final de la semana. La programación semanal incluirá las políticas de operación a aplicar ante contingencias.
- 9.1.2. La primera semana de cada año calendario será tal que coincida con los días indicados para la programación semanal (lunes a domingo), es decir semana uno para la programación de la operación.
- 9.1.3. Los procedimientos y plazos para realizar la programación semanal se definen en el Anexo Transacciones del Mercado

9.2. Reprogramación Semanal

- 9.2.1. La vigencia de la programación semanal será de una semana; sin embargo, si en el transcurso de la misma se producen cambios significativos en los caudales afluentes o en la disponibilidad de unidades generadoras o líneas de transmisión o las Transacciones Regionales que puedan modificar el valor marginal del agua, que produzcan cambios en la generación hidroeléctrica, se efectuará la reprogramación correspondiente, la que tendrá validez por el resto de la semana en curso. Los procedimientos y plazos para realizar la reprogramación semanal se definen en el Anexo Transacciones del Mercado. Se entiende como cambio significativo en relación con la generación hidroeléctrica si la generación de éstas acumulada

desde inicios de la semana difiere en más de 5% de la correspondiente a la establecida en la programación semanal en el mismo periodo.

También se realizará una reprogramación si el propietario de una central hidroeléctrica señala un riesgo potencial de vertimiento o bien de agotamiento del embalse no previsto en la programación semanal.

9.3. Información Requerida para la Programación Semanal.

9.3.1. Los datos técnicos y operativos de las instalaciones serán los vigentes en la base de datos de la UT, la cual se actualizará con información adicional requerida a los PMs. La información requerida es la siguiente:

- a) Proyección de demanda
 - Energía semanal.
 - Demanda de potencia horaria en cada barra del sistema, para la semana a programar.
 - Demandas que pueden variar con el costo marginal del sistema.
- b) Pronóstico determinístico de caudales afluentes en etapas horarias, para todas las centrales correspondiente a la semana a programar.
- c) Niveles de los embalses esperado de acuerdo a la programación semanal vigente
- d) Capacidad disponible de todas las unidades generadoras
- e) Costos variables de las unidades térmicas, con los precios de los combustibles vigentes
- f) Costos de arranque
- g) Programa de mantenimiento de unidades generadoras y elementos de transmisión, aprobados por la UT.

- h) Sistemas de transmisión: capacidad máxima disponible en cada tramo, de conformidad con sus características de diseño y construcción.
- i) Compromisos de Inyección y Retiro firmes regionales, según los contratos correspondientes.
- j) Estimación de las Inyecciones y Retiros no asociadas a contratos firmes regionales, basadas en proyecciones de las transacciones esperadas en el MER según las diferencias de costos marginales con los sistemas de los países interconectados o los resultados de la programación regional efectuada por el EOR considerando lo indicado en el numeral 7.8 del presente Reglamento.



Alternativamente, la UT podrá considerar su estimación del intercambio en los Enlaces.

- k) Pronóstico determinístico de la generación horaria por unidad de acuerdo con los datos de vientos en etapas horarias.
- l) Pronósticos determinístico de la generación horaria por unidad de acuerdo con los datos de irradiación solar en etapas horarias.

9.3.2. En caso que la información requerida para programación semanal no fuere proporcionada por los PMs o fuere incompleta, la UT efectuará una estimación basándose en la información más reciente de que disponga.

9.4. Desarrollo de la Programación Semanal

9.4.1. Antes de realizar la programación semanal se verificará si hay cambios en la proyección de demandas de energía adoptada inicialmente. Si los hubiera, se modificará dicha demanda.

9.4.2. El proceso de la programación semanal se efectuará en dos fases. En la primera, se determinará una tabla de valor del agua en función de la cota final del embalse, usando el modelo de operación de programación de mediano plazo en etapas semanales.

9.4.3. En la segunda fase se determinará la programación semanal en etapas horarias, utilizando el modelo de operación de programación semanal en etapas horarias.

9.5. Concepto de Valor del Agua

9.5.1. El valor del agua de los embalses corresponderá al costo de oportunidad del agua almacenada en un embalse, en relación con la alternativa de uso de las unidades térmicas. Este valor no es determinístico sino que corresponde al valor esperado que resulta de considerar la ocurrencia de los diferentes escenarios hidrológicos futuros.

- 9.5.2. La existencia de embalses de ciclo anual, conduce a que la determinación del valor del agua deba efectuarse simulando la operación del sistema para un horizonte de por lo menos el período que queda hasta terminar el año hidrológico en curso más dos años hidrológicos adicionales completos.
- 9.5.3. El modelo utilizado para simular la operación del sistema deberá representar las características del sistema en general y de los embalses en particular, de modo de permitir determinar una función de costo futuro en cada embalse en función del volumen del mismo al final de la semana para la cual se elabora la programación.
- 9.5.4. En el caso de centrales de pasada, su uso queda determinado por restricciones físicas y de economía de operación dentro de la semana o dentro del día, por lo cual el valor de agua, que se determina con base en transferencias semanales de agua, no aporta información significativa.
- 9.5.5. Se determinará el valor del agua a centrales con un embalse cuyo volumen útil propio más el volumen de los embalses aguas arriba le permite generar a la central, por lo menos siete días a plena capacidad.
- 9.5.6. Para la determinación del valor del agua de la semana a programar se usará el mismo modelo con el cual se efectúa la programación anual en etapas semanales.
- 9.5.7. El resultado de este modelo es una función de costos futuros para cada embalse de regulación, dependiente del nivel del mismo, al final de la semana a programar.

9.6. Modelo para la Programación Semanal

- 9.6.1. La UT realizará la programación semanal, utilizando un modelo matemático que cumpla con los requisitos definidos en el Anexo Sistema de Administración del Mercado (SAM).

- 9.6.2. La UT analizará con los propietarios de las instalaciones las representaciones de éstas en los modelos utilizados para la programación semanal.
- 9.6.3. La UT pondrá a disposición de los PMs una descripción de los modelos utilizados en la programación semanal, incluyendo algoritmo de solución, representación de la demanda, generación, transmisión, etc., según lo establecido en el numeral 3.1.15 de este Reglamento.
- 9.6.4. El modelo que utilice la UT para la programación semanal deberá ser presentado a la SIGET para su aprobación.
- 9.6.5. El modelo deberá contar con las siguientes características:
- a) Horizonte: la semana que se programa
 - b) Etapas acorde al intervalo de mercado definido en el Anexo Cálculo del Precio del MRS.
 - c) Representación de la red sin pérdidas de transmisión, ya que éstas serán consideradas en el pronóstico de Demanda.
 - d) Se consideran los costos de arranque, máximos y mínimos técnicos en las unidades generadoras y la representación de la generación forzada.
 - e) Tiempos mínimos en línea y tiempos mínimos fuera de línea antes del siguiente arranque.
 - f) Tiempo mínimo de arranque sin que la máquina esté plena y térmicamente lista.
 - g) Rampas de toma y disminución de carga.
 - h) Pronóstico determinístico de caudales afluentes en etapas horarias, para todas las centrales correspondiente a la semana a programar.
 - i) Tomar en cuenta la función de costo futuro en función del volumen al final de la semana y realice un despacho horario de los embalses.
 - j) Las centrales hidroeléctricas a las que no se calcula el valor del agua se representan como centrales hidroeléctricas con un

caudal determinístico y las restricciones de operación correspondientes.

- k) Representación de las transacciones de Inyección y Retiros Regionales.

9.7. Resultados de la Programación Semanal

9.7.1. La programación semanal se publicará en la página Web de la UT y deberá entregar los siguientes resultados:

- a) El despacho horario de todas las unidades generadoras.
- b) Los costos marginales de operación horarios, en nodo único, considerando los subsistemas que corresponda en caso de restricciones de transmisión o congestión.
- c) La energía resultante para las Inyecciones y Retiros firmes regionales,.
- d) La energía resultante de las Inyecciones y Retiros no asociadas a contratos firmes regionales.
- e) Indicación de líneas de transmisión congestionadas y su costo asociado.

9.8. Representación de las Centrales o Unidades Generadoras

9.8.1. La potencia máxima despachable será igual a la potencia máxima menos la reserva rodante. Se considerarán los porcentajes de reserva primaria y secundaria exigidos en el Anexo Servicios Auxiliares, de acuerdo con sus características técnicas.

9.8.2. El Costo Variable se calculará como el costo variable combustible más el costo variable de operación y mantenimiento.

9.8.3. Para el costo variable combustible se utilizará el consumo específico neto correspondiente a la potencia máxima neta menos el porcentaje de reserva rodante requerida para Servicios Auxiliares, y el precio de combustible definido de acuerdo al Anexo Precios de los Combustibles.

9.8.4. Para las centrales hidroeléctricas con embalse se tomará en cuenta la función de costo futuro en función del volumen al final de la semana.

9.8.5. Las unidades hidroeléctricas a las cuales no se calcula el valor del agua se modelan como centrales hidroeléctricas con el caudal afluente determinístico proyectado y las restricciones de operación correspondientes.

9.9. Pronóstico de Caudales

9.9.1. La UT analizará y acordará con el propietario de las centrales hidroeléctricas y propondrá a la SIGET, para su aprobación, una metodología para realizar la proyección de caudales determinísticos para la primera semana de programación. Esta metodología tomará en cuenta los caudales afluentes de semanas anteriores y eventuales proyección de lluvias para la semana siguiente.

9.9.2. La UT analizará y acordará con el propietario de las centrales hidroeléctricas y propondrá una metodología para definir series de caudales para las siguientes semanas que reconozca la historia reciente. Estos caudales podrán ser definidos mediante un modelo de generación de caudales u otra metodología especialmente desarrollada para tal efecto.

10. PROGRAMACIÓN DIARIA O PREDESPACHO

10.1.Objeto.

10.1.1. El objeto del predespacho es programar con anticipación la operación del sistema eléctrico del día siguiente, para asignar los recursos disponibles de forma tal de:

- a) Administrar el cubrimiento de la demanda minimizando el costo total de operación y de déficit en el sistema eléctrico, teniendo en cuenta las disponibilidades de potencia, el costo variable de las unidades generadoras y las pérdidas, las ofertas de retiro de oportunidad y la coordinación del despacho económico regional con el EOR, dentro de las restricciones operativas y de transmisión;
- b) Contar con los servicios auxiliares necesarios para mantener los parámetros de calidad y seguridad de la red.

10.1.2. El objeto de las reglas para el predespacho es:

- a) Definir los procedimientos a llevar a cabo por cada PM para suministrar la información para el día siguiente referida a disponibilidad de generación, requerimiento de demanda, y las ofertas de retiro de oportunidad, los contratos nacionales y regionales y las ofertas para las Transacciones Regionales;
- b) Definir los procedimientos mediante los cuales la UT debe realizar la previsión de la operación del día siguiente teniendo en cuenta la demanda prevista, las ofertas de retiro de oportunidad,

la capacidad de generación disponible, la topología de la red y sus requerimientos.

- c) Definir las actividades a ser desarrolladas para coordinar con el EOR la elaboración del predespacho regional.

10.1.3. En el predespacho la UT, con base en la información más reciente, actualizará la programación del día siguiente elaborada en la programación semanal correspondiente. La UT deberá realizar un predespacho nacional inicial el cual no considerará Transacciones Regionales y, posteriormente, una vez cuente con la información necesaria, un predespacho nacional definitivo el cual incluirá las Transacciones Regionales coordinadas con el EOR.

10.1.4. En el predespacho nacional inicial, la UT utilizará la potencia disponible y los costos variables de las unidades generadoras y las ofertas de retiro de oportunidad para determinar los despachos de dichas unidades y las transacciones que resulten al administrar el balance de la operación prevista en el sistema para el día siguiente, incluyendo la administración de las condiciones de congestión previstas en la red de transmisión. En adición a lo anterior, la UT considerará las Transacciones Regionales coordinadas con el EOR para definir el predespacho nacional definitivo,

- 10.1.5. El predespacho nacional inicial se realiza como un despacho hidro-térmico con unidades térmicas, geotérmicas, hidroeléctricas y renovables no convencionales. Para las centrales hidroeléctricas de embalse se utilizará la función del costo futuro en función del volumen al final de la semana. Para las centrales hidroeléctricas de pasada, en el predespacho se programan con una generación horaria con base en el resultado de la programación semanal, realizando los ajustes que correspondan por una diferencia en el afluente o cambios en la forma de la demanda. Para las centrales de generación con base en energías renovables no convencionales, el predespacho se programará con base en los pronósticos horarios de energía proporcionados por el propietario de la central. El predespacho nacional definitivo considerará las Transacciones Regionales coordinadas con el EOR como se indica en el numeral 11.5 del presente Reglamento.
- 10.1.6. La UT debe informar en los tiempos de publicación del predespacho nacional inicial, establecidos en el numeral 4 del Anexo 6 del presente Reglamento, la cantidad ofertable para cada unidad de generación o GGP o demanda flexible, que considera las limitaciones asociadas a preservar la calidad, seguridad, confiabilidad o restricciones técnicas u operativas y considerando las necesidades de reserva primaria y secundaria para las unidades o GGPs.

10.1.7. Para la elaboración del predespacho nacional definitivo, la UT considerará las Transacciones Regionales informadas por el EOR. Si como resultado del modelo SAM se encuentra que el predespacho nacional es infactible o se programan unidades de racionamiento forzado no previstas en el predespacho nacional inicial, la UT solicitará al EOR los ajustes al predespacho regional que sean necesarios hasta lograr dicha factibilidad, priorizando el abastecimiento de la demanda nacional, y preservando, de ser posible, las componentes físicas de los contratos firmes regionales, de acuerdo a los horarios estipulados en el numeral 4 del Anexo 6 del presente Reglamento. Entre las acciones que la UT podrá realizar para lograr la factibilidad del predespacho nacional definitivo se incluye la modificación de las cantidades asociadas a las ofertas de oportunidad enviadas al EOR, eliminando de las mismas todos aquellos bloques, en forma total o parcial, comenzando desde los bloques de mayor precio hacia los de menor precio para el caso de inyecciones y comenzando desde los bloques de menor precio hacia los de mayor precio para el caso de retiros, hasta lograr la cantidad que posibilita dicha factibilidad. En caso de empate de precio para el último bloque a eliminar la UT seleccionará el bloque de la oferta del PM cuya estampa de tiempo sea inferior en la presentación a la UT.

10.1.8. Las actividades a ser desarrolladas para elaborar el predespacho deben cumplir con el cronograma definido en la Regulación Regional vigente, que tiene por objeto la elaboración del predespacho regional.

10.2.Administración del Predespacho.

10.2.1. Cada día, la UT administrará la programación del día siguiente realizando el predespacho. Para ello, la UT contará con un Sistema de Administración del Mercado (SAM), que cumpla con los requisitos definidos en el Anexo Sistema de Administración del Mercado. El modelo deberá:

- a) Permitir representar con el necesario grado de detalle la demanda, la red y sus restricciones, la capacidad disponible y los costos variables de operación de las unidades generadoras y las ofertas de retiro de oportunidad y su flexibilidad, , restricciones técnicas y operativas, y los requerimientos de seguridad y calidad, incluyendo los requisitos de servicios auxiliares;
- b) Efectuar la programación de la generación con base en las unidades generadoras disponibles y sus costos variables, , las ofertas de retiro de oportunidad, y las restricciones del sistema, minimizando el costo de abastecimiento del Mercado;
- c) Permitir representar las Transacciones Regionales coordinadas con el EOR. Estas transacciones deben ser representadas de acuerdo a lo indicado en el numeral 11.5 del presente Reglamento.
- d) Permitir un paso de cálculo igual al intervalo de Mercado, y determinar para cada paso de cálculo los programas de inyección

- y retiro en cada nodo por cada PM y cada unidad generadora o GGP;
- e) Calcular el flujo probable en las líneas y transformadores de la red, para determinar condiciones de congestión, y calcular el costo de la congestión;
- f) Determinar los costos marginales de operación previstos en cada MRS.

10.2.2. La UT realizará el predespacho nacional inicial del día siguiente, utilizando el SAM con los valores de capacidad disponible, demanda y restricciones previstos para el día siguiente. En adición a lo anterior, la UT considerará las Transacciones Regionales coordinadas con el EOR para definir el predespacho nacional definitivo.

10.2.3. La administración del predespacho consiste en definir con el SAM los programas por intervalo de Mercado de inyecciones y retiros de la red a mínimo costo previstos para el día siguiente, de forma tal de:

- a) Abastecer la demanda al mínimo costo.
- b) Administrar las congestiones previstas, a mínimo costo, utilizando la potencia disponible y las ofertas de retiro de oportunidad
- c) Definir las transacciones con el MER, que resultan del predespacho regional, coordinado con el EOR.

10.2.4. Cada día, la UT utilizará los resultados del predespacho nacional definitivo realizado el día anterior como base para administrar el MRS en la operación en tiempo real, realizando los ajustes necesarios para cubrir las desviaciones entre los valores previstos y los valores reales. Igualmente se coordinará con el EOR, con el objeto de actualizar las transacciones con el MER determinadas en el predespacho regional.

10.3. Intercambio de Información.

- 10.3.1. Capacidad de Generación: Cada unidad o central generadora se considerará disponible para operar con su potencia máxima neta, de acuerdo con el registro que lleva la UT, salvo que el PM generador la informe como indisponible o con una restricción de operación en forma justificada.
- 10.3.2. Capacidad de transmisión: Cada día, todo PM transmisor debe informar a la UT la indisponibilidad prevista de transmisión de las líneas y transformadores, incluyendo los elementos de la Red de Transmisión Regional, para el día siguiente. Si no existiera modificación, deberá de reportar como válida la información enviada el día anterior. La UT pondrá a disposición de los PMs dicha información.
- 10.3.3. Cada día, cada PM debe suministrar a la UT la información para el día siguiente indicando la demanda prevista, y las ofertas de retiro de oportunidad si las hubiere, de acuerdo con el procedimiento e información indicada en este Reglamento.
- 10.3.4. El PM Distribuidor es el responsable de recopilar la demanda consolidada de su área de distribución y entregar a la UT la demanda para cada intervalo de Mercado y diaria total prevista para el área en cada nodo en que retira de la red.
- 10.3.5. Cada día, los PMs deben suministrar a la UT la información necesaria para la coordinación con el EOR de la programación de las Transacciones Regionales.
- 10.3.6. Cada día, la UT pondrá a disposición de los PMs la demanda a utilizar en la programación diaria.
- 10.3.7. Cada día la UT pondrá a disposición de los PMs toda la información utilizada para la realización del predespacho nacional inicial y definitivo, de tal forma que este puede ser replicado por cualquier PM.

10.4. Racionamiento Forzado

- 10.4.1. De resultar una condición de déficit previsto en el predespacho nacional inicial, la UT administrará el faltante previsto en primer lugar, realizando Retiros Regionales para suplir déficit nacional de conformidad al numeral 11.8 de este Reglamento y en segundo lugar reduciendo el margen de reserva hasta un nivel de emergencia. De ser esto insuficiente, programará racionamiento forzado de la demanda.
- 10.4.2. Cuando en el predespacho definitivo resulte inyección asignada a la URF, la UT programará dicho racionamiento entre los PMs de acuerdo a la metodología definida en el Anexo 08 Racionamiento.
- 10.4.3. De prever en el predespacho definitivo una condición de Racionamiento Forzado, la UT informará a cada PM la restricción a aplicar a la demanda inflexible, de ser posible, por cada nodo que retira de la red. El PM Distribuidor es el responsable de coordinar la restricción programada total dentro de su área y mantener en la operación en tiempo real dicho programa de reducción forzada de demanda.
- 10.4.4. La UT coordinará con cada PM los programas de racionamiento previstos, de forma tal de contar con la anticipación necesaria para programar su ejecución, y que operativamente dichos racionamientos se puedan llevar a cabo.
- 10.4.5. Los programas de racionamiento son de cumplimiento obligatorio, dentro de la banda de tolerancia definida en el Anexo Operación en Tiempo Real, para mantener el sistema eléctrico en condiciones seguras. Los incumplimientos, fuera de la tolerancia definida, serán sancionados.

10.5.Resultados del Predespacho.

- 10.5.1. Cada día, la UT realizará el predespacho para el día siguiente, de acuerdo a los criterios y procedimientos definidos en este Reglamento.
- 10.5.2. Como resultado del predespacho, la UT obtendrá para cada intervalo de Mercado del día siguiente:
- a) El cubrimiento de la demanda prevista por medio de la programación de las unidades generadoras o GGP y las Transacciones Regionales confirmadas con el EOR.
 - b) Los programas de racionamiento existentes
 - c) La generación obligada prevista;
 - d) De existir, las previsiones de condiciones de congestión, indicando las líneas y transformadores afectados, los MRS y los cargos por congestión;
 - e) El costo marginal de operación previsto del predespacho (ex ante) de él o los MRS previstos que resulten de acuerdo a las condiciones de congestión esperadas.
- 10.5.3. La UT calculará la inyección de energía de cada unidad generadora o GGP.
- 10.5.4. La UT calculará para cada PM, la demanda de energía en cada nodo de retiro.
- 10.5.5. La inyección prevista en el predespacho para cada unidad o GGP, se considera un compromiso de disponibilidad para cada intervalo de Mercado del PM a quien pertenece dicha unidad o GGP.
- 10.5.6. La reducción en la energía que retira de la red un PM en un nodo, que resulta del predespacho, se considera un compromiso del PM de estar preparado para realizar dicha reducción de ser requerida.

10.5.7. Los resultados del predespacho deben ser considerados como valores indicativos, para que cada PM programe con la suficiente anticipación los medios necesarios para cumplir con los programas de inyección y retiro de demanda previstos, y tenga en cuenta la posible evolución del costo marginal de operación y el efecto en el resultado comercial de su actuación en el mercado.

10.6. Costo Marginal de Operación y Precio de la Energía

10.6.1. Características Generales

10.6.1.1. Las transacciones de energía se realizan para cada intervalo de Mercado. Cada MRS tendrá un costo marginal de operación y un precio.

10.6.1.2. La UT calculará los costos marginales de operación con los resultados del SAM.

10.6.2. Criterios Generales para el cálculo del Costo Marginal de Operación.

10.6.2.1. La UT calculará el costo marginal de operación con base en los resultados del SAM, teniendo en cuenta las restricciones existentes, incluyendo las condiciones de congestión, los requerimientos de servicios auxiliares, las ofertas de retiro de oportunidad, las Transacciones Regionales, y la representación de la URF, aplicando la metodología definida en el Anexo Cálculo del Precio en el MRS.

10.6.3. Costos Marginales de Operación en caso de Congestión

10.6.3.1. En un intervalo de Mercado, de existir congestión, el sistema se divide en tantos MRS como sea necesarios, de modo que al interior de cada uno de ellos no existan congestiones. En cada MRS el conjunto de nodos tiene igual costo marginal de operación. Estos costos marginales de operación se calculan de acuerdo a lo indicado en el Anexo Cálculo del precio en el MRS.

10.6.3.2. En un intervalo de Mercado, si no hay congestión, existirá un único MRS, un único costo marginal del sistema y un único precio en el MRS.

10.7.Publicación de Resultados

10.7.1. La UT pondrá a disposición de los PMs en la página Web de la UT los resultados del predespacho del día siguiente.

10.7.2. La UT pondrá a disposición de los PMs los programas previstos para cada intervalo de Mercado del día siguiente de inyección por cada una de las unidades generadoras o GGP y/o de energía a retirar de la red en cada uno de los nodos de retiro, identificando:

- a) Sus transacciones para cada intervalo de Mercado, inyección y/o retiro;
- b) Sus transacciones bilaterales válidas.
- c) Transacciones Regionales coordinadas con el EOR.

10.7.3. La UT pondrá a disposición de los PMs que retiran de la red los programas de racionamiento forzado previstos, de existir. Cada PM Distribuidor debe informar y coordinar los racionamientos previstos en su área de distribución.

10.7.4. Adicionalmente, la UT pondrá a disposición de los PMs las condiciones de congestión previstas para el día siguiente, indicando para cada una:

- a) Identificación de las líneas y transformadores involucrados y período de congestión;
- b) Identificación de los MRS en que se divide el sistema.

10.7.5. La UT publicará en su página Web información para la programación diaria y resultados del predespacho del día siguiente, conteniendo al menos el siguiente detalle:

- a) Demanda horaria
- b) Generación horaria
- c) Ofertas horarias de retiro
- d) Previsión de condiciones de congestión
- e) Costos Marginales de operación horarios
- f) Transacciones de mercado previstas.
- g) Transacciones Regionales programadas.



11. TRANSACCIONES REGIONALES

11.1. Responsabilidad de los Organismos Coordinadores.

- 11.1.1. La UT es la responsable de realizar la coordinación operativa y comercial de las Inyecciones y Retiros Regionales de energía eléctrica.
- 11.1.2. La UT considerará al Ente Operador Regional (EOR) como la contraparte regional para coordinar las Transacciones Regionales de energía eléctrica.
- 11.1.3. Para la coordinación de las operaciones de Inyección y Retiro Regionales, la UT utilizará la Reglamentación Regional.
- 11.1.4. Las transacciones de Inyección y Retiro Regionales enviadas por los PMs deben cumplir los procedimientos y ser administrados con la metodología establecida en el presente Reglamento.
- 11.1.5. En caso de existir contradicciones entre las normas de la Regulación Regional y las del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción, la UT analizará la situación específica y propondrá a la SIGET, de ser necesario, las adecuaciones a este último Reglamento para la armonización de la norma nacional respecto a la regional.

11.2. Presentación de Ofertas.

- 11.2.1. Las cantidades físicas asociadas a contratos regionales y las ofertas asociadas a Transacciones Regionales serán realizadas en los nodos de la RTR de El Salvador.

- 11.2.2. Los PMs Autorizados en el MER podrán efectuar Transacciones Regionales en los Nodos de la RTR sin que se requiera la autorización previa para el uso del equipo de la medición del PM titular de la instalación.

11.3. Contratos de Inyección y Retiro Regionales.

- 11.3.1. Cada contrato de Inyección o Retiro Regional será informado a la UT; dicha información será suministrada a la UT por el PM nacional y confirmada a través del EOR.
- 11.3.2. Las componentes físicas de los contratos no firmes físicos flexibles y contratos firmes al MER serán informadas a la UT por el PM nacional y confirmada a través del EOR.
- 11.3.3. Las ofertas de flexibilidad y de pago máximo por cargos variables de transmisión asociadas a los contratos regionales serán informadas por los PMs a la UT, quien a su vez las informará al EOR. 
- 11.3.4. Las cantidades físicas asociadas a contratos firmes regionales tendrán prioridad en la asignación sobre la atención de las cantidades físicas asociados a contratos no firmes físicos flexibles y las ofertas de oportunidad. A su vez las cantidades físicas asociados a contratos no firmes físicos flexibles tendrán prioridad sobre las ofertas de oportunidad regional.
- 11.3.5. Todas las Transacciones Regionales de contratos estarán sujetas a las mismas condiciones que las del mercado nacional, en la medida en que les aplique, considerando que las Transacciones Regionales de contratos serán definidas por el Ente Operador Regional EOR en el predespacho regional.
- 11.3.6. Los cargos o abonos que surjan dentro del Mercado como resultado de las Transacciones Regionales serán asignados al PM nacional que realiza el Retiro o Inyección bajo el contrato regional.

11.4.Ofertas de Oportunidad al Mercado Eléctrico Regional.

- 11.4.1. Las ofertas de las Transacciones Regionales de oportunidad para el Mercado Eléctrico Regional serán intercambiadas entre la UT y el EOR.
- 11.4.2. Las ofertas realizadas para las Transacciones Regionales de oportunidad serán informadas a la UT por los PMs Autorizados en el MER.
- 11.4.3. Los PMs que realicen ofertas de Inyección o Retiro, diferentes a los PMs titulares de unidades generadoras o GGP o demandas asociadas, deberán tener en cuenta que el alcance de dichas ofertas es exclusivo a las transacciones según lo previsto en el presente Reglamento. La operación de dichas unidades o GGP y demandas siempre recaerán en el PM titular de la instalación y la UT.
- 11.4.4. Los PMs Autorizados en el MER deben efectuar a su cuenta y riesgo las ofertas de precio al MER en las siguientes cuatro (4) situaciones:
 - 11.4.4.1. Ofertas de Inyección Regional de la generación no requerida en el predespacho nacional inicial. Estas ofertas las efectuarán los PMs Autorizados en los nodos de la RTR indicando la unidad o GGP asociada a la oferta.
 - 11.4.4.1.1. La oferta de precio debe ser mayor o igual al costo variable de la unidad o GGP, o valor del agua para las centrales hidráulicas, considerado por la UT en el predespacho nacional inicial, incrementado en los Cargos del Sistema (Csis) promedio horario del

último DTE publicado, aplicables a las Inyecciones Regionales.

- 11.4.4.1.2. La cantidad de energía ofertada no debe superar la cantidad ofertable según lo establecido en el numeral 10.1.6 del presente Reglamento. En caso que la UT reciba una oferta con una cantidad de energía superior a la informada por la UT como cantidad ofertable dicha oferta será rechazada.
- 11.4.4.1.3. Las ofertas de Inyección al MER a partir de recursos hidráulicos, provendrán solo de aquellas centrales hidroeléctricas que se encuentren en vertimiento o que por los resultados de la programación semanal y diaria se prevea llegar a dicha condición, por tal, la UT limitará la cantidad de energía asociada a dichas ofertas de acuerdo a los resultados de la programación semanal, diaria y la operación en tiempo real.
- 11.4.4.1.4. Las ofertas de Inyección al MER no podrán provenir de unidades o GGP que se encuentren bajo pruebas, mantenimientos o se encuentren indisponibles.
- 11.4.4.1.5. En caso que uno varios PMs Autorizados realicen ofertas de Inyección Regional de la generación no requerida en el predespacho nacional inicial, asociadas a la misma unidad o GGP, y la sumatoria de la cantidad de dichas ofertas supera la cantidad ofertable descontando las cantidades físicas de contratos regionales asociadas a la misma unidad o GGP, la UT eliminará de las ofertas de oportunidad todos aquellos bloques, en forma total o parcial, comenzando desde los bloques de mayor precio

hacia los de menor precio hasta lograr la cantidad requerida. En caso de empate de precio para el último bloque a eliminar la UT seleccionará el bloque de la oferta del PM cuya estampa de tiempo sea inferior a la presentación a la UT.

11.4.4.2. Ofertas de Retiro Regional de demanda flexible que no fue casada por precio en el predespacho nacional inicial. Estas ofertas las efectúan los PMs Autorizados en los nodos de la RTR indicando la demanda flexible asociada a la oferta, a partir de la oferta del mercado nacional.

11.4.4.2.1. La oferta de precio de Retiro Regional debe ser menor o igual al precio ofertado en el predespacho nacional inicial.

11.4.4.2.2. La cantidad de energía ofertada no debe superar la cantidad ofertable según lo establecido en el numeral 10.1.6 del presente Reglamento. En caso que la UT reciba una oferta con una cantidad de energía superior a la informada por la UT como cantidad ofertable, dicha oferta será rechazada.

11.4.4.2.3. En caso que uno varios PMs Autorizados realicen ofertas de Retiro Regional de la demanda flexible no casada en el predespacho nacional inicial, asociadas a la misma demanda, y la sumatoria de la cantidad de dichas ofertas supera la cantidad ofertable descontando las cantidades físicas de contratos regionales asociadas a la misma demanda, la UT eliminará de las ofertas de oportunidad todos aquellos bloques, en forma total o parcial, comenzando desde los bloques de menor precio hacia los de mayor precio hasta lograr la cantidad requerida. En caso de empate de precio para el último bloque a eliminar la UT seleccionará el bloque

de la oferta del PM cuya estampa de tiempo sea inferior en la presentación a la UT.

11.4.4.3. Ofertas de Inyección Regional de demanda flexible que fue casada por precio en el predespacho nacional inicial. Estas ofertas las efectúa el PM Autorizado que haya realizado la oferta de flexibilidad en el predespacho nacional inicial en el nodo de la RTR correspondiente, indicando la demanda flexible asociada a la oferta.

11.4.4.3.1. La cantidad de energía ofertada no debe superar la demanda flexible casada en el predespacho nacional inicial descontando las cantidades físicas asociada a contratos regional de inyección.

11.4.4.4. Ofertas de Inyección o Retiro Regional en los Nodos de la RTR. Estas ofertas las efectúa el PM Autorizado que cuente con la autorización indicada en el numeral 11.2.2. del presente Reglamento.

11.4.5. Para el envío de ofertas de oportunidad de inyección al MER, la UT deberá verificar que la sumatoria de todas las cantidades de energía ofertadas no supere la cantidad de energía disponible reportada en el predespacho nacional inicial considerando las cantidades físicas de contratos regionales. Si esta cantidad de energía disponible es superada, se deberán modificar las cantidades asociadas a las ofertas de oportunidad hasta alcanza el valor de energía disponible, eliminando de las mismas todos aquellos bloques, en forma total o parcial, comenzando desde los bloques de mayor precio hacia los de menor precio. En caso de empate de precio para el último bloque a eliminar, la UT asignará la energía disponible en proporción a las ofertas declaradas.

11.4.6. La UT deberá efectuar, en nombre de los PMs que retiran en el Intervalo de Mercado, ofertas de Retiro Regional para sustitución de déficit nacional.

11.4.6.1. La oferta de precio debe ser el precio del último escalón despachado de la Unidad de Racionamiento Forzado (URF). Esta oferta es presentada por la UT bajo las condiciones establecidas en el numeral 11.8 del presente reglamento.

11.5. Predespacho Nacional Definitivo Considerando Transacciones Regionales.

11.5.1. La UT deberá incorporar en el predespacho nacional inicial las Transacciones Regionales programadas y coordinadas con el EOR, dichas transacciones corresponden a las ofertas de oportunidad casadas en el MER y las componentes físicas de los contratos no firmes físicos flexibles y de los contratos firmes programados por el EOR. Lo anterior debe realizarse dentro de los horarios establecidos en el numeral 4 del Anexo 6 del presente Reglamento.

11.5.2. Los Retiros Regionales asociados a demanda flexible casada en el MER deben ser modelados en el SAM como una demanda inflexible ubicada en el nodo correspondiente.

11.5.3. Las Inyecciones Regionales asociadas a demanda flexible que fue casada por precio en el predespacho nacional inicial, deben ser modeladas en el SAM como una reducción al valor de demanda programada en el predespacho nacional inicial en el nodo correspondiente.

- 11.5.4. Para cada Enlace reportado como exportador por el EOR en el predespacho regional, el modelo SAM debe considerar en el nodo de Enlace una demanda inflexible igual al valor programado por el EOR.
- 11.5.5. Para cada Enlace reportado como importador por el EOR en el predespacho regional, el modelo SAM debe considerador en el nodo de Enlace un generador inflexible igual al valor programado por el EOR.
- 11.5.6. En el predespacho nacional definitivo la UT, al incluir las Transacciones Regionales, debe considerar las restricciones técnicas y operativas de las unidades generadoras o GGP, que resulten por la inclusión de Transacciones Regionales casadas en el MER, utilizando para ello el modelo SAM.
- 11.5.7. En caso que se presente una imposibilidad de cumplir con las restricciones técnicas y operativas conforme al numeral anterior, la UT realizará en coordinación con el EOR los ajustes al predespacho regional para que este sea factible. Considerando lo indicado en el numeral 10.1.7 del presente Reglamento.

11.6. Conciliación del MRS.

- 11.6.1. Todas las Inyecciones y Retiros, nacionales y regionales de PMs, serán transadas a los precios respectivos en el MRS.
- 11.6.2. Los PMs con Transacciones de Retiro Regional deberán tener en cuenta que de ser despachado en el MER el Retiro, la UT le asignará una remuneración igual al Retiro Regional programado valorado al Costo Marginal de Operación.

11.6.3. En caso que uno o varios PMs diferentes al PM titular de la demanda flexible haya realizado un Retiro Regional de demanda flexible que no fue casada en el predespacho nacional, la UT asignará a los primeros un cargo a compensar, el cual la UT abonará al PM titular de la demanda. El cargo total a compensar está dado por la siguiente expresión:

$$\text{Retiro a Compensar} = \min(\text{Retiro Flex Predespa} + \sum \text{Retiro Reg Prog. Retiro Real})$$

$$\text{Cargo Total a Compensar} = \text{Retiro a Compensar} \times (\text{CMO} - \text{Pofe})$$

Donde:

Retiro Flex Predespa: Corresponde al Retiro Flexible casado en el Predespacho nacional realizado por el PM titular de la demanda.

Retiro Reg Progr: Corresponde al Retiro Regional Programado en el predespacho regional casado por un PM no titular de la demanda flexible.

Pofe: Precio de Oferta de Oportunidad en el MRS de la demanda flexible realizada por el PM titular de la demanda correspondiente al bloque del Monto a Compensar.

El cargo total a compensar será distribuido entre los PMs no titulares de la demanda flexible a prorrata del Retiro Regional programado.

11.6.4. Los PMs con Transacciones de Inyección Regional deberán tener en cuenta que de ser despachada en el MER la inyección, la UT le asignará una responsabilidad de pago igual a la Inyección Regional programada valorada al precio en el MRS.

11.6.5. La UT recibe del Ente Operador Regional una asignación de pago o abono de los siguientes conceptos:

11.6.5.1. Cobro por Retiros Regionales para sustitución de déficit nacional.

- 11.6.5.2. Cobro por cargos asociados que surjan de los Retiros Regionales del numeral 11.6.5.1, según lo establezca la Regulación Regional vigente.
- 11.6.5.3. Abono o cobro por desviaciones en tiempo real medida en los Enlaces entre áreas de control.
- 11.6.5.4. Abono o cobro correspondiente a los montos facturados por el Cargo Variable de Transmisión neto de las instalaciones de transmisión que no pertenecen a la Red de Transmisión Regional, según lo establezca la Regulación Regional vigente.
- 11.6.6. De las transacciones realizadas en el MRS, por Intervalo de Mercado, surge un monto igual a la suma de todos los abonos o cargos realizados por los PMs y el EOR, el cual debe ser asignado por la UT de acuerdo a lo establecido en el numeral 18.5 del presente Reglamento.



11.6.7. La UT identificará los sobrecostos originados para el cumplimiento de las Transacciones de inyección regional los cuales serán asignados a los respectivos PMs con Transacciones de Inyección Regional programadas. El sobrecosto corresponde a la compensación originada cuando alguna unidad de generación o GGP despachada, y que no está bajo prueba, y su costo variable, incluyendo la parte variable de CAyD, es mayor que el Costo Marginal de Operación. La compensación se determinará de acuerdo con la diferencia entre su costo variable y el Costo Marginal de Operación del intervalo de mercado; se excluye de esta compensación a aquellos PMs que venden únicamente excedentes de generación térmica, a Retiros Regionales a cargo de PMs y a las unidades generadoras que han sido despachadas como generación obligada para suplir el déficit de reserva secundaria. El valor recaudado será asignado como una reducción de los Cargos del Sistema (Csis).

11.6.8. El procedimiento para la determinación y asignación de los sobrecostos originados para el cumplimiento de las Transacciones de Inyección Regional, considerando lo establecido en el numeral 11.6.7, es el siguiente:

11.6.8.1. Con base en los registros del SIMEC se identifican los intervalos de mercado donde existen Transacciones de Inyección Regional.

- 11.6.8.2. En los intervalos de mercado del numeral anterior, y a partir de los registros del SIMEC, se identifican las unidades generadoras o GGP que suplieron las Transacciones de Inyección Regional, estableciendo por medio de la lista de orden de mérito, que las unidades generadoras o GGP de menor costo suplen la demanda del mercado nacional sin desvíos y, las de mayor costo, las Transacciones de Inyección Regional. Esto se realizará de la siguiente manera:
- a) Las Transacciones de Retiro Regional se ubican en la base de la lista de mérito.
 - b) Se apilan las unidades generadoras o GGP a partir de los costos variables, de menor a mayor costo variable, incluyendo la parte variable de CAyD, hasta cubrir la demanda del mercado nacional, sin desvíos.
 - c) Se identifican las unidades generadoras o GGP que suplen las Transacciones de Inyección Regional o demanda regional.
- 11.6.8.3. Excluyendo las unidades que están operando bajo prueba, se determinan las compensaciones de las unidades generadoras o GGP despachadas, que suplen las Transacciones de Inyección Regional, y que tienen un costo variable, incluyendo la parte variable de CAyD, mayor que el Costo Marginal de Operación del intervalo de mercado identificado.
- 11.6.8.4. El monto total de las compensaciones asociadas a las unidades generadoras o GGP que suplen las Transacciones de Inyección Regional, se descuentan del total de las compensaciones determinadas para el intervalo de mercado correspondiente.

11.6.8.5. El monto total descontado se asigna a los PM propietarios de las Transacciones de Inyección Regional del Intervalo de mercado afectado, en forma proporcional a las mismas. Dichos cargos se consignarán en el rubro de ajustes del Documento de Transacciones Económicas de los PM respectivos y se abonarán a los PM generadores afectados que suplieron las Transacciones de Inyección Regional.

11.7. Conciliación de desviaciones en tiempo real del MER.

11.7.1. Las desviaciones normales serán valoradas tanto al Costo Marginal de Operación como al Precio del Mercado Eléctrico Regional correspondiente en cada intervalo de mercado, siendo los precios del Mercado Eléctrico Regional a que se hace referencia, los establecidos en los numerales A4.4.3 literal c) o A4.4.8 o A4.4.9 del Anexo 4 del Libro II del RMER, según corresponda. Las diferencias entre dichos resultados serán internalizadas en el Mercado Mayorista, incluyéndolas en el Monto Remanente de los Cargos del Sistema.

11.7.2. Las desviaciones significativas serán conciliadas de acuerdo a su clasificación, autorizadas o no autorizadas por el EOR.

11.7.2.1. Las desviaciones significativas autorizadas por el EOR, se conciliarán de igual forma que las desviaciones normales, ya sea que el responsable sea un participante de mercado o un agente MER de otro país.

11.7.2.2. Las desviaciones significativas no autorizadas o desviaciones graves determinadas por el EOR se conciliarán de acuerdo a lo siguiente:

- a) Si el responsable es agente MER de otro país, los resultados se internalizarán al Mercado Mayorista de igual forma que las desviaciones normales.
- b) Si el responsable es uno o varios Participantes de Mercado identificados, todo el cargo determinado por el MER relacionado a dicha desviación será asignado a dicho(s) PM(s) y, en caso de no poder identificar al responsable se incluirá en el Monto Remanente.

11.8. Calidad y Seguridad de la Red

- 11.8.1. No importando el tipo de Transacciones Regionales incluidas en el predespacho nacional definitivo y acordadas a través del EOR, la UT tendrá como prioridad el mantener las condiciones de calidad y seguridad operativas del sistema y abastecer la demanda nacional, por lo cual podrá modificar o suspender las Transacciones Regionales si dichas condiciones no son satisfechas. En caso que la UT, en cumplimiento de lo indicado anteriormente, proceda a modificar o suspender las Transacciones Regionales deberá coordinarlo con el EOR, de ser posible, y en caso que aplique, efectuar la solicitud de redespacho regional.
- 11.8.2. Si la UT determina que permanecer interconectado representa un peligro para la seguridad de su operación, podrá coordinar con el EOR, de ser posible, las acciones que considere necesarias para mantener las condiciones de calidad y seguridad del sistema nacional.
- 11.8.3. En caso que la UT por razones de calidad o seguridad de la red deba modificar una inyección o retiro programado, procurará mantener el programa de intercambio en los Enlaces. De no poder cumplir con lo anterior, la UT, en coordinación con el EOR, de ser posible, modificará el intercambio en los Enlaces y la consigna de la Regulación Secundaria de Frecuencia.

11.9.Retiros Regionales para Suplir Déficit Nacional.

11.9.1. Objeto

Mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica cuando la generación disponible, incluyendo los Retiros Regionales, resulte insuficiente para satisfacer la demanda nacional de energía eléctrica y la componente física de los contratos firmes de Inyección Regional.

11.9.2. Ámbito de aplicación

11.9.2.1. En caso de que se determine una condición de déficit de generación en el sistema eléctrico nacional, por falta de unidades generadoras o GGP disponibles, y con los Retiros Regionales de energía sean insuficientes para satisfacer la demanda nacional y la componente física de los contratos firmes de Inyección Regional, siendo necesario el aumento de Retiros Regionales para preservar la calidad y seguridad del sistema eléctrico de potencia, o mantener la continuidad del abastecimiento de la demanda nacional y las componentes físicas de los contratos firmes de Inyección Regional, la UT deberá, en la medida de lo posible, realizar Retiros del Mercado Eléctrico Regional para suplir déficit nacional, siguiendo los procedimientos incluidos en el presente Reglamento y en la Regulación Regional.

12. SERVICIOS AUXILIARES

12.1.Objeto.

12.1.1. El objeto de las reglas para los Servicios Auxiliares es:

- a) Definir los distintos tipos de servicios auxiliares de la red requeridos para mantener la calidad del servicio y la seguridad del sistema;
- b) Definir los criterios técnicos y operativos para establecer los niveles de cumplimiento de los servicios auxiliares que mantendrá la UT;
- c) Definir los requisitos técnicos que debe cumplir un PM para aportar un servicio auxiliar;
- d) Definir las transacciones económicas asociadas a los servicios auxiliares.
- e) Establecer la obligación de coordinación con el EOR para la prestación de servicios auxiliares regionales de acuerdo a las normas establecidas en el Reglamento del MER.

12.1.2. En el predespacho y la operación en tiempo real, la UT asignará los servicios auxiliares requeridos para cumplir los niveles de desempeño mínimo para la calidad y seguridad establecida para el sistema.

12.1.3. Uno o más PMs podrán requerir servicios auxiliares correspondientes a un nivel superior de calidad, debiendo pagar el costo adicional que ello significa en el requerimiento de servicios auxiliares asociado.

12.2.Alcance.

12.2.1. Los niveles de requerimientos de Servicios Auxiliares y los requerimientos técnicos que debe cumplir un PM para aportarlos se indican en el Anexo Servicios Auxiliares.

- 12.2.2. Un PM deberá aportar un servicio auxiliar en la medida que esté habilitado. La UT habilitará a todo PM que cumpla los requisitos técnicos definidos para ello.
- 12.2.3. Los costos y cargos que resulten de incumplimientos en los compromisos de servicios auxiliares serán considerados a pagar por dicho servicio auxiliar, salvo en los casos que este Reglamento indique un tratamiento diferente.
- 12.2.4. Para un intervalo de Mercado, una unidad generadora o GGP se considera indisponible para un servicio auxiliar si: está en mantenimiento o en falla o si el PM informa un impedimento técnico fundamentado, o si la UT verifica un incumplimiento en alguno de sus compromisos técnicos asociados a la habilitación para dicho servicio auxiliar. En este último caso, la unidad generadora o GGP no podrá proporcionar dicho servicio hasta que demuestre poder cumplir con los requerimientos de este Reglamento.



12.3.Reglas para el suministro de Energía Reactiva.

12.3.1. Objeto

- 12.3.1.1. La UT administrará los recursos disponibles para control de tensión con el objeto de lograr una gestión óptima del sistema eléctrico, obteniendo un nivel de calidad de tensión adecuado para el suministro de energía eléctrica.

12.3.2. Características Generales

- 12.3.2.1. El criterio para el ajuste de tensión en el sistema será mantenerla en valores dentro de la banda permitida.
- 12.3.2.2. La administración de la potencia reactiva se realizará bajo una de las siguientes condiciones:

- a) Condición de Tensión normal: Cuando resulta posible controlar la tensión en todos los nodos de la red de transmisión dentro de los límites definidos para la Operación Normal.
- b) Condición de Tensión en emergencia: Cuando no resulta posible controlar la tensión en todos los nodos de la red de transmisión dentro de los límites definidos para la Operación Normal, extendiéndose en tal caso el rango admisible de



tensión a los valores definidos para la Operación en Emergencia.

12.3.2.3. El rango admitido de variación de la tensión en barras del sistema de transmisión para la operación normal y en emergencia se indica en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

12.3.2.4. Cada PM asume un compromiso de potencia reactiva. Ante incumplimientos que ocasionen faltantes deberán pagar un cargo en compensación del costo ocasionado por la cobertura de dicho faltante.

12.3.2.5. Los PMs identificados como responsables de las desviaciones a la operación a mínimo costo que surjan como consecuencia del requerimiento de mantener las tensiones en los nodos de la red dentro de las bandas permitidas, deberán pagar los cargos por energía reactiva que resulten de los procedimientos indicados en el presente Reglamento.

12.3.3. Regulación de Tensión

12.3.3.1. Cada PM Generador debe instalar un medio automático de control de acción continua en los sistemas de excitación de todas las unidades generadoras que se encuentren conectadas a la red, para obtener un voltaje estable en las terminales de los PMs generadores dentro de los límites establecidos.

12.3.3.2. En caso de indisponibilidad de algún equipo requerido para mantener la tensión, la UT solicitará equipamiento de reemplazo, de existir, para mantener la calidad establecida. El costo del mismo será a cargo del o los PM cuya indisponibilidad fue la causa del incumplimiento.

12.3.3.3. Si para mantener el nivel de tensión establecido, la UT requiere despachar generación obligada, ya sea incrementando la inyección de una unidad generadora o GGP o incluso requiriendo la entrada en línea de una unidad o GGP, el o los PM responsables del incumplimiento deberán pagar el costo adicional asociado y la compensación por reducción de ingresos netos de aquellos PMs generadores que redujeron su generación en relación con el despacho económico. Esta compensación será igual a la reducción de generación multiplicada por el costo marginal menos su costo variable o valor del agua.

12.3.4. Obligaciones de un PM Generador

12.3.4.1. Cada PM Generador tiene la obligación de proveer, si resulta necesario para el funcionamiento del sistema, la potencia reactiva que es capaz de suministrar en sus unidades generadoras de acuerdo a la curva de capacidad (P-Q) nominal.

12.3.4.2. A los efectos de lo indicado en el párrafo anterior, cada PM Generador debe informar a la UT la curva de capacidad (P-Q) nominal de cada una de sus unidades generadoras. La información suministrada debe corresponder a datos del fabricante del equipamiento u obtenida por medio de ensayos realizados sobre la unidad generadora siguiendo procedimientos de prueba aceptados internacionalmente. En caso de no hacerlo, la UT la fijará de acuerdo a curvas de capacidad típicas, lo notificará al PM Generador y considerará como disponible la potencia reactiva indicada por dicha curva.

12.3.4.3. En la operación normal se considerará que la unidad generadora está obligada a aportar la potencia reactiva, sin remuneración, hasta la potencia reactiva que se entrega a factor de potencia nominal y a carga despachada. Los generadores renovables no convencionales deben aportar una potencia reactiva a un factor de potencia que pueda variar, de acuerdo con los requerimientos del Sistema, al menos dentro de un rango de factor de potencia de 0.95 p.u. en atraso o en adelanto, según su curva de operación.

12.3.5. Responsabilidad del PM Transmisor

12.3.5.1. El PM transmisor informará a la UT las características técnicas del equipamiento disponible para control de tensión.

12.3.5.2. El PM transmisor pondrá a disposición de la UT sus elementos de control de tensión.

12.3.5.3. Los costos de inversión y operación de equipos de control de tensión del PM transmisor son compensados a través del Cargo por Uso del Sistema de Transmisión (CUST).

12.3.5.4. La UT verificará que los planes de expansión, presentados por la empresa de transmisión para su aprobación por la SIGET, consideren los elementos de compensación reactiva necesarios para mantener los niveles de tensión del sistema de transmisión dentro de los rangos establecidos en las Normas de Calidad y Seguridad Operativa. Las conclusiones de la verificación serán comunicados a la empresa de transmisión y a la SIGET para considerarlos en la aprobación o modificación de los planes mencionados.

12.3.6. Obligaciones de un PM que retira de la red

12.3.6.1. Cada PM que retira energía de la red estará obligado a tener en cada nodo de retiro, en cada intervalo de Mercado, un factor de potencia no menor al establecido en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

12.3.6.2. El PM con incumplimientos en sus obligaciones de reactivos, deberá cubrir el costo del reemplazo de su obligación.

12.3.7. Verificación en el predespacho de la Potencia Reactiva para el control de la tensión

12.3.7.1. En los plazos establecidos para el suministro de información para el predespacho, se deberá suministrar a la UT la información requerida para el control de tensión para cada intervalo de Mercado del día siguiente.

- a) Cada PM Generador debe informar la indisponibilidad prevista de los elementos propios destinados a control de tensión y aporte de potencia reactiva. En caso de no recibir información alguna, se considerarán todos los elementos disponibles.
- b) Cada PM transmisor debe informar la indisponibilidad prevista de los elementos del sistema de transmisión destinados al control de tensión y aporte de potencia reactiva. En caso de no

recibir información alguna, se considerarán todos los elementos disponibles.

- 12.3.7.2. La UT verificará que, para el resultado del predespacho, se obtenga un funcionamiento del sistema de transmisión con las tensiones en los nodos de la red dentro del margen admisible de variación para la operación normal.
- 12.3.7.3. De resultar excedidos los límites admitidos de tensión para la operación normal, la UT buscará realizar las modificaciones necesarias en la potencia reactiva para lograr la operación del sistema dentro de la banda de variación de la tensión para condiciones normales de operación.
- 12.3.7.4. Si realizando lo indicado en el párrafo anterior aún no fuera posible mantener los límites establecidos de tensión para la operación normal, la UT realizará las modificaciones necesarias a la potencia reactiva para hacer posible la operación del sistema dentro de la banda de variación de la tensión para condiciones de operación normal. El criterio a utilizar por la UT para esta modificación del predespacho es minimizar el costo de las desviaciones a la operación de acuerdo al despacho económico.
- 12.3.7.5. Para llevar a cabo lo indicado en el párrafo anterior, la UT podrá realizar las siguientes acciones:
 - a) Incrementar la inyección de una unidad generadora o GGP respecto al valor obtenido en el predespacho. Dicho incremento de inyección será considerada como generación obligada.
 - b) Reducir la inyección de una unidad generadora o GGP respecto al valor resultante del predespacho.

c) Decrementar la energía que retira de la red un PM respecto del valor obtenido en el predespacho.

12.3.7.6. La UT deberá decidir los incrementos y decrementos de energía inyectada o retirada a aceptar buscando que no impliquen llevar al sistema a una condición de congestión en la red de transmisión. La UT informará a los PMs de esta condición indicando las razones por las cuales se modificó el predespacho.

12.3.7.7. Junto con los resultados del predespacho, la UT informará los nodos del sistema de transmisión en que no fue posible controlar la tensión dentro de los límites asignados a la operación normal y las modificaciones realizadas al predespacho por requerimientos de reactivos.

12.3.8. Administración de Reactivos en Tiempo Real

 12.3.8.1. En la operación en tiempo real la UT administrará los recursos disponibles para el control de tensión y aporte de energía reactiva con el objeto de lograr un funcionamiento del sistema de transmisión con las tensiones en los nodos de la red dentro de los límites aceptables, al mínimo costo.

12.3.8.2. El PM generador podrá poner a disposición de la UT el control de su potencia reactiva y de voltaje en sus terminales en forma remota.

12.3.8.3. Cada PM y cada transmisor deben informar oportunamente cualquier desviación respecto de la información suministrada para el predespacho relacionado con la disponibilidad de los elementos que integran el sistema de transmisión, así como con los aportes y requerimientos de energía reactiva.

12.3.8.4. De no poder cumplir con los niveles normales de tensión, la UT considerará al sistema en condición de emergencia administrando los recursos de control de tensión y aportes de energía reactiva para lograr el funcionamiento del sistema de transmisión con las tensiones en los nodos de la red dentro de los límites definidos para la operación en emergencia.

12.3.8.5. De no ser posible aún con lo indicado en el punto anterior controlar la tensión, la UT podrá realizar las siguientes acciones:

- a) Incrementar la inyección de una unidad generadora o GGP respecto al valor obtenido en el predespacho. Dicho incremento de inyección será considerado como generación obligada.
- b) La entrada en operación de una unidad generadora o GGP no considerada en el despacho económico. Los costos de arranque de dicha unidad generadora o GGP, así como su inyección al sistema serán considerados como generación obligada.
- c) Reducir la inyección de una unidad generadora o GGP respecto al valor resultante del predespacho.
- d) Decrementar la energía que retira de la red un PM respecto del valor obtenido en el predespacho. Dicha reducción será considerada como inflexible.
- e) Como última alternativa, efectuar un racionamiento forzado de los retiros de la red por medio de cortes de carga y/o solicitar al PM la desconexión forzada de circuitos.

La UT informará a los PMs de esta condición indicando las razones por las cuales se tomaron estas acciones.

12.3.9. Compensación por Reactivos

- 12.3.9.1. Cada PM que, como resultado de la administración realizada por la UT de los recursos destinados al control de tensión y/o aporte de energía reactiva, resulte con un ajuste en su inyección o retiro de la red que no responda al criterio de administración a mínimo costo de operación sino a requerimientos de control de tensión, recibirá una compensación por reactivos.
 - 12.3.9.2. Una unidad generadora o GGP que reduce su inyección por requerimientos de reactivos recibirá una compensación equivalente a valorizar dicha reducción al Costo Marginal de Operación correspondiente al nodo en que inyecta menos su costo variable o valor del agua.
 - 12.3.9.3. Un PM que reduce su retiro por requerimientos de reactivos recibirá una compensación equivalente a valorizar dicha reducción al precio del MRS correspondiente a su nodo de vinculación con el sistema de transmisión.
 - 12.3.9.4. Un PM al cual se le aplicaron cortes de carga por déficit de energía reactiva recibirá una compensación equivalente a valorizar la demanda prevista interrumpida al precio del segundo bloque de la URF.
 - 12.3.9.5. Un GGP que incrementa su inyección por requerimientos de energía reactiva recibirá una compensación equivalente a valorizar dicho incremento de energía a la diferencia entre el Costo Variable de dicha unidad generadora o GGP y el Costo Marginal de Operación.
 - 12.3.9.6. La UT totalizará el monto a pagar en concepto de compensaciones por reactivos.
- 12.3.10. Pagos en compensación por reactivos

12.3.10.1. La UT recaudará el monto total correspondiente a compensación por reactivos a través de cargos por reactivos a pagar por cada PM responsable de los incumplimientos que obligaron a realizar las desviaciones para el control de tensión y aportes de reactivos, excepto en el caso de una necesidad asignada por la UT al sistema en conjunto.

12.3.10.2. Se considera que tiene un incumplimiento de reactivos:

- a) Una unidad generadora o GGP cuyo aporte de energía reactiva en un intervalo de Mercado resulte inferior a la disponible de acuerdo a su factor de potencia nominal y la UT le haya requerido suministrar hasta dicho límite.
- b) Un PM que retira de la red, cuyo requerimiento de energía reactiva lleve a un factor de potencia de su demanda inferior al establecido.
- c) Un PM transmisor con elementos de control de tensión y/o de compensación indisponibles, los cuales previamente había comprometido con la UT.

12.3.10.3. Para cada PM con incumplimiento de reactivos, la UT determinará para cada intervalo de Mercado el equivalente en potencia reactiva faltante debido a los incumplimientos y respecto a las obligaciones previstas en este Reglamento. Dicho equivalente de potencia reactiva faltante se determinará con el siguiente procedimiento:

- a) En el caso de PMs Generadores, la UT calculará para la operación resultante la diferencia entre la energía reactiva obligatoria y la energía reactiva real aportada por la unidad generadora o GGP.
- b) En el caso de PMs que retiran, la UT calculará la diferencia entre la energía reactiva máxima a extraer de la red y la energía reactiva real requerida.

- c) En el caso de PMs transmisores, la UT calculará la energía reactiva en compensación adicional requerida para compensar los efectos de elementos de control de tensión o elementos de compensación, que previamente había comprometido y estén indisponibles en la operación en tiempo real.

12.3.10.4. El monto por compensaciones de reactivos se asignará entre cada PM con incumplimiento, considerando también, si corresponde, al PM transmisor, como un cargo por reactivos del intervalo de Mercado igual a la proporción del monto total por compensaciones que representa su energía reactiva equivalente faltante respecto de la suma de energía reactiva equivalente faltante de todos los PM con incumplimientos.

12.3.10.5. En el caso de que todos los PMs hubiesen cumplido con las obligaciones previstas en este Reglamento y que aún en dicha condición hubiesen sido necesarias desviaciones a la operación a mínimo costo por necesidades de control de tensión y aportes de energía reactiva, el monto por compensaciones por reactivos será incorporado al precio del MRS de acuerdo a la metodología definida en el Anexo Cálculo del Precio en el MRS.

12.4. Reserva Rodante.

12.4.1. Objeto

12.4.1.1. El servicio de reserva rodante cumple el objetivo de contar con suficiente capacidad de reserva rápida disponible para cubrir desviaciones en la demanda prevista y contingencias en unidades de generación o en el sistema de transmisión.

12.4.1.2. La reserva primaria para regulación primaria de frecuencia, y la reserva secundaria para control automático de generación forman parte de la reserva rodante.

12.4.1.3. La UT asignará el cubrimiento de la reserva rodante a las inyecciones en la red en función de:

- a) Estar la unidad generadora o GGP habilitado técnicamente por la UT para prestar dicho servicio;
- b) Los costos variables y precios de las ofertas de retiro de oportunidad;
- c) El resultado de la operación real.

12.4.2. Requisitos

12.4.2.1. La reserva rodante es una disponibilidad de variar la potencia que se inyecta en la red dentro de un tiempo de respuesta definido. Los requerimientos técnicos se indican en el Anexo Servicios Auxiliares.

12.4.3. Requerimiento de reserva

12.4.3.1. El margen de reserva rodante requerido, incluyendo los compromisos de reserva regionales definidos por el EOR, estará calculado como un porcentaje de la demanda de potencia.

12.4.3.2. Para cada intervalo de Mercado la UT calculará la potencia requerida para reserva rodante, la cual será la suma del aporte de la reserva para Regulación Primaria de Frecuencia y la reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia bajo CAG.

12.4.3.3. La UT deberá emplear los medios necesarios para, de ser posible, en el predespacho y la operación en tiempo real mantener el nivel de reserva rodante establecido.

- 12.4.3.4. El criterio para definir los márgenes de reserva podrá ser modificado por la UT con base en estudios técnicos y económicos que lo justifiquen.
- 12.4.3.5. La UT considerará que cada unidad generadora o GGP que esté generando proporciona físicamente a la red como máximo una reserva rodante igual a la diferencia entre la inyección máxima disponible y que puede entregar con un aviso previo dado por el tiempo de respuesta máximo establecido y su inyección real. Dicha inyección máxima se calcula teniendo en cuenta las restricciones de la red de transmisión, de existir congestión, y las restricciones operativas de la unidad generadora tales como velocidad de toma de carga y cualquier otro límite técnico que afecte su máxima inyección posible.
- 12.4.3.6. Cuando no exista en el despacho la suficiente capacidad de Reserva rodante, ya sea primaria o secundaria, despachada libremente por los PMs, la UT podrá requerir la entrada en operación de una unidad generadora habilitada no despachada.
- 12.4.3.7. De ser imposible aún así cumplir con este requerimiento de reserva, ya sea primaria o secundaria, para regulación en condición normal, la UT disminuirá el porcentaje de requerimiento de reserva hasta lograr que este se iguale a la suma de reserva máxima disponible de las unidades generadoras o GGPs, hasta llegar a los niveles de requerimiento de reserva en condición de emergencia.

12.4.4. Sistema de Monitoreo

- 12.4.4.1. La UT dispondrá de un sistema de monitoreo permanente, mediante el cual recolectará y procesará los datos sobre la operación del sistema, con el objeto de verificar el cumplimiento de las disposiciones sobre la regulación primaria y secundaria de frecuencia.
- 12.4.4.2. La UT elaborará informes mensuales sobre el desempeño de la regulación primaria y secundaria de frecuencia, así como sobre el comportamiento de la respuesta de la generación, identificando las unidades generadoras o GGP que incumplan los requisitos de regulación establecidos respecto a las respuestas y participación requeridas para proveer el servicio de regulación de frecuencia. Dicho informe debe ser del conocimiento de los PMs y la SIGET.
- 12.4.4.3. Si como resultado del monitoreo de la regulación primaria y secundaria de frecuencia, la UT verifica incumplimiento a las reglas establecidas, ésta debe realizar las acciones necesarias para la observancia de las mismas.

12.5. Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia.

12.5.1. Objeto

- 12.5.1.1. La UT asignará entre las unidades generadoras o GGP la reserva para regulación primaria de frecuencia que permita realizar el balance instantáneo entre generación y demanda siguiendo las desviaciones normales de la inyección y el retiro, de acuerdo a los criterios que se definen en este Reglamento.

12.5.2. Requisitos

- 12.5.2.1. Cada unidad generadora tiene la obligación de proporcionar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia. Los requisitos técnicos del equipamiento serán definidos por la UT en el Anexo Servicios Auxiliares, los cuales serán de cumplimiento obligatorio para los PMs generadores.
 - 12.5.2.2. Todo PM Generador debe informar a la UT los parámetros del gobernador de cada unidad generadora, de acuerdo al formato definido en el Anexo Información Técnica del Sistema. Para los PMs que posean generadores renovables no convencionales, deberán informar los parámetros de los equipos utilizados para la regulación primaria de frecuencia.
 - 12.5.2.3. Cada unidad generadora o GGP tiene la obligación de aportar la reserva establecida para regulación primaria de frecuencia, denominada reserva para regulación.
 - 12.5.2.4. Cada unidad generadora tiene la obligación de operar con el regulador de velocidad en modalidad libre para responder automáticamente con la reserva rodante requerida. La UT verificará mediante un procedimiento de monitoreo periódico que las unidades de generación no operen con los gobernadores bloqueados.
 - 12.5.2.5. En los casos que por problemas técnicos transitorios, previamente constatados por la UT, las unidades generadoras no cumplan con los requisitos técnicos para aportar la regulación primaria de frecuencia, la UT asignará a otra unidad generadora o GGP la reserva que no aporta.
- 12.5.3. Requerimiento de reserva para regulación primaria de frecuencia

- 12.5.3.1. La UT determinará el nivel de reserva necesario para regulación primaria de frecuencia, con criterio económico y de calidad, teniendo en cuenta el costo económico de suministrar dicha reserva y el costo de la pérdida de calidad y seguridad del sistema por falta de una reserva adecuada. La potencia disponible para regulación primaria de frecuencia, expresada como un porcentaje de la demanda, se definirá en el Anexo Servicios Auxiliares.
- 12.5.3.2. Ante una condición de racionamiento forzado o riesgo de racionamiento forzado, una condición de emergencia en el sistema, o ante falta de reserva para regulación la UT aplicará una reducción de reserva rodante hasta el porcentaje correspondiente a operación en emergencia.
- 12.5.3.3. La UT asignará la reserva para regulación primaria entre todas las unidades generadoras o GGP, incluyendo reserva en interconexiones internacionales para permitir aporte de regulación primaria de frecuencia.
- 12.5.4. Aporte de reserva para regulación primaria de frecuencia
- 12.5.4.1. Cada unidad generadora o GGP tiene la obligación de participar en la regulación primaria de frecuencia, con un porcentaje obligado de reserva para regulación igual al porcentaje requerido para dicho servicio auxiliar de acuerdo a las condiciones existentes.
- 12.5.4.2. En caso que una unidad generadora o GGP no pueda proporcionar el servicio de reserva para regulación primaria de frecuencia por problemas técnicos, y esta condición ha sido previamente verificada por la UT, el complemento de reserva le será asignado a través de la UT.

12.5.4.3. Los generadores que no cumplan con el compromiso de reserva primaria pagarán un precio por regulación primaria de frecuencia. El precio de regulación primaria de frecuencia es igual a un porcentaje del Costo Marginal de Operación del Sistema en que se ubica la inyección. Dicho porcentaje se establece en el Anexo Servicios Auxiliares. Adicionalmente estos generadores pagarán los mayores costos de operación y la compensación por menores ingresos a las unidades generadoras que modifican su despacho en relación con el despacho económico con reserva uniformemente repartida.

12.5.5. Asignación de reserva para regulación primaria de frecuencia

12.5.5.1. La UT asignará de acuerdo a la función objetivo del despacho económico la reserva para regulación primaria de frecuencia entre las unidades generadoras o GGP, teniendo en cuenta los requerimientos del servicio auxiliar regulación primaria de frecuencia.

12.5.5.2. Cuando no exista en el despacho económico la suficiente capacidad para regulación primaria de frecuencia, la UT podrá requerir la entrada en operación de una unidad generadora habilitada no despachada.

12.5.6. Transacciones de reserva para regulación primaria de frecuencia

12.5.6.1. La UT determinará con base a condiciones ex post, la demanda real, los parámetros técnicos operativos de los generadores, y las unidades que efectivamente estuvieron disponibles, las asignaciones del Servicio de Reserva Primaria de Generación de acuerdo con el numeral 2.1 del Anexo 11.

- 12.5.6.2. Cuando la asignación de Reserva Primaria de Generación en el despacho económico real resulte diferente de la asignación establecida en el numeral 12.5.6.1 debido a incumplimientos en los aportes de reserva primaria, los costos de esta modificación serán distribuidos entre los PMs generadores que estén generando en ese intervalo de mercado y que no hayan cumplido con la regulación primaria de frecuencia establecida en este Reglamento, en proporción con su reserva faltante.
- 12.5.6.3. Cada unidad generadora o GGP que resulte aportando, por motivos de la programación, una reserva primaria para regulación mayor que la requerida para su propio despacho, recibirá un monto en compensación igual a totalizar el producto de la energía asociada a dicha reserva adicional que aporta por el precio del servicio de Reserva Primaria. Adicionalmente recibirá una remuneración por los ingresos que dejó de percibir por dar dicho servicio. Dicha remuneración será compensada por los generadores que no proporcionaron el servicio, en proporción a su faltante de reserva.
- 12.5.6.4. Los ingresos que dejó de percibir por dar dicho servicio adicional, al mantener una reserva mayor a la requerida, se calcularán como la generación real que se redujo por prestar el servicio adicional, limitado al valor de reserva adicional comprometida multiplicado por la diferencia entre el Costo Marginal de Operación correspondiente al despacho real y el costo variable o valor del agua correspondiente.

12.5.6.5. Adicionalmente, si una unidad generadora es despachada para suplir déficit de Reserva Primaria, a pesar que no era económicamente requerida, se calculará la diferencia entre el costo variable de la unidad y el costo marginal de operación multiplicado por la generación de la unidad. Dicho monto será compensado al generador despachado para suplir el déficit de Servicio de Reserva Primaria, y se cobrará a los generadores que no aportan el servicio de Reserva Primaria de Generación en proporción a su déficit de reserva.

12.6.Regulación Secundaria de Frecuencia bajo Control Automático de Generación.

12.6.1. Objeto

12.6.1.1. La UT realizará la regulación secundaria de frecuencia con unidades generadoras o GGPs que se encuentren bajo control del Control Automático de Generación (CAG).

12.6.1.2. La UT asignará reserva para la Regulación Secundaria de Frecuencia bajo Control Automático de Generación (CAG) con el objeto de:

- a) Corregir el error acumulado en la Regulación Primaria de Frecuencia para lograr el balance instantáneo entre generación y demanda mientras se mantiene la frecuencia en su rango establecido;
- b) Mantener el intercambio en las interconexiones internacionales en los valores programados.

12.6.2. Requisitos

- 12.6.2.1. Cada PM Generador debe informar a la UT para cada unidad generadora los parámetros de gobernador de turbina, para que la UT pueda fijar su capacidad de regulación ante variaciones de frecuencia en régimen estable, cuando esté sincronizada a la red.
 - 12.6.2.2. Una unidad generadora o GGP deberá estar habilitado a participar en la Regulación Secundaria de Frecuencia para poder aportar dicho servicio. La UT definirá en el Anexo Servicios Auxiliares los requisitos técnicos adicionales para habilitar una unidad generadora o GGP para participar en el control automático de generación (CAG).
 - 12.6.2.3. La UT podrá requerir auditorias para verificar el cumplimiento de dichos requisitos.
 - 12.6.2.4. La UT definirá el protocolo de comunicación y el procedimiento para incluir una unidad generadora bajo el control del CAG y monitoreará su desempeño, teniendo la facultad de realizar los ajustes que sean necesarios en los controles bajo CAG.
 - 12.6.2.5. Las unidades generadoras representadas en las interconexiones con el MER, no serán consideradas como aporte al servicio de CAG, debido a que las variaciones de los interconectores no son administradas por la estación maestra de la UT.
- 12.6.3. Requerimiento de reserva secundaria bajo CAG

- 12.6.3.1. El criterio para definir el nivel de reserva secundaria bajo control automático de generación tendrá en cuenta el requerimiento técnico de contar con una cantidad de regulación mínima para la sensibilidad del sistema, y la eficiencia económica dado el costo de suministrar la correspondiente reserva de regulación y el costo de la pérdida de calidad de servicio e incremento de la probabilidad de energía no servida por falta de una reserva adecuada. La potencia disponible para regulación secundaria de frecuencia, expresada como un porcentaje de la demanda, se definirá en el Anexo Servicios Auxiliares.
- 12.6.3.2. La UT aplicará el porcentaje correspondiente a operación en emergencia ante una condición de racionamiento forzado o riesgo de racionamiento forzado, una condición de emergencia en el sistema, o ante falta de reserva para regulación.
- 12.6.3.3. La UT definirá en el Anexo Servicios Auxiliares la cantidad de unidades generadoras requeridas para que el servicio de regulación secundaria bajo CAG proporcione la calidad establecida.
- 12.6.4. Aporte de reserva secundaria bajo CAG
- 12.6.4.1. Cada unidad generadora o GGP tiene la obligación de participar en la regulación secundaria de frecuencia, con una reserva igual al porcentaje requerido para dicho servicio auxiliar de acuerdo a las condiciones existentes.
- 12.6.4.2. En caso que una unidad generadora o GGP no esté habilitada para proporcionar el servicio de reserva para regulación secundaria de frecuencia, su complemento de reserva será asignado a otra unidad generadora o GGP por la UT.

12.6.4.3. Las unidades generadoras que no aporten la reserva requerida, deberán pagar por el servicio de regulación secundaria bajo CAG. El precio de Regulación Secundaria de frecuencia es igual a un porcentaje del Costo Marginal de Operación del Sistema en que se ubica la inyección. Dicho porcentaje se establece en el Anexo Servicios Auxiliares. Adicionalmente pagarán el incremento de costo del sistema provocado por el incumplimiento de aportar dicho servicio.

12.6.5. Asignación de reserva secundaria bajo CAG

12.6.5.1. La UT asignará de acuerdo a la función objetivo del despacho económico la reserva para CAG entre las unidades generadoras o GGP habilitados, teniendo en cuenta los requerimientos del servicio auxiliar regulación secundaria de frecuencia bajo CAG.

12.6.5.2. Cuando no exista en el despacho económico la suficiente capacidad para regulación secundaria de frecuencia, la UT podrá requerir la entrada en operación de una unidad generadora habilitada no despachada.

12.6.6. Transacciones de reserva secundaria bajo CAG

12.6.6.1. La UT determinará con base a condiciones ex post, la demanda real, los parámetros técnicos operativos de los generadores, y las unidades que efectivamente estuvieron disponibles, las asignaciones del Servicio de Reserva Secundaria de Generación de acuerdo con el numeral 3.2 del Anexo 11.

- 12.6.6.2. Cuando la asignación de Reserva Secundaria de Generación en el despacho económico real resulte diferente de la asignación establecida en el numeral 12.6.6.1 debido a incumplimientos en los aportes de reserva secundaria, los costos de esta modificación serán distribuidos entre los PMs generadores que estén generando en ese intervalo de mercado y que no hayan cumplido con la regulación secundaria de frecuencia establecida en este Reglamento, en proporción con su reserva faltante.
- 12.6.6.3. Cada unidad generadora o GGP que resulte aportando, por motivo de la programación, una reserva secundaria para regulación mayor que la requerida para su propio despacho, recibirá un monto en compensación igual a totalizar el producto de la energía asociada a dicha reserva adicional que aporta por el precio del servicio de Reserva Secundaria. Adicionalmente recibirá una remuneración por los ingresos que dejó de percibir por dar dicho servicio. Dicha remuneración será compensada por los generadores que no proporcionaron el servicio, en proporción a su faltante de reserva.
- 12.6.6.4. Los ingresos que dejó de percibir por dar dicho servicio adicional, al mantener una reserva mayor a la requerida, se calcularán como la generación real que se redujo por prestar el servicio adicional, limitado por el valor de reserva adicional comprometida, multiplicado por la diferencia entre el Costo Marginal de Operación correspondiente al despacho real y el costo variable o valor del agua correspondiente.

12.6.6.5. Adicionalmente, si una unidad generadora es despachada para suplir déficit de Reserva Secundaria, a pesar que no era económicamente requerida, se calculará la diferencia entre el costo variable de la unidad y el costo marginal de operación multiplicado por la generación de la unidad. Dicho monto será compensado al generador despachado para suplir el déficit de Servicio de Reserva Secundaria, y se cobrará a los generadores que no aportan el servicio de Reserva Secundaria de Generación en proporción a su déficit de reserva. La compensación económica para cada unidad generadora despachada para suplir el Déficit de Servicio



de Reserva Secundaria (DRSec) en un intervalo de mercado, se calculará con la siguiente formula:

$$Comp_DRSec_{g,i} = E_{g,i} * ((CV_g + CAYD_g) - CMO_i)$$

Donde:

$Comp_DRSec_{g,i}$ Monto para compensar a la unidad generadora “g” despachada como generación obligada en el intervalo de mercado “i” para suplir déficit de reserva secundaria (US\$).

$E_{g,i}$: Energía inyectada por la unidad generadora “g” despachada como generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria en el intervalo de mercado “i” (MWh).

CV_g : Costo variable de operación de la unidad generadora “g” despachada como generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria en el intervalo de mercado “i” (US\$/MWh).

$CAYD_g$ Costo de arranque y detención vigente de la unidad generadora “g” despachada como generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria en el intervalo de mercado “i” (US\$/MWh).

CMO_i : Costo marginal de operación en el intervalo de mercado “i” (US\$/MWh).

12.7.Reserva Fría por Confiabilidad (RFC).

12.7.1. Los Contratos de RFC.

12.7.1.1. Si al momento de la entrada en vigencia de este Reglamento, la UT tuviera firmados contratos de servicio de Reserva Fría por Confiabilidad (RFC), los cuales tienen por objeto garantizar la disponibilidad de reserva en unidades generadoras o GGP para darle una cobertura confiable a la demanda nacional de energía eléctrica, dichos contratos seguirán vigentes hasta su fecha de término.

12.7.1.2. Una vez que entre en vigencia este Reglamento, no se llamará a nuevas licitaciones para contratar potencia que provea el servicio auxiliar de RFC, ni tampoco podrán ser renovados los contratos de RFC existentes.

12.7.2. Despacho de unidades generadoras o GGP que prestan el servicio de RFC.

12.7.2.1. Las unidades generadoras o GGP contratados para la prestación del servicio de RFC, serán despachados de acuerdo a los costos variables declarados en el contrato de RFC.

12.7.2.2. Las unidades generadoras que prestan el servicio de RFC podrán determinar el costo marginal de la energía según las mismas reglas que cualquier otra unidad generadora del sistema. Sin embargo, para el caso de unidades de generación que tengan restricciones técnicas que requieran un tiempo mínimo de operación, y en concordancia con la aplicación del concepto de costo marginal en el despacho económico, podrán fijar el costo marginal de la energía en las horas en las que su operación resulte estrictamente necesaria de conformidad con el despacho económico.

12.7.3. Potencia firme de las unidades generadoras del servicio RFC.

12.7.3.1. Se calcula la potencia firme de estas unidades de la misma forma que para todas las unidades generadoras.

12.7.4. Pago por RFC. 

12.7.4.1. El PM generador que preste el servicio por RFC, recibirá mensualmente pagos por concepto de potencia y de energía.

12.7.4.2. Por concepto de potencia el PM generador recibirá:
[Potencia contratada (kW) * Precio contratado (\$/kW-mes)]

Donde:

Potencia contratada = Capacidad contratada teniendo en cuenta la potencia asignada como RFC, las pruebas de capacidad y las indisponibilidades, de acuerdo a lo que establece este Reglamento.

12.7.4.3. Por concepto de energía el PM generador recibirá, por cada unidad generadora o GGP contratado, el monto resultante de la siguiente fórmula:

$$\sum_{i=1}^n CV_E * (E_i - P_i)$$

Donde:

n = # de horas de uso en el mes

CVE = Costo variable de la unidad generadora contratada (\$/MWh);

E_i = Energía inyectada por la unidad generadora contratada (MWh) para cada hora de uso en el mes de liquidación

P_i = Pérdidas de transmisión (MWh). Asignadas de acuerdo al procedimiento contenido en este Reglamento.

12.7.5. Recolección de fondos para el pago del servicio por RFC.

12.7.5.1. Los fondos para el pago del servicio de RFC están constituidos por: (i) la remuneración de la potencia firme de estas unidades generadoras, (ii) la remuneración de la energía generada (iii) el complemento entre el pago a estos valores y el pago que debe efectuarse de acuerdo a lo indicado en el numeral 12.7.4.

12.7.5.2. La UT calculará para el inicio de cada mes el valor de π, para la recolección del pago por RFC del mes, de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$\pi = \frac{(\text{Rem Com RFC}(\$) - \text{Rem Cap F}(\$) - \text{ME}(\$) + \text{Ajustes})}{\text{DMP}}$$

Donde:

π = Recolección del pago por RFC en el mes (\$/MWh)

RemConRFC(\$)

= Remuneración potencia en contrato RFC, calculado con la fórmula:

$$\sum_{i=1}^m [\text{Potencia por RFC contratada}_i (\text{kW} - \text{mes}) * \text{Precio contratado}_i (\$/\text{kW} - \text{mes})]$$

m = Número de unidades generadoras contratadas para RFC;

RemCapF(\$)= Remuneración de la Capacidad firme que constituye un crédito al valor de π , se calcula con la fórmula:

$$\sum_{i=1}^m [\text{Capacidad Firme}_i (\text{kW}) * \text{CargoCapacidad} (\$/\text{kW} - \text{mes})]$$

Donde:

m = Número de unidades generadoras contratadas para RFC;

Capacidad Firme = Capacidad firme reconocida a cada una de las unidades de RFC

CargoCapacidad = Cargo por capacidad aprobado por la SIGET

ME(\$)= Margen por Energía Inyectada, se calcula con la siguiente fórmula:



$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m E_{ij} * (CMG_i - CV_{E_{ij}}) + \text{Compensación por despacho con costo variable mayor que el costo marginal}$$

E_{ij} = Energía inyectada por la unidad generadora j menos las pérdidas de transmisión asociadas;

CVE_{ij} = Costo variable de la unidad generadora j;

CMG_i = Costo marginal horario;

M = Número de unidades generadoras contratadas para RFC;

n = Número de períodos de mercado del mes.

Ajustes = (Valor de Energía por corrección de Demanda) - Penalizaciones.

Valor de Energía por corrección de Demanda = Variación entre el monto recolectado y el esperado para el mes que se está liquidando, producto de la diferencia entre la demanda proyectada y la real.

Penalizaciones = De acuerdo con lo dispuesto en el numeral 12.7.8.

DMP = Demanda mensual proyectada en el Mercado Mayorista (MWh)

12.7.5.3. Cuando el valor del margen es positivo se constituye en un crédito para el ajuste.

12.7.5.4. Si π resulta negativo en un mes dado, se le asignará un valor de cero y el saldo resultante de la liquidación del mes correspondiente, se incluirá en el rubro de Ajustes, como un abono en el cálculo de π del mes siguiente.

12.7.5.5. La UT sumará π al precio del MRS horario. La UT publicará el valor de π y el precio del MRS incluyendo π .

12.7.5.6. El cargo por RFC será recolectado de cada PM que retire energía del sistema en el mes de facturación del servicio de RFC, para lo cual se agregará al Costo Marginal de cada intervalo de Mercado como un cargo más del sistema

12.7.5.7. El complemento del pago por energía del último mes del período de servicio contratado, será recolectado por medio de la aplicación de π en el mes siguiente.

12.7.6. Distribución de los cobros y pagos por RFC

12.7.6.1. El pago por la potencia contratada se hará en el mes siguiente al que se prestó el servicio, y el monto será detallado en el DTE del mes correspondiente.

12.7.6.2. El pago por la energía generada por las unidades generadoras o GGP contratados, se detallará en el DTE del mes siguiente al que se prestó el servicio.

12.7.7. Mantenimientos programados

12.7.7.1. El mantenimiento programado de las unidades generadoras o GGP contratados se registrará por el procedimiento establecido en el Capítulo Coordinación de Mantenimientos del presente Reglamento.

12.7.7.2. La unidad generadora o GGP contratado para prestar el servicio de RFC, no recibirá el pago por potencia que se encuentre indisponible, por el período en que dicha unidad generadora o GGP se encuentre en mantenimiento.

12.7.8. Penalizaciones

12.7.8.1. En caso de falla de una unidad generadora o GGP contratado para prestar el servicio de RFC, dicha unidad generadora o GGP no recibirá el pago por potencia indisponible durante el período de falla, y deberá pagar un monto equivalente al que debería haber recibido en concepto de pago por la potencia contratada, durante el período de dicha falla.

Adicionalmente a los periodos de falla del párrafo anterior, las fallas en el proceso de arranque serán agregadas a las penalizaciones como un periodo de falla equivalente de 24 horas, ya sean estas durante la

prestación del servicio o durante la ejecución del protocolo de pruebas de capacidad.

12.7.8.2. La UT no podrá aplicar la penalización a que se refieren los párrafos anteriores, por un monto superior al pago de 37 días de servicio de RFC en total, por año.

12.7.8.3. En caso que la falla de una unidad generadora o GGP contratado para la prestación del servicio de RFC, se extienda por más de 37 días consecutivos, la UT podrá dar por terminado el contrato.

12.7.8.4. Si transcurridos los 37 días citados la UT no da por terminado el contrato, el PM generador no tendrá derecho a pago alguno hasta que la unidad generadora o GGP contratado para la prestación del servicio de RFC esté disponible, ni tendrá la obligación de pagar multa alguna.



12.7.9. Retiro de unidades generadoras

12.7.9.1. Durante la vigencia del contrato de servicio de RFC, el PM generador no podrá retirar, desconectar o deshabilitar en cualquier forma, la unidad generadora o GGP contratado salvo por los mantenimientos programados.

12.7.9.2. Si por fallas por 37 o más días de una unidad generadora o GGP, se hubiere dado por terminado un contrato de servicio de RFC, el PM generador no podrá retirar, desconectar o deshabilitar en cualquier forma la unidad generadora o GGP objeto del contrato finalizado, hasta la terminación del plazo por el que la misma se había contratado.

12.7.10. Pruebas de las unidades generadoras o GGP

12.7.10.1. Pruebas de Capacidad

12.7.10.1.1. La potencia máxima de las unidades generadoras o GGP contratados para la prestación del servicio de RFC, será comprobada por la UT por medio de pruebas trimestrales, debidamente programadas.

12.7.10.1.2. La potencia máxima real resultante de dichas pruebas hasta un máximo de la potencia contratada, será utilizada para el pago de potencia por RFC, establecido en el numeral 12.7.4 de este Reglamento. La primera prueba de capacidad, a efectos de determinar la potencia a utilizar para el pago inicial por potencia, deberá efectuarse en la primera semana del período para el cual se ha contratado el servicio de RFC.

12.7.10.2. Pruebas de Funcionamiento

12.7.10.2.1. La UT podrá exigir, a los PMs Generadores que tengan unidades generadoras o GGP contratados para proporcionar el servicio de RFC, el arranque de dichas unidades, de acuerdo a las normas de este Reglamento.

12.7.10.3. Pago por la generación de prueba

12.7.10.3.1. La energía generada durante las pruebas será pagada al costo variable de la unidad generadora o GGP sujeto a prueba, y se incluirá en los ajustes para el cálculo de π .

12.7.10.4. Pruebas de Disponibilidad

12.7.10.4.1. Las unidades generadoras que prestan el servicio de RFC están sometidas al régimen general de pruebas para verificar su disponibilidad para los cálculos de potencia firme.

12.7.10.5. Protocolo de pruebas de capacidad

12.7.10.5.1. Para comprobar la capacidad de las unidades generadoras o GGP contratados para la prestación del servicio de Reserva Fría por Confiabilidad (RFC), la UT y la empresa ganadora del contrato de RFC

deberán de realizar la prueba de capacidad de potencia de acuerdo al siguiente protocolo:

- a) Se hará la prueba de capacidad que establece el Reglamento, en la primera semana del primer mes de cada trimestre, que contemple el contrato de RFC.
- b) Antes de cada prueba, la UT y la empresa que brinde el contrato de capacidad de RFC, verificarán la funcionalidad y calibración de los medidores ubicados en el punto de entrega a la red de transmisión y de los transductores para el SAE. Esta verificación debe de realizarse por lo menos con una semana de anticipación a la semana asignada para la prueba de capacidad de RFC.
- c) En caso de tenerse problemas con el SIMEC de la unidad generadora o GGP contratado, la empresa que provee el servicio ganadora del contrato de RFC, tendrá que corregir el problema y para ello, dispondrá de una semana, si no, deberá de reprogramar la fecha de la prueba de capacidad para la siguiente semana.
- d) Una vez verificado el funcionamiento de los medidores, la UT informará el día y la hora exacta en que se realizará la prueba de capacidad de RFC.
- e) La prueba de capacidad estará contemplada en el predespacho correspondiente al día de su ejecución.
- f) Se comprobará que las unidades generadoras o GGP que presten el servicio de RFC inyecten una potencia igual a la potencia máxima contratada por un lapso de tiempo de una hora y de acuerdo a sus restricciones técnicas. Las rampas de subida y de bajada de la planta deberán ser tomadas en cuenta en el predespacho como en el momento de la ejecución de la prueba.
- g) Únicamente para la ejecución de la prueba de capacidad de potencia, será necesario modificar el tiempo de integración del medidor del SIMEC a 5 minutos; es decir que una vez terminada

la prueba deberá de cambiarse de nuevo el tiempo de integración al valor normal de ajuste.

- h) Se tomaran las lecturas de Potencia Real del Medidor (PRM) del SIMEC cada 5 minutos.
- i) La Potencia Resultante (PR) de la prueba, será igual a la suma de todas las lecturas obtenidas dividida entre el número total de lecturas; en caso de que el resultado sea mayor que la capacidad contratada se pagará solamente la capacidad contratada, si el resultado es menor, se pagará dicha potencia
- j) Cada prueba de capacidad deberá documentarse en acta, en la cual deberá constar el lugar, fecha y hora de inicio y finalización de la prueba, identificación del personal de la unidad generadora y la UT presente en la prueba, los datos registrados por el SIMEC, la potencia contratada por RFC, la desviación en MW obtenida, comentarios acerca de la prueba y firma y sello de los participantes. Una copia del acta deberá ser remitida por la UT a la SIGET, dentro de los tres días hábiles siguientes a la realización de la prueba de capacidad.
- k) Si antes o en el transcurso de la prueba de capacidad se produce una contingencia en el sistema que afecte o evite la ejecución de la prueba de capacidad, la UT tendrá la potestad para suspender

o reprogramar la prueba. Las reprogramaciones deberán hacerse a más tardar en la siguiente semana.

12.8. Arranque en Cero Voltaje.

- 12.8.1. Los PM que posean unidades generadoras con capacidad de energizar la red en el caso de una contingencia que provoca el colapso total del sistema, podrán ofrecer dicho servicio a la UT.
- 12.8.2. La UT adjudicará el servicio de arranque en cero voltaje a los PMs que lo ofrezcan y demuestren cumplir con lo requerido en el Anexo Servicios Auxiliares. La UT determinará la capacidad de arranque en cero voltaje que se requiere anualmente; dicha capacidad deberá estar disponible en al menos dos GGP distintos, para garantizar confiabilidad.
- 12.8.3. El cargo por tener la capacidad de arranque en cero voltaje consistirá en un **UPAGO** mensual por la disponibilidad especificada en el Anexo Servicios Auxiliares, el cual será incorporado al precio del MRS de acuerdo a la metodología definida en el Anexo Cálculo del Precio en el MRS.
- 12.8.4. Cada vez que la UT requiera a un PM habilitado que efectúe un arranque en una condición de cero voltaje, el PM recibirá un cantidad fija por dicho arranque, la cual será colectada por la UT del PM que originó la condición de colapso total; en caso que no se pueda atribuir el evento a uno o varios PM específicos, el cargo será incorporado al precio del MRS de acuerdo a la metodología definida en el Anexo Cálculo del Precio en el MRS.

12.8.5. En el caso en que un PM al que la UT le requiera efectuar un arranque en condición de cero voltaje, no pueda cumplir la solicitud, la UT solicitará efectuar el arranque al siguiente PM habilitado. La diferencia de costos por el cargo del arranque y los costos operativos resultantes del incumplimiento, serán pagados por el PM que no cumplió con la solicitud inicial.

12.9.Coordinación de Servicios Auxiliares con el MER.

12.9.1. La UT coordinará los requerimientos de servicios auxiliares del MER con el Ente Operador Regional, de acuerdo al horario establecido en el Anexo Transacciones del Mercado.



13. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

13.1.Objeto.

13.1.1. El objeto de las reglas para la operación en tiempo real es definir los procedimientos que deberán seguir la UT y los PMs mientras se realiza el manejo del sistema de transmisión y del mercado mayorista. En especial, se definen las reglas para el Mercado Regulador del Sistema (MRS), específicamente:

- a) Los procedimientos mediante los cuales la UT administrará el MRS cada día en la operación en tiempo real;
- b) La obligación de la UT de seguir los procedimientos de operación del MER de acuerdo a la Regulación Regional vigente.

13.1.2. En la operación en tiempo real, la UT administrará el MRS con base en los resultados del predespacho y utilizando el SAM para realizar los ajustes necesarios para cubrir a mínimo costo las desviaciones entre los valores previstos y los valores reales.

13.1.3. En lo referido al MRS, la UT utilizará las unidades generadoras disponibles para:

- a) Administrar cada día en tiempo real la generación y la demanda flexible de forma tal de cubrir a mínimo costo las desviaciones que surjan respecto de la oferta y demanda en la operación en tiempo real, incluyendo la administración de las condiciones de congestión que se presenten en la red;
- b) Establecer los costos marginales de operación en tiempo real.

13.2.Facultad de Control de la UT.

13.2.1. Todo PM Transmisor deberá poner a disposición de la UT los medios de control de sus equipos e instalaciones, con el fin de realizar su función de coordinar la operación del sistema. Los equipos que tengan la capacidad de control remoto deberán estar disponibles para ser operados desde el SAE. En donde no exista esta facilidad, el personal destacado en el sitio para operar manualmente los equipos deberá acatar las instrucciones que le indique la UT, excepto en caso de que esto represente peligro para personas o instalaciones, debidamente justificado.

13.2.2. Los PMs con unidades de generación deberán acatar las instrucciones que le indique la UT, excepto en caso de que esto represente peligro para personas o instalaciones, debidamente justificado. Ninguna unidad generadora podrá ser sincronizada al sistema o desconectada del sistema sin la autorización de la UT. El PM Generador deberá poner a disposición de la UT el control de sus unidades en forma remota para el servicio de CAG.

13.2.3. Los PMs Distribuidores y Usuarios Finales deberán acatar las instrucciones que le indique la UT, excepto en caso de que esto represente peligro para personas o instalaciones, debidamente justificado. Ningún PM Distribuidor o Usuario Final podrá conectar o desconectar sus instalaciones del sistema sin autorización de la UT.

13.3.Suministro de Información.

13.3.1. A lo largo de un día, cada PM deberá informar a la UT las modificaciones que surjan a las condiciones informadas el día anterior para el predespacho.

- 13.3.2. La UT actualizará las previsiones en función de los ajustes informados por los PMs y lo observado en tiempo real.
- 13.3.3. Todos los PMs con centrales hidroeléctricas informarán a la UT, cada hora, los caudales afluentes, la proyección de los mismos, el nivel de los embalses, las descargas por compuertas realizadas y cualquier otra información requerida, en los plazos, medios y formatos establecidos por la UT.
- 13.3.4. Todos los PMs con generadores renovables no convencionales informarán a la UT, cada hora, las mediciones del insumo primario, las proyecciones de generación de las siguientes cuatro horas o cualquier otra información requerida, en los plazos, medios y formatos establecidos por la UT.

13.4.Administración.

- 13.4.1. La UT operará el sistema en tiempo real buscando mantener el balance entre oferta, pérdidas y demanda a mínimo costo dentro de las restricciones de transmisión y los requisitos de seguridad y calidad.
- 13.4.2. La UT administrará en tiempo real las desviaciones respecto del predespacho entre la oferta y demanda real, a través del MRS y las unidades generadoras disponibles de forma tal de cubrir las desviaciones a mínimo costo dentro de las prioridades definidas por los requerimientos de calidad y seguridad de servicio. Para ello realizará el seguimiento de la oferta, la demanda y las restricciones en el sistema.

- 13.4.3. Las desviaciones que se produzcan en tiempo real sobre las transacciones netas programadas en un nodo donde exista comercialización a través de un PM intermediario, serán asignadas al PM intermediario de dicho nodo. Este deberá conciliar de mutuo acuerdo la asignación de los cargos o abonos resultantes con cada PM comercializador que haya tenido transacciones a través de dicho nodo. Este procedimiento se efectuará aun en las situaciones en las que el PM informa que alterará sus transacciones por imprevistos propios o de cualquier PM comercializador que utiliza sus instalaciones.
- 13.4.4. En caso de tener que utilizar ofertas de oportunidad de retiro en un nodo en el que existan transacciones del PM intermediario y uno o varios PMs comercializadores, el PM intermediario responsable de cada nodo deberá coordinar dentro de sus instalaciones la aplicación de las variaciones, notificando a los PMs comercializadores, de acuerdo a los bloques reportados por la UT.
- 13.4.5. Luego de una falla o condición de emergencia, la UT, una vez determinada la condición final esperada, deberá realizar un despacho ajustado en el menor plazo posible y pondrá a disposición de los PM la nueva condición de inyección y retiro programados. De ser necesario, el nuevo despacho considerará el redespacho de las Transacciones Regionales coordinadas con el EOR.
- 13.4.6. En condición de emergencia, la UT podrá reducir el nivel de reserva primaria y secundaria hasta el porcentaje establecido para dicha condición, el cual se encuentra establecido en el Anexo Servicios Auxiliares.

- 13.4.7. La UT podrá excepcionalmente alterar el orden económico de despacho, ante requerimientos operativos de calidad y seguridad del servicio o restricciones operativas del sistema eléctrico o condiciones de emergencia o alerta. Dichas situaciones excepcionales registradas deberán ser reportadas por la UT en el informe diario con la correspondiente justificación.
- 13.4.8. La UT coordinará con el EOR la operación en tiempo real con el objeto de preservar los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales y controlar las desviaciones en los Enlaces con respecto a las Transacciones Regionales programadas, considerando lo indicado en el numeral 11.7.3 del presente Reglamento.

13.5.Obligaciones.

- 13.5.1. Cada PM está obligado a mantener sus transacciones dentro de los valores resultantes del predespacho y de las instrucciones giradas por la UT durante la administración en tiempo real del MRS, dentro de la banda de tolerancia definida en el Anexo Operación en Tiempo Real. En el caso de los generadores renovables no convencionales, su inyección a la red estará condicionada a la disponibilidad del recurso primario, a excepción que por razones de seguridad operativa o emergencia la UT solicite disminución de su generación por la desconexión total o parcial de sus equipos.

13.5.2. Toda energía generada en un intervalo de Mercado por una unidad o GGP que resulte diferente que la asignada por la UT, de acuerdo al predespacho y la administración del MRS, por encima de la banda de tolerancia, será tratada de acuerdo a lo indicado en el Anexo Operación en Tiempo Real. Los incumplimientos de un PM fuera de la banda de tolerancia en la reducción de consumo que resulte de las ofertas de oportunidad, serán tratados de acuerdo a lo indicado en el Anexo Operación en Tiempo Real.

13.5.3. Los PMs con centrales hidroeléctricas tendrán la responsabilidad del manejo oportuno de las descargas por compuerta.

13.6.Racionamiento Forzado.

13.6.1. Durante la operación, la UT realizará el seguimiento de los programas de racionamiento previstos en el predespacho, e irá ajustándolo a las modificaciones que surjan respecto de la oferta y demanda prevista, de forma tal de mantener el balance en el sistema eléctrico y la calidad y seguridad de la operación de la red.

- 13.6.2. En la operación en tiempo real, condiciones de falla y/o congestión imprevistas pueden requerir para su solución un nivel de flexibilidad de la demanda mayor que el ofertado. En estos casos la UT administrará el faltante que surge considerando el uso de las siguientes medidas en el orden que la UT defina según las circunstancias: modificar o suspender las Transacciones Regionales de inyección, manteniendo, de ser posible, las transacciones asociadas a contratos firmes regionales; reducir el margen de reserva hasta un nivel de emergencia; procurar realizar Retiros Regionales de energía para sustitución de déficit nacional de acuerdo al numeral 11.8 del presente Reglamento. De ser todo lo anterior insuficiente, la UT administrará el MRS mediante restricciones al abastecimiento a través de la URF.
- 13.6.3. La UT distribuirá el racionamiento requerido, o sea la inyección asignada a la URF, entre cada PM de acuerdo a la metodología de asignación y programación del Racionamiento Forzado establecido en este Reglamento. Los programas de racionamiento que asigne la UT serán de cumplimiento obligatorio.
- 13.6.4. La UT coordinará con cada PM que retira de la red la reducción forzada a aplicar a los retiros de la red. Para el caso de un PM Distribuidor, la información suministrada por la UT incluirá la correspondiente a la demanda comercializada por el PM Distribuidor y por terceros en su área de distribución. El PM Distribuidor es el responsable de coordinar la restricción programada total dentro de su área y de mantener en la operación en tiempo real dicho programa de reducción forzada de demanda.

13.7. Generación Obligada.

- 13.7.1. Las restricciones operativas de transmisión, calidad y seguridad pueden requerir programar y operar el sistema en una condición de oferta y demanda distinta a la de mínimo costo de abastecimiento.
- 13.7.2. La sustitución de unidades generadoras o GGP's indisponibles total o parcialmente no serán consideradas generación obligada y afectará el costo marginal de operación. Dichos incumplimientos deberán ser consideradas a través de la Tasa de Salida Forzada, utilizada para el pago de capacidad firme.
- 13.7.3. Los cargos y abonos por generación obligada serán calculados de acuerdo con la metodología descrita en el Anexo Cálculo del Precio en el MRS.

13.8. Precio del MRS.

- 13.8.1. La UT calculará los precios del MRS ex post, con la metodología detallada en el Anexo Cálculo del Precio en el MRS.

13.9. Resultados de la Operación.

- 13.9.1. Cada día, la UT pondrá a disposición de cada PM, en la página Web de la UT, los resultados del día anterior discriminados por intervalo de Mercado de inyección de cada unidad generadora o GGP y de retiro en cada nodo que se obtienen en el MRS de la operación real, con la información indicada en este Reglamento. La información referente a Transacciones Regionales será puesta a disposición de los PMs una vez esta haya sido suministrada por el Ente Operador Regional.

13.9.2. La UT pondrá a disposición de cada PM, por intervalo de Mercado, los valores de inyección y de retiro en cada nodo, que resultan del SIMEC o del SAE, identificando:

- a) Las transacciones para cada intervalo de Mercado, de venta y/o compra, en función de la inyección y retiro real respecto de la demanda comprometida, incluyendo las Transacciones Regionales;
- b) Toda restricción que alteró el despacho previsto;
- c) La generación obligada;
- d) Las restricciones reales en la red de transmisión;
- e) Los Costos Marginales de Operación;
- f) Los precios indicativos del MRS;
- g) Los cargos del sistema indicativos.

13.9.3. Adicionalmente, la UT informará las condiciones de congestión registradas, indicando para cada una:

- a) Identificación de los equipos que restringieron la transferencia de energía y el período de congestión;
- b) Número de MRS en que se dividió el sistema, los nodos en cada MRS y los costos correspondientes;
- c) Cargos que resulten por congestión.

13.9.4. La UT pondrá a disposición de los PMs los resultados de la operación en tiempo real, en el plazo indicado en el Anexo Transacciones del Mercado.

13.9.5. La UT informará a los PMs de las transacciones declaradas en el MC y las asignadas en el MRS con base en lo establecido en el numeral 4.8.

- 13.9.6. Las desviaciones del despacho en el nodo de un PM intermediario, que involucran las transacciones propias y las de cualquier PM comercializador que estaban incluidas en el predespacho de sus nodos, serán cargadas al PM intermediario. Este deberá conciliar de mutuo acuerdo las compensaciones respectivas con cada PM comercializador que haya tenido transacciones a través de dicho nodo.
- 13.9.7. Las fallas de otros PM que alteraron las transacciones en un nodo en el que participan uno o varios PMs comercializadores, serán manejadas según el procedimiento establecido en este Reglamento, bajo la responsabilidad del PM intermediario.
- 13.9.8. En los informes del postdespacho, los PM intermediarios deberán recibir el reporte de las transacciones en sus nodos incluyendo las de los PMs comercializadores que utilizaron sus instalaciones para efectuar transacciones.

13.10. Redespachos en el Mercado Nacional.

- 13.10.1. En caso de modificaciones significativas a las condiciones previstas en el predespacho nacional definitivo, la UT, en coordinación con el EOR si es el caso, realizará un nuevo despacho utilizando el SAM, y pondrá a disposición de los PMs los nuevos programas de inyección y retiro para lo que resta del día. Dichas modificaciones significativas considerarán al menos:
- a) Indisponibilidad confirmada por el PM propietario de al menos tres intervalos de mercado consecutivos de una unidad generadora con energía asignada en el predespachado, que represente al menos el margen de reserva rodante de la demanda real en los intervalos de mercado afectados.
 - b) Ante diferencias entre el pronóstico de demanda y el valor real de demanda de más o menos el porcentaje establecido para la reserva rodante.

- c) Indisponibilidad confirmada de un elemento de transmisión por más de cuatro intervalos de mercado consecutivos y que afecten los parámetros de operación normal establecidos en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativa.
- d) Por solicitudes de redespachos regionales según las causas previstas en la Regulación Regional.
- e) Redespachos en el Mercado Eléctrico Regional que afecten las transacciones programadas, de acuerdo con la Regulación Regional vigente.

13.10.2. En el caso que el propietario de una central hidroeléctrica de embalse prevea vertimientos o descargas por compuerta no considerados en la planificación de la operación, informará a la UT. La UT asignará un valor del agua igual a cero a dicho embalse y realizará un re-despacho para los siguientes períodos de mercado, dando prioridad de colocación a dicha central. No obstante lo anterior, una vez conocida la información del propietario de dicho embalse, la UT en tiempo real realizará los cambios necesarios en el plan de generación para reflejar la nueva condición. Asimismo realizará una reprogramación semanal usando la nueva información disponible, de conformidad con el numeral 9.2.1 del ROBCP.

13.10.3. En el caso de desviaciones en los caudales afluentes reales con respecto de los pronosticados y apartamientos en las cotas esperadas, y que no se prevea vertimiento por el propietario de la central, no serán necesarios re-despachos en tiempo real, y los ajustes de tales desviaciones serán considerados y programados en los pre-despachos de los días subsiguientes.

13.11. Redespachos en el Mercado Regional.

13.11.1. Los redespachos en el Mercado Eléctrico Regional serán coordinados por la UT a través del EOR de acuerdo a la regulación regional vigente.

13.11.2. La UT podrá realizar una solicitud de redespacho al EOR, de acuerdo a las causales y plazos establecidos en la regulación regional vigente.



14. PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

14.1.Objeto

- 14.1.1. El objeto de las reglas para las pérdidas es definir los procedimientos que la UT utilizará para incluir las pérdidas de transmisión en el precio del MRS.

14.2.Responsabilidad de la UT.

- 14.2.1. La UT deberá tomar en cuenta las pérdidas de transmisión al realizar el predespacho y la administración del MRS.
- 14.2.2. La UT calculará las pérdidas y su costo económico asociado que resultan de la operación.
- 14.2.3. Para los PMs que se conecten en un nivel inferior a 115 kV la UT calculará los factores de ajuste asociados a la conexión del PM para representar las pérdidas asociadas a los elementos de transmisión, dicho cálculo será revisado cada vez que haya un cambio en la configuración de la conexión.
- 14.2.4. Los factores de ajuste serán determinados por mediciones en el campo o a través de simulaciones de la operación.

14.3.Responsabilidad de los PMs.

- 14.3.1. Los PMs que se conecten en un nivel inferior a 115 kV son responsables del pago de las pérdidas asociadas al transformador reductor a través del cual se conectan a la red de transmisión. Para esto las mediciones serán afectadas por un factor de ajuste que represente las pérdidas asociadas al transformador.

14.4. Valores a Utilizar.

14.4.1. La UT calculará el costo previsto de las pérdidas del sistema de transmisión en un intervalo de Mercado con los valores de energía inyectada y retirada utilizadas para el cálculo de las transacciones económicas del MRS. Para el cálculo de las pérdidas reales de una línea k, la UT utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas Reales Línea k} = \text{Pérdidas Línea k} * \frac{\text{Pérdidas Totales}}{\sum \text{Pérdidas Línea j}}$$

Donde:

Pérdida Línea k: Diferencia de la energía a la entrada y a la salida de la línea k, obtenida del balance entre las mediciones de inyección y de retiro en dichos puntos, salvo que exista medición directa del SIMEC para la energía de

entrada y de salida de la línea, en cuyo caso utilizará dichas mediciones.

Pérdidas totales: Resultado del cálculo estipulado en el numeral 14.5.3 del presente Reglamento.

j: Líneas asociadas al MRS

14.5.Cálculo de Pérdidas.

14.5.1. La UT calculará la inyección total en las líneas de cada MRS, en el predespacho y en la operación real registrada, como la suma de la inyección en los nodos de las líneas del MRS, incluyendo la Red de Transmisión Regional en el MRS respectivo.

14.5.2. La UT calculará la energía total retirada de la red en cada intervalo de mercado, en el predespacho y en la operación real registrada, como la energía total retirada en los nodos de las líneas del MRS, incluyendo la Red de Transmisión Regional en el MRS respectivo.

14.5.3. La UT calculará las pérdidas para cada intervalo de mercado de las líneas de transmisión en cada MRS con los resultados de la operación en tiempo real, como la diferencia de la inyección neta calculada menos la energía total retirada de la red calculada.

14.6.Costo Económico de las pérdidas.

14.6.1. En cada intervalo de Mercado, el costo económico de las pérdidas es el resultado de valorizar las pérdidas calculadas a los costos marginales de operación.

14.6.2. El costo económico de las pérdidas de transmisión será incorporado al precio del MRS de acuerdo a la metodología definida en el Anexo Cálculo del Precio en el MRS.

14.7.Pérdidas Reales.

- 14.7.1. La UT determinará el nivel de pérdidas real con los datos de la medición oficial provenientes del SIMEC como la diferencia entre la inyección neta menos el retiro.
- 14.7.2. Para aquellos elementos de la red que son propiedad de un PM y que sean de uso particular de uno o varios PMs, tales como líneas y transformadores, se calcularán las pérdidas correspondientes a dicho elemento con base en sus características de impedancia y se asignarán entre dichos PM en proporción a la energía que han transferido a través del mismo. Estas pérdidas serán descontadas de las pérdidas totales de transmisión.
- 14.7.3. La metodología para identificar los elementos de la red de uso particular será propuesta por la UT, mientras esta identificación no sea establecida todos los elementos de transmisión de la red serán considerados de uso común.
- 14.7.4. El valor de las pérdidas serán almacenadas en una base de datos para tener una estadística de las mismas, las cuales se podrán a disposición de los PMs.

15. CONGESTIÓN EN LA RED DE TRANSMISIÓN

15.1.Objeto.

15.1.1. El objeto de las reglas para la congestión de la red de transmisión es definir los procedimientos y criterios que utilizará la UT para administrar las restricciones en el sistema de transmisión y asignar los cargos por congestión.

15.2.Administración de la Congestión.

15.2.1. Se considera que el sistema tiene restricciones de transmisión que provocan una condición de congestión, ya sea en el predespacho o en la operación en tiempo real, cuando la administración de las ofertas de oportunidad de retiro y el despacho económico llevaría al sistema a vulnerar sus límites máximos permisibles y/o a operar fuera de los parámetros definidos para las condiciones de calidad y seguridad establecidas.

15.2.2. La UT resolverá las restricciones de transmisión a partir de los resultados obtenidos del SAM. Para ello incluirá en el SAM una descripción de la topología de la red y los límites de operación del sistema de transmisión, establecidos de acuerdo a lo indicado en el Anexo Calidad y Seguridad Operativas del Sistema.

15.2.3. En condiciones normales, la UT administrará una congestión con los resultados del SAM utilizando el orden económico de despacho y aceptando las ofertas de retiro de oportunidad necesarias para resolverla a mínimo costo. Este tipo de solución se denomina “Administración Normal de la Congestión”.

15.2.4. La UT podrá emplear una Administración en Emergencia de la Congestión en condiciones excepcionales, cuando la seguridad del sistema le impida resolverla mediante las ofertas de retiro de oportunidad y el despacho económico. La UT empleará este tipo de administración cuando:

- a) La congestión se presente en forma imprevista en tiempo real y la UT aún no contó con el tiempo necesario para determinar su solución con base en el despacho económico y a las ofertas de retiro de oportunidad;
- b) Los ajustes que surgen del despacho económico y de las ofertas de retiro de oportunidad no son suficientes para resolver la



congestión, y el no tomar medidas adicionales llevaría al sistema a una condición de emergencia.

15.2.5. En una Administración en Emergencia de la Congestión, la UT dará prioridad en su resolución a normas técnicas basadas en los requisitos de calidad y seguridad del sistema, definidas en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

15.2.6. La UT deberá contar con procedimientos operativos para decidir con criterio técnico el modo de realizar una Administración en Emergencia de la Congestión. Dichos procedimientos deben surgir de estudios eléctricos de la red que los avalen y de los criterios definidos para seguridad de la operación, para garantizar mantener la continuidad del sistema y evitar su colapso. Entre las medidas correctivas que puede tomar se incluye el racionamiento forzado.

15.2.7. Ante una Administración en Emergencia de la Congestión, la UT buscará implementar los medios necesarios para pasar a una Administración Normal de la Congestión y resolver económicamente la congestión a través del orden económico de carga y de las ofertas de retiro de oportunidad.

15.2.8. Para cada caso de congestión, la UT identificará la o las causas de la misma e incluirá esta información en el correspondiente Informe Mensual.

15.3.Línea con Congestión.

15.3.1. Una línea se declara en congestión si por restricciones técnicas que vulneran los criterios de calidad y seguridad se limita su capacidad de transporte, y como consecuencia conecta nodos de dos MRS distintos.

15.4.Congestión en la Red de Transmisión.

- 15.4.1. Cuando surja una congestión en el Sistema de Transmisión, ya sea prevista en el predespacho o durante la operación en tiempo real, la UT ajustará la energía inyectada y la energía retirada de la red por uno o más PMs, en uno o más nodos de la red, para llevar nuevamente al sistema a una condición de operación normal, con base en el Orden Económico de Despacho, a las ofertas de retiro de oportunidad presentadas, y a las Transacciones Regionales, en coordinación con el EOR.
- 15.4.2. La UT creará los MRS que sean necesarios para resolver la congestión, buscando obtener un balance de oferta y demanda en ambos lados de la congestión y limitando el transporte de potencia a través de la misma hasta la capacidad máxima que las restricciones técnicas lo permitan.

15.5.Desviaciones de las Transacciones en Caso de Congestión.



- 15.5.1. Cuando en un intervalo de mercado existe una congestión los pagos o cobros de los desvíos por transacciones bilaterales, a que se refiere el numeral 4.8 de este Reglamento, se calculan valorizando las inyecciones al Costo Marginal de Operación del MRS donde se inyecta y los compromisos al Costo Marginal del Operación del MRS donde se produce el retiro.
- 15.5.2. Cada PM es acreedor o deudor en función de la diferencia entre sus inyecciones valorizadas y los compromisos valorizados.
- 15.5.3. Se considerará que los compromisos están pactados para ser realizados en los nodos en los que se realiza efectivamente el retiro.
- 15.5.4. Si los nodos de retiros están en más de uno de los MRS resultantes de la congestión, el exceso de compromiso sobre el retiro real se reparte proporcionalmente a los retiros totales.

15.5.5. El retiro físico bajo contrato de un PM que resulte en un intervalo de Mercado retirando de la red una energía inferior a la comprometida en sus transacciones bilaterales, independiente del MRS en que esto ocurra, será igual a la energía retirada.

15.5.6. El retiro físico bajo contrato de un PM que resulte en un intervalo de Mercado retirando de la red una energía mayor a la comprometida en sus transacciones bilaterales, independiente del MRS en que esto ocurra, será igual a sus transacciones bilaterales informadas.

15.5.7. El PM que realiza el retiro físico bajo contrato pagará un cargo explícito que será calculado como el producto de la energía real retirada por la diferencia entre el Precio del MRS y el Costo Marginal de Operación.

15.6.Cargo por Congestión.



15.6.1. De las transacciones realizadas en el MRS, por Intervalo de Mercado, surge un monto igual a la suma de todos los pagos o cobros realizados de acuerdo a las transacciones indicadas en el numeral 15.5 y 18.5 del presente Reglamento llamado Monto Remanente. Parte de este monto es asignado a la congestión y se denomina Monto remanente asignado a la congestión.

El cargo por congestión para cada línea congestionada está dado por la siguiente expresión:

$$\text{Cargo por Cong Línea } k = \Delta\text{Precio línea } k * \text{Flujo línea } k * \frac{\text{Monto Rem Asig Congestión}}{\sum \Delta\text{Precio línea } j * \text{Flujo línea } j}$$

Donde:

Δ Precios línea k: Diferencia entre el Costo Marginal de Operación de los MRS que interconecta la línea bajo congestión.

Flujo línea k: Energía transmitida a través de la línea bajo congestión que interconecta dos MRS.

Monto Rem Asig Congestión: Fracción que del Monto Remanente se asigna a la congestión, según lo indicado en el numeral 18.5.2 del presente Reglamento.

15.6.2. Al finalizar el mes, la UT calculará el cargo mensual por congestión, de cada línea y total, integrando los cargos totales por congestión de los intervalos de Mercado del mes.

15.6.3. El monto mensual que resulte recaudado por los Cargos por Congestión serán pagados al PM transmisor en el DTE del mes correspondiente para ser abonados al costo total de transmisión del año siguiente con el objeto de disminuir el valor del CUST. Asimismo, la UT informará sobre el monto anual recaudado por el Cargo por Congestión.



16. COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTOS

16.1. Objeto.

16.1.1. La UT es la responsable de la coordinación de los mantenimientos que soliciten los PMs con el objeto de programar una condición de indisponibilidad en el sistema adecuada a la calidad y seguridad pretendida en el abastecimiento, de acuerdo a los criterios y procedimientos que se definen en este Reglamento.

16.1.2. La UT realizará, en lo que aplique, la coordinación de mantenimientos en conjunto con el Ente Operador Regional de acuerdo a lo establecido en la planeación regional. Para realizar lo anterior la UT y los PMs, por intermedio de la UT, suministrarán al EOR la información prevista en la Regulación Regional con los procedimientos, plazos y forma, allí establecidos.



16.2. Mantenimientos mayores.

16.2.1. Criterios Generales

16.2.1.1. Todos los mantenimientos mayores se coordinan en un Programa Anual de Mantenimientos Mayores (PAMM) a través de la gestión de la UT.

16.2.1.2. Los PM deberán reportar los mantenimientos mayores de los equipos que se encuentren en alguna de las siguientes condiciones:

- a) PM Generadores: mantenimientos que restringen la capacidad declarada de inyección a la red;
- b) PM Transmisores: mantenimientos que limiten la capacidad de transporte de energía a través de la red;

- c) PM Distribuidores y Usuarios Finales: mantenimientos que afecten la capacidad de transporte de energía a través de cualquiera de sus puntos de conexión con la red.

16.2.1.3. El criterio de calidad y seguridad en el abastecimiento a utilizar por la UT al realizar la coordinación de los mantenimientos mayores es evaluar que esté previsto satisfacer con una determinada probabilidad y al mínimo costo el abastecimiento de la demanda con los niveles de reserva necesarios, dados los requisitos de calidad y seguridad vigentes, ante distintos escenarios probables de disponibilidad de oferta y requerimientos de demanda. La UT podrá modificar esta probabilidad con base en estudios económicos que lo justifiquen, e incluirá éstos parámetros en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

16.2.1.4. El criterio de calidad para autorizar mantenimientos mayores se considerará cumplido si para cada semana del año el riesgo de falla en el abastecimiento o falla en el nivel de reserva es menor o igual que la probabilidad definida en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativa.

16.2.1.5. Para realizar esta evaluación, la UT definirá escenarios probables utilizando:

- a) La información de demanda suministrada por los PMs, de acuerdo con lo indicado en este Reglamento, y las proyecciones que realice la UT;
- b) Los contratos de Inyecciones y Retiros firmes Regionales que informen los PMs de acuerdo con la Regulación Regional vigente;
- c) Estimación de las Inyecciones y Retiros no asociados a contratos firmes, basadas en proyecciones de las transacciones esperadas en el MER, considerando lo indicado en el numeral

7.8 del presente Reglamento. Alternativamente, la UT podrá considerar el estimado del intercambio en los Enlaces.

- d) La generación probable teniendo en cuenta contingencias de disponibilidad, flexibilidad de generación y toda la hidrología histórica disponible.

16.2.1.6. Los mantenimientos mayores que la UT coordine en el PAMM serán tales que en cada semana:

- a) La probabilidad de no disponer de energía suficiente para abastecer la demanda no supere a la correspondiente al criterio de calidad y seguridad definido en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativa;
- b) La probabilidad de no contar con el nivel necesario de reserva requerido no supere a la correspondiente al criterio de calidad y



seguridad definido en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativa.

16.2.2. Envío de Información

16.2.2.1. Las fechas límite para el intercambio de información relacionada con la programación de los Mantenimientos mayores se define en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

16.2.2.2. Cada año, todo PM debe informar a la UT, las solicitudes de Mantenimientos Mayores de sus equipos para el siguiente año hidrológico, o sea las siguientes cincuenta y dos semanas a partir de la semana veinte.

16.2.2.3. El formato a utilizar para que los PMs presenten solicitudes de Mantenimientos Mayores, se define en el Anexo Información Técnica del Sistema, que contendrá como mínimo la siguiente información:

- a) Identificación del PM.
- b) Identificación del equipo.
- c) Descripción del mantenimiento a efectuar
- d) Fecha prevista de inicio y fin del mantenimiento.
- e) Identificación de los PM que resultarán afectados, si los hubiere.
- f) Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad.
- g) Maniobras de conexión y desconexión con la red de los equipos afectados
- h) Observaciones que, a juicio del PM, resultan de importancia e interés

16.2.2.4. Todo Mantenimiento Mayor que no sea informado dentro de los plazos y con el formato establecido no será incluido en el PAMM.

16.2.2.5. La UT podrá efectuar inspecciones en las instalaciones durante la ejecución del mantenimiento mayor aprobado.

16.2.3. Elaboración del Programa Anual de Mantenimientos Mayores

16.2.3.1. La UT elaborará una propuesta de PAMM coordinando las solicitudes recibidas, tal que se respeten las solicitudes de mantenimiento de los PMs salvo que ello signifique incumplir los criterios de calidad y seguridad establecidos para la elaboración del PAMM.

16.2.3.2. La UT enviará la propuesta a los PMs, incluyendo las solicitudes modificadas por no cumplir los criterios de calidad y seguridad establecidos para el PAMM y su justificación. La UT deberá coordinar con los PMs los ajustes propuestos, mediante reuniones e intercambios de propuestas.

16.2.3.3. En caso de que alguna solicitud no se llegue a un acuerdo que satisfaga el criterio de calidad y seguridad con los requerimientos del PM, la UT propondrá con base en el criterio de calidad la fecha más conveniente. El PM podrá rechazar la fecha propuesta por la UT y eliminar la correspondiente solicitud de Mantenimiento Mayor.

16.2.3.4. La UT informará a cada PM la propuesta de PAMM. Cada PM podrá hacer llegar a la UT, en forma escrita, sus observaciones.

16.2.3.5. La UT analizará las observaciones de los PMs y realizará los ajustes que considere convenientes y justificados al PAMM.

16.2.3.6. La UT informará a cada PM el PAMM, adjuntando las observaciones de los PMs y la justificación del rechazo de aquellas que no fueron consideradas.

16.2.4. Ajustes al PAMM

16.2.4.1. Un PM que necesite modificar algún Mantenimiento Mayor incluido en el PAMM debe notificar a la UT con la mayor anticipación posible, indicando el motivo que lo justifica.

16.2.4.2. Las solicitudes de cambios a Mantenimientos Mayores deben ser presentadas, según formato establecido por la UT, el cual se define en el Anexo Información Técnica del Sistema, con una anticipación no menor a un mes en caso de atrasar la fecha y con una anticipación no menor a un mes a la nueva fecha solicitada en caso de adelanto, y contendrán como mínimo la siguiente información: 

Identificación del PM.

Identificación del equipo y Mantenimiento Mayor que se solicita ajustar.

Descripción del cambio solicitado respecto de la información incluida en el PAMM.

Justificación del cambio.

Observaciones que, a juicio del PM, resultan de importancia e interés.

16.2.4.3. La UT deberá coordinar las solicitudes de cambios de fecha, a fin de cumplir los criterios de calidad y seguridad.

16.2.4.4. En caso de que las solicitudes de modificaciones no permitan cumplir el criterio de calidad y seguridad vigente, la UT buscará coordinar con los PMs involucrados fechas convenientes a las modificaciones solicitadas. En caso de no llegar a un acuerdo, la UT propondrá la fecha más conveniente de acuerdo al criterio de calidad y seguridad definido. La UT informará al PM cada solicitud de cambio rechazada y la justificación del rechazo, y la fecha propuesta. El PM podrá declinar la fecha propuesta por la UT y retirar la correspondiente solicitud de modificación del Mantenimiento Mayor.

16.2.4.5. La UT realizará el seguimiento del PAMM para verificar que, ante las variaciones que surjan en los pronósticos de oferta y demanda, se continúa cumpliendo el criterio de calidad definido. De detectar situaciones que afectan dicho criterio, informará a los PMs los cambios necesarios. En caso de no llegar a un acuerdo, la UT propondrá la fecha más conveniente teniendo en cuenta el criterio de calidad y seguridad definido. El PM podrá declinar la fecha propuesta por la UT y suspender el correspondiente Mantenimiento Mayor.

16.2.4.6. Durante la última semana de cada mes, la UT informará a los PMs las modificaciones aceptadas al PAMM de existir, incluyendo la justificación de las mismas, el nuevo PAMM, y una lista con los Mantenimientos Mayores programados para el mes siguiente.

16.2.5. Cumplimiento del PAMM

- 16.2.5.1. Es potestad de la UT suspender mantenimientos mayores si las condiciones del sistema son tales que existe riesgo de déficit y/o no se cumplen los requisitos de calidad establecidos para la elaboración del PAMM. La UT notificará a los PMs afectados los mantenimientos que se suspendan por dicho motivo, incluyendo la correspondiente justificación.
- 16.2.5.2. Cuando un PM se vea obligado a suspender o modificar un mantenimiento mayor por causa de otro PM, podrá requerir de éste que le sean pagados los costos derivados por dicha causa. Este proceso será discutido y acordado entre las partes.
- 16.2.5.3. En el caso que el tiempo de ejecución de un mantenimiento mayor se extienda más allá de lo programado, el tiempo adicional para terminar dicho mantenimiento será tomado en cuenta para el cálculo de la tasa de salida forzada de acuerdo con lo establecido en los numerales 6.18.1.3 y 6.18.5.

16.3.Mantenimientos Menores.

16.3.1. Criterios Generales

- 16.3.1.1. Todos los Mantenimientos Menores deberán ser coordinados y autorizados por la UT considerando los siguientes criterios tales que para cada semana:
- ❶ La probabilidad de no disponer de energía suficiente para abastecer la demanda no supere a la correspondiente al criterio de calidad y seguridad definido;
 - ❷ La probabilidad de no contar con el nivel necesario de reserva requerido no supere a la correspondiente al criterio de calidad y seguridad definido.

16.3.2. Coordinación

16.3.2.1. Con una anticipación no inferior a siete días hábiles, un PM que necesite realizar un mantenimiento menor deberá informar su solicitud a la UT, de acuerdo al formato definido por ésta en el Anexo Información Técnica del Sistema.

16.3.2.2. La solicitud deberá contener como mínimo la siguiente información:

- a) Identificación del PM.
- b) Identificación del equipo.
- c) Descripción del mantenimiento a efectuar
- d) Fecha prevista de inicio y fin del mantenimiento.
- e) Identificación de los PM que resultarán afectados, si los hubiere.
- f) Identificación de otros equipos que pueden verse afectados por la indisponibilidad.
- g) Maniobras de conexión y reconexión a la red para efectuar el trabajo.
- h) Observaciones que, a juicio del PM, resultan de importancia e interés.

16.3.2.3. La UT analizará las solicitudes y verificará el cumplimiento del criterio de seguridad y calidad definido en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativa.

16.3.2.4. Antes de pronunciarse sobre la autorización o rechazo de un mantenimiento menor, la UT podrá efectuar inspecciones en las instalaciones afectadas de los solicitantes; asimismo, la UT podrá efectuar inspecciones en las instalaciones durante la ejecución de un mantenimiento menor aprobado.

16.3.2.5. La UT informará a cada PM la autorización o rechazo de la solicitud de mantenimiento menor, por lo menos tres días hábiles antes de la fecha prevista de inicio del mantenimiento indicada en la solicitud. De ser rechazada, la UT debe incluir la justificación del rechazo con anticipación a la fecha prevista de inicio de mantenimiento en la solicitud.

16.3.3. Ajustes a mantenimientos menores

16.3.3.1. Un mantenimiento menor solicitado por un PM y autorizado por la UT, puede ser cancelado o suspendido a solicitud del PM cuando, debido a motivos justificados, el mantenimiento no pueda realizarse. El PM debe notificar a la UT los motivos de la cancelación o suspensión, así como, en caso de suspensión, la fecha de reprogramación del mantenimiento requerida. La UT informará en un plazo máximo de un día con posterioridad a la recepción de la notificación si la solicitud de reprogramación a una nueva fecha es aceptada.

- 16.3.3.2. Un mantenimiento menor solicitado por un PM y autorizado por la UT, puede ser cancelado, reprogramado o suspendido a solicitud de la UT cuando las condiciones de la red no permitan mantener la calidad y seguridad del sistema si se efectúa el mantenimiento solicitado. En este caso la UT informará al PM, junto con el motivo que lo justifica. Esta suspensión o reprogramación será informada por la UT con una antelación no menor que un día en relación con la fecha prevista de inicio del mantenimiento, salvo cuando en la operación en tiempo real aparecieran circunstancias que lo justifiquen en razón de la seguridad del sistema y no afecten a los equipos previstos a recibir mantenimiento. En este caso, el PM deberá suministrar nuevas fechas posibles para llevar a cabo los trabajos de mantenimiento previstos.
- 16.3.3.3. Cuando un PM se vea obligado a suspender o modificar un mantenimiento menor por causa de otro PM, podrá requerir de éste que le sean pagados los costos derivados por dicha causa. Este proceso será discutido y acordado entre las partes.

16.4. Ejecución de los Mantenimientos.

- 16.4.1. Un día antes de la fecha prevista de iniciación de un mantenimiento la UT suministrará al PM involucrado una autorización, confirmando el día y hora especificados para iniciar el mantenimiento del equipo. Sin esta autorización no podrá iniciarse el mantenimiento.
- 16.4.2. De no suministrar la autorización dentro de los plazos definidos, la UT entregará al PM una justificación por escrito a más tardar un día antes de la fecha prevista de inicio del mantenimiento.

- 16.4.3. La UT definirá el procedimiento operativo de detalle para la entrega del equipo a mantenimiento y la entrega nuevamente a disponibilidad para su operación.
- 16.4.4. En la fecha y hora prevista la UT en coordinación con el personal responsable por parte del PM, según corresponda, procederá a dejar fuera de servicio el equipo. Durante el período de mantenimiento el equipo queda bajo la exclusiva responsabilidad del PM.
- 16.4.5. Una vez finalizados los trabajos, el PM debe informar a la UT de acuerdo al procedimiento establecido para proceder a la puesta en servicio del equipo. A su vez la UT informará lo antes posible, en un plazo máximo de veinticuatro horas, la puesta en servicio del equipo al resto de los PMs.
- 16.4.6. Cualquier posible modificación en la fecha de finalización prevista, bien sea en adelanto bien sea en retraso, debe ser notificada por el PM a la UT al menos veinticuatro horas antes de la fecha indicada en la solicitud de mantenimiento o de la entrada adelantada, con la correspondiente justificación.
- 16.4.7. En caso de solicitud de prolongar el mantenimiento, la UT verificará que este retraso no afecta el criterio de calidad y seguridad utilizado para la coordinación de mantenimiento. Si lo afecta, deberá ser justificado por causas de fuerza mayor informadas por el PM en su solicitud. La UT autorizará el cambio de fecha de finalización de los trabajos. Para unidades generadoras el tiempo que se prolongue el mantenimiento a solicitud del PM generador, se tomará en cuenta para el cálculo de la disponibilidad por Salida Forzada.

- 16.4.8. En caso de autorizarse un cambio en la fecha de finalización prevista en un mantenimiento, la UT informará a los PMs de dicho cambio, indicando el equipo afectado, la justificación del cambio de fecha de finalización prevista, así como el nuevo período de trabajos establecido.

16.5.Mantenimiento de Emergencia.

- 16.5.1. Cuando sea necesario y con la debida justificación, un PM podrá solicitar a la UT por cualquier medio de comunicación disponible un Mantenimiento de Emergencia. La solicitud debe incluir como mínimo los datos del solicitante y del equipo afectado, y una evaluación preliminar de la situación que justifica clasificar el mantenimiento como emergencia.
- 16.5.2. La UT deberá analizar la petición para autorizar de forma provisional la desconexión. Esta maniobra será llevada a cabo por el PM o por la UT según corresponda. La autorización provisional puede ser comunicada por cualquier medio.
- 16.5.3. Una vez producida la desconexión del equipo, el PM deberá redactar un informe en el que se describa la situación que originó la emergencia, posibles daños, equipos afectados, así como tiempo estimado de indisponibilidad. Dicho informe debe ser remitido a la UT en forma preliminar a más tardar el día hábil siguiente y en forma definitiva, a más tardar cinco días hábiles después de ocurrido el evento.

- 16.5.4. Una vez recibido el informe, la UT analizará el mismo y determinará si efectivamente corresponde a una situación de emergencia. De considerar justificada la emergencia, la UT realizará la autorización definitiva del mantenimiento. Si la UT determina que la situación no puede clasificarse como Mantenimiento de Emergencia, en el mismo plazo requerirá al PM la puesta en servicio inmediata del equipo ó bien su clasificación como Mantenimiento Menor. En caso de incumplimiento, el PM será sujeto de sanción.
- 16.5.5. Una vez justificado y autorizado el Mantenimiento de Emergencia, la UT informará a todos los PMs de la emergencia por los medios de comunicación establecidos, indicando los PMs afectados y cualquier otro detalle que considere oportuno. El plazo máximo para emitir esta comunicación es de un día a partir de la desconexión del equipo.
- 16.5.6. Cada PM que ejecuta un mantenimiento de emergencia debe notificar por escrito a la UT la fecha prevista para la finalización de los trabajos con una anticipación mínima de una hora.
- 16.5.7. La UT presentará a los PMs dentro de los primeros diez días de cada mes un informe de todos los mantenimientos de emergencia ocurridos en el mes anterior, indicando como mínimo, el período en que el equipo ha estado fuera de servicio, la energía no servida, puesta en marcha de otros equipos como consecuencia de la perturbación, costos incurridos por el sistema y todo tipo de información que sirva para describir completamente el evento y sus consecuencias.

16.6.Mantenimiento en Condición de Racionamiento Forzado.

- 16.6.1. Cuando en las programaciones realizadas por la UT indiquen una condición de racionamiento forzado y prevé que esta condición se mantendrá durante un periodo mayor o igual que una semana, la UT tiene potestad para declarar al sistema en “emergencia energética”. En estas condiciones el PAMM y todos los mantenimientos menores quedarán suspendidos, y cualquier indisponibilidad programada de equipamientos de generación o transmisión requerirá una autorización especial.
- 16.6.2. La UT informará a cada PM las fechas estimadas de inicio y finalización de la emergencia energética.
- 16.6.3. La UT coordinará con los PMs la elaboración de un nuevo PAMM para el resto del periodo anual y reprogramación de mantenimientos menores, con una metodología similar a los ajustes requeridos a Mantenimientos Mayores o Mantenimiento Menores, según corresponda.

17. CALIDAD Y SEGURIDAD OPERATIVAS DEL SISTEMA

17.1. Objeto.

17.1.1. La UT tiene la responsabilidad de mantener la calidad y la seguridad del sistema. Para ello podrá establecer las restricciones operativas que sean necesarias a la operación física de la red, y asignará los Servicios Auxiliares requeridos para una operación segura y confiable.

17.1.2. El objeto de los parámetros de desempeño mínimo es definir las condiciones en que debe mantener la UT las variables que reflejan la calidad y seguridad de la operación del sistema. La UT en la operación del sistema eléctrico coordinará con el EOR las acciones necesarias para el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales.

17.1.3. En la operación del sistema eléctrico, la UT realizará todas las acciones que sean necesarias para mantener las variables dentro de los límites establecidos, tanto en condición normal como en condición de emergencia. Cada PM está obligado a poner a disposición sus equipos para ello y cumplir con las operaciones que a los efectos requiera la UT.

17.1.4. La UT vigilará el mantenimiento de la calidad y seguridad del sistema en su conjunto, así como el riesgo que introducen los equipamientos de PMs y las maniobras que éstos realicen, de acuerdo a los criterios y parámetros que se definen en este Reglamento más aquellos que se establezcan como resultado de los estudios que se realicen al efecto.

17.1.5. Cada PM deberá tener en cuenta, al decidir el tipo y diseño de equipamiento a colocar y los programas de mantenimiento a realizar, que si algún equipamiento, por sus características y/o estado en que se encuentra, pone en peligro las condiciones de operación establecidas para el sistema eléctrico y/o instalaciones o personas, la UT requerirá su desconexión del sistema o limitará sus condiciones de operación.

17.2. Estudios de Desempeño Mínimo.

17.2.1. Los criterios de calidad y seguridad que determinan el nivel de desempeño mínimo requerido del sistema que aplicará en la programación y operación del mismo, tanto bajo condición normal como en condición de emergencia, se definen en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

17.2.2. Dichos criterios de desempeño mínimo surgirán de estudios que los justifiquen y definen el conjunto de restricciones a tener en cuenta en el predespacho y la operación en tiempo real. Los estudios para definir los criterios de desempeño mínimo se deberán realizar teniendo en cuenta las siguientes premisas:

- a) Características técnicas de los elementos que integran el sistema.
- b) PMs Generadores con capacidad de suministrar potencia activa y reactiva de acuerdo a límites técnicos definidos por sus respectivas curvas de capacidad.
- c) Demanda de potencia real y reactiva.
- d) Elementos de control de tensión y compensación de reactivos aparte de generadores.
- e) Tensión en barras del sistema de transmisión con desviaciones no mayores a la banda de la tensión en condición normal y la banda en condiciones de emergencia.
- f) Mantener el sistema estable transitoria y dinámicamente ante perturbaciones.

17.2.3. Los rangos y tolerancias determinados como criterios de seguridad operativa están incluidos en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

17.2.4. La UT y los PMs adoptarán los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales. En caso de existir diferencias entre este Reglamento y la Regulación Regional se tomará el criterio más exigente de los dos, sin que lo anterior impida la aplicación de lo previsto en el numeral 11.1.5. del presente Reglamento.

17.2.5. Estudio de impacto en la reserva rodante operativa por la inclusión de unidades generadoras renovables no convencionales en el sistema.

17.2.5.1. La UT gestionará cada dos años una consultoría especializada que contemple un estudio indicativo sobre el impacto por la inclusión de unidades generadoras renovables no convencional en la reserva rodante disponible del parque generador, en el cual contará con la colaboración del CNE, y presentará los resultados de la misma a la Junta de Directores de la SIGET a más tardar el último día hábil del mes de marzo del año que corresponda realizar dicho estudio, con copia al CNE y a todos los PMs. Dicho estudio considerará entre otros aspectos los siguientes:

- Los efectos en la seguridad operativa y en la operación del sistema, por la inclusión en el parque generador de nuevas unidades generadoras renovables no convencionales que tienen un comportamiento aleatorio en el suministro de energía a la red, que pudieran ser incorporadas en los dos años posteriores al estudio.
- Cambios previstos en el parque generador, basado en el Plan indicativo de la Expansión de la Generación elaborado por el CNE, quien incluirá mediciones y/o

estimaciones de la disponibilidad del insumo primario para los generadores renovables no convencionales.

- El plan de expansión de la transmisión elaborado por ETESAL.
- Los compromisos de Transacciones Regionales, por medio de contratos firmes en el MER vigentes.
- Estimación de las Inyecciones y Retiros no asociadas a contratos firmes regionales, basadas en proyecciones de las transacciones esperadas en el MER según la diferencias de costos marginales con los sistemas de los países interconectados o los resultados de la programación regional efectuada por el EOR considerando lo indicado en el numeral 7.8 del Capítulo 7 del presente Reglamento. Alternativamente, la UT podrá considerar su estimación del intercambio en los Enlaces.
- La potencia requerida en los procesos de libre concurrencia convocados por las empresas distribuidoras, dirigidos al desarrollo o instalación de nueva generación renovable no convencional, que se tengan proyectados desarrollar en los dos años posteriores al estudio.
- La potencia de proyectos de generación renovable no convencional, adjudicados como producto de licitaciones y proyectos existentes de generación renovable no convencional que presenten aleatoriedad en el recurso primario.

17.2.5.2. En los términos de referencia para la contratación de la consultoría especializada, por parte de la UT, deberá considerarse lo siguiente:

- Los propietarios de los proyectos de generación renovable no convencional a incluir en el estudio deberán proveer la información de las mediciones de

la disponibilidad del insumo primario. Dicha información deberá tener el carácter confidencial y deberá ser resguardada por la SIGET.

El horizonte del estudio será de cinco (5) años.

17.2.5.3. Si el estudio indicativo sobre la reserva rodante contratado por la UT determina que existe riesgo en la seguridad operativa, por la inclusión de las nuevas unidades generadoras renovables no convencionales, el mismo establecerá las limitantes para su inclusión en el periodo considerado. Luego de revisar y evaluar el estudio, la Junta de Directores de la SIGET aprobará mediante acuerdo, las limitantes que deben considerarse para la inclusión de nuevas unidades generadoras renovables no convencionales.

17.2.5.4. Si dentro del periodo de dos años que transcurra entre estudios, existiera un generador renovable no convencional interesado en interconectarse al Sistema Eléctrico, dicho generador deberá presentar su solicitud de interconexión al PM propietario de la red a la cual se interconectará, quien informará sobre la misma a la Junta de Directores de la SIGET.

En caso que la Junta de Directores de la SIGET lo considere necesario, solicitará al interesado que realice un estudio indicativo que evalúe el impacto de la interconexión de sus unidades generadoras en la reserva rodante disponible del parque generador. El interesado remitirá dicho estudio al CNE y a la UT para observaciones y opinión respecto a la factibilidad de la interconexión, y luego de revisarlo y evaluarlo, enviarán sus opiniones técnicas al interesado con copia a la Junta de Directores de la SIGET. El estudio revisado será

presentado a la Junta de Directores de la SIGET por el interesado.

17.3.Equipos De Protección.

17.3.1. Requisitos

17.3.1.1. Los equipos de protección deben cumplir los requerimientos técnicos y de coordinación que se indiquen en este Reglamento más aquellos que se establezcan en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

17.3.1.2. Cada PM conectado a la red debe instalar los equipos de protección necesarios para proteger sus equipos contra fallas ocasionadas dentro de sus instalaciones o provenientes del sistema.

17.3.1.3. Cada PM conectado a la red debe disponer de los equipos necesarios para evitar que las fallas en sus instalaciones se propaguen al sistema de transmisión.

17.3.1.4. Cada PM transmisor debe instalar los equipos de protección necesarios para aislar fallas dentro de su sistema y evitar que se propaguen a las instalaciones de otros PMs.

17.3.2. Equipamiento mínimo para los esquemas de protección

17.3.2.1. Los PMs conectados directamente a la red de transmisión deben realizar los estudios de coordinación de las protecciones de la red al menos cada año o cuando haya algún cambio topológico del Sistema de Transmisión. Dichos estudios deben ser presentados a la UT para su análisis y autorización en el mes de noviembre.

17.3.3. Falla de interruptor

17.3.3.1. El PM debe informar a la UT toda falla de operación de un interruptor conectado a la red o dentro de la red, incluyendo registros y descripción de los eventos.

17.3.4. Protección contra pérdida de excitación

17.3.4.1. Cada unidad generadora debe contar con una protección que detecte la pérdida de excitación y que inicie el proceso para su inmediata desconexión.

17.3.5. Coordinación de los esquemas de desconexión de carga

17.3.5.1. Los esquemas automáticos de desconexión de carga corresponden a dos tipos:

- a) Por baja frecuencia;
- b) Por bajo voltaje.

17.3.5.2. Los esquemas de desconexión de carga deben ser implementados en la red con el objeto de proteger la integridad del sistema cuando, por efecto de contingencias, las fuentes de frecuencia y voltaje no tengan la capacidad para mantener dichas variables dentro de los parámetros establecidos.

17.3.5.3. Cada PM con retiro debe aportar a la seguridad y calidad del sistema, participando con sus retiros en los esquemas de desconexión de carga.

17.3.5.4. Los esquemas de desconexión de carga serán, dentro de lo posible, rotativos de manera de distribuir la carga a desconectar entre los diferentes PMs que tengan carga conectada al sistema de transmisión. En el caso de desconexión por bajo voltaje, los esquemas deberán buscar la optimización de las fuentes de potencia reactiva.

17.3.5.5. La UT coordinará con los PMs que corresponda los estudios necesarios para determinar los requerimientos para los esquemas de desconexión de carga, por baja frecuencia y por bajo voltaje, requeridos para que el sistema se opere de acuerdo a los criterios de calidad y seguridad vigentes. Dichos estudios deberán ser revisados como mínimo anualmente en coordinación con los PMs, para actualizar sus características a las necesidades de calidad y seguridad de la red y su evolución en el tiempo. Adicionalmente, estos estudios deben ser coordinados con los estudios que efectúe el EOR en el marco de la planeación regional.

17.3.5.6. De los resultados de los estudios la UT determinará los esquemas de desconexión de carga que deben ser implementados por los PMs, teniendo en cuenta:

- a) Los requerimientos que surgen de los estudios realizados al efecto;
- b) Las propuestas de desconexión propia de los PMs que tengan carga conectada al sistema;
- c) La coordinación de dichas propuestas de los PMs que debe realizar la UT para garantizar lograr un esquema que cumpla los requisitos de seguridad y al mismo tiempo se adecue dentro de lo posible a lo propuesto por los PMs.

17.3.5.7. Antes del comienzo de cada año, se deberán revisar los requisitos y esquemas vigentes y realizar los ajustes que correspondan para el siguiente año dependiendo de las necesidades de la red y de su evolución en el tiempo.

17.3.5.8. Los períodos para realizar la revisión de los esquemas de desconexión de carga están incluidos en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

17.3.6. Esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia

- 17.3.6.1. Cada año, los PMs Distribuidores y los Usuarios Finales deben presentar a la UT su propuesta para la distribución y asignación de sus cargas en las distintas etapas del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia. Si algún PM Distribuidor o Usuario Final no suministra la información dentro de los plazos indicados, la UT elaborará el esquema que considere más adecuado teniendo en cuenta el esquema vigente.
- 17.3.6.2. La UT analizará las propuestas y, con base en ellas, el esquema vigente de existir y los requisitos de calidad y seguridad vigentes, realizará su coordinación para determinar el esquema más adecuado para el sistema en su conjunto referido a la desconexión de carga por baja frecuencia. La UT realizará un informe que incluya el esquema propuesto, su justificación, y las propuestas suministradas por PMs Distribuidores y Usuarios Finales.
- 17.3.6.3. La UT enviará el informe a cada PM Distribuidor y Usuario Final, quienes contarán con diez días para suministrar sus observaciones y requerir justificadamente modificaciones.
- 17.3.6.4. La UT analizará las observaciones y buscará coordinar, en la medida que sea posible, los requerimientos que considere justificados. Con base en esta coordinación la UT deberá elaborar e informar el esquema que se implementará para el año siguiente, el cual será de carácter obligatorio para todos los PMs Distribuidores y Usuarios Finales conectados al sistema de transmisión.
- 17.3.6.5. El esquema tendrá una vigencia de un año. En condiciones extraordinarias y de considerarlo la UT, podrá modificar el esquema dentro de su año de vigencia.

- 17.3.6.6. La cantidad de carga que debe desconectar la actuación del esquema no debe reducirse ante trabajos de mantenimiento preventivos o correctivos, excepto que la UT considere que las condiciones o el tipo de trabajo lo justifican.
- 17.3.6.7. La UT informará a cada PM el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia de acuerdo al Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.
- 17.3.7. Esquema de desconexión de carga por bajo voltaje
 - 17.3.7.1. La UT debe establecer un esquema rotativo de desconexión en función de las distintas capacidades de regulación de voltaje disponibles en los generadores en la red y la carga de los PMs Distribuidores y Usuarios Finales.
 - 17.3.7.2. Cada año, los PMs Distribuidores y los Usuarios Finales deben presentar a la UT su propuesta para la asignación de sus cargas en las distintas etapas del esquema de desconexión de carga por bajo voltaje, así como los equipos de compensación local y control de potencia reactiva disponible. Si algún PM Distribuidor o Usuario Final no suministra la información dentro de los plazos indicados, la UT elaborará el esquema que considere más adecuado teniendo en cuenta el esquema vigente, de existir.

- 17.3.7.3. La UT analizará las propuestas y, con base en ellas, el esquema vigente de existir y los requisitos de calidad y seguridad vigentes, realizará su coordinación para determinar el esquema más adecuado para el sistema en su conjunto referido a la desconexión de carga por bajo voltaje y el uso de los equipos de compensación y control de potencia reactiva. La UT realizará un informe que incluya el esquema propuesto, su justificación, y las propuestas suministradas por los PMs Distribuidores y Usuarios Finales.
- 17.3.7.4. La UT enviará el informe a cada PM Distribuidor y Usuario Final, quienes contarán con diez días para suministrar sus observaciones y requerir justificadamente modificaciones.
- 17.3.7.5. La UT analizará las observaciones y buscará coordinar, en la medida que sea posible, los requerimientos que considere justificados. Con base en esta coordinación la UT deberá elaborar e informar el esquema que se implementará para el año siguiente, el cual será de carácter obligatorio para todos los PMs Distribuidores y Usuarios Finales conectados al sistema de transmisión.
- 17.3.7.6. El esquema tendrá una vigencia de un año. En condiciones extraordinarias y de considerarlo la UT, podrá modificar el esquema dentro de su año de vigencia.
- 17.3.7.7. La cantidad de carga que debe desconectar la actuación del esquema no debe reducirse ante trabajos de mantenimiento preventivos o correctivos, excepto que la UT considere que las condiciones o el tipo de trabajo lo justifican.

17.3.7.8. La UT informará a cada PM Distribuidor y Usuario Final el esquema de desconexión de carga por bajo voltaje de acuerdo al Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

17.4. Parámetros de Operación.

17.4.1. La UT operará la red de transmisión cumpliendo los parámetros definidos para las condiciones de operación normal y de emergencia que se definan para mantener un servicio con la calidad y seguridad establecidas.

17.4.2. La UT realizará los estudios necesarios para establecer los requisitos de desempeño mínimo que garantizan la calidad y seguridad del sistema, para condiciones normales y condiciones especiales tales como alerta o emergencia.

17.5. Condición de Emergencia.



17.5.1. Cada vez que el sistema de transmisión entre en una condición de emergencia, la UT en coordinación con el EOR, cuando esto sea posible, deberá tomar las medidas necesarias para preservar la seguridad de la red y buscar restablecer lo antes que sea posible la condición normal.

17.5.2. Ante una contingencia, la UT determinará, en función de sus consecuencias en la seguridad y calidad del sistema, si debe declarar una condición de Alerta o una Condición de Emergencia.

17.5.3. Cuando un caso fortuito o de fuerza mayor pueda ocasionar una situación que ponga en peligro bienes o la vida de personas, la UT declarará la condición de emergencia.

17.5.4. Cuando la UT detecte una Condición de Alerta o de Emergencia, notificará la misma a todos los PMs y al EOR. A partir de recibir el aviso, todos los PM deberán pasar a tener listos sus equipos para seguir las instrucciones de la UT para restablecer la condición normal.

17.6. Restablecimiento del Sistema a partir de una Condición de Emergencia.

17.6.1. Cuando el sistema de transmisión se encuentre en Condición de Emergencia, la UT en coordinación con el EOR, cuando esto sea posible, deberá restablecer lo antes posible la condición normal del sistema de transmisión utilizando los recursos disponibles de los PMs y tomando el control de todos los equipos que sean necesarios para resolver la situación. El requisito de calidad y seguridad del servicio tendrá prioridad sobre la programación económica definida en el predespacho. En caso que se produzca el colapso total del sistema se procederá de acuerdo con numeral 4 del Anexo Operación en Tiempo Real.

17.6.2. Cuando el sistema de transmisión se encuentre en Condición de Emergencia, la UT informará a cada PM, y al EOR con el objeto de coordinar las maniobras a realizar para el restablecimiento de la red.

17.6.3. Ante una contingencia, el personal de los operadores de instalaciones en donde no exista supervisión remota de sus equipos de control y protección, debe notificar a la UT los equipos que hayan actuado durante la contingencia y esperar las instrucciones de la UT para el restablecimiento.

- 17.6.4. Todo PM Generador sin supervisión remota que durante una contingencia sufra la salida de operación de una unidad generadora y como consecuencia dicha unidad quede indisponible, deberá informar de inmediato a la UT para que sepa que no puede contar con ese recurso en el proceso de restablecimiento. Una vez que la unidad generadora quede nuevamente disponible, el PM Generador debe informar a la UT para que ésta coordine, de ser necesario, su sincronización y toma de carga.
- 17.6.5. Todo PM Generador sin supervisión remota que durante una contingencia resulte con una unidad generadora que continúa sincronizada a la red pero con una inyección de energía a la red menor que la asignada, debe informar de inmediato a la UT para que ésta la tome en cuenta en el proceso de restablecimiento.
- 17.6.6. Cuando un PM requiera una maniobra, la UT debe analizar las posibles consecuencias de la misma y de considerar que podría afectar la seguridad o calidad del sistema deberá informar al PM si puede realizar dicha maniobra. Cuando una maniobra que requiere realizar un PM pudiera afectar a otros PMs, la UT debe prevenir al solicitante sobre las consecuencias técnicas y económicas, y confirmar si aún desea realizarla.
- 17.6.7. Al ocurrir una falla que requiera la operación manual de equipos de PMs, los PMs deberán realizar las maniobras requeridas por la UT, salvo por motivos de fuerza mayor o exista riesgo para la seguridad de instalaciones o personas.
- 17.6.8. Un evento de contingencia se considerará terminado cuando la UT lleve al sistema de transmisión nuevamente a una Condición Normal. La UT debe informar el fin de la Condición de Emergencia a todos los PMs y al EOR, y operará el sistema y administrará el mercado de acuerdo a los procedimientos definidos en este Reglamento.

17.7. Análisis e Informe de Contingencias.

- 17.7.1. La UT estudiará cada Condición de Emergencia que se haya presentado, analizará la secuencia de eventos y buscará determinar el origen de la misma. Para ello, de ser necesario podrá requerir a los PMs que inspeccionen sus equipos e instalaciones y reporten las novedades que encuentren.
- 17.7.2. La UT realizará un informe preliminar después de cada contingencia, el cual será enviado a todos los PMs.
- 17.7.3. La UT podrá llevar a cabo, por sí o a través de terceros que contrate para ello, análisis complementarios de la red de potencia para determinar el origen o causas de la falla o para sustentar sus conclusiones o para analizar la necesidad de medidas preventivas futuras.
- 17.7.4. La UT enviará un reporte o informe preliminar después de cada interrupción o contingencia a todos los PMs, quienes contarán con un plazo máximo de 5 días hábiles para presentar sus observaciones y/o requerir modificaciones a los reportes e informes elaborados. La UT analizará las observaciones y realizará los ajustes que considere justificados. Con base en ello debe preparar el informe de contingencias que se deberá enviar a los PMs en el mes siguiente.

17.8. Compensaciones por Energía No Servida.

- 17.8.1. Al existir contingencias que tengan como resultado la interrupción del suministro de energía a un PM, la UT estimará en cada nodo afectado la cantidad de energía no servida. Para ello, tomará en cuenta las condiciones de carga del nodo, previas al evento, así como el comportamiento de los retiros y/o inyecciones de dicho nodo en los días y horas correspondientes de las dos semanas anteriores.

- 17.8.2. La UT determinará el o los PMs responsables por la contingencia y les asignará un cargo por falla equivalente a la suma de las compensaciones que la UT deberá abonar a los PMs que resultaron afectados por la contingencia. Estas compensaciones se aplicarán a la Energía no Servida en el MRS, Energía no Servida en Transacciones Bilaterales nacionales y a la Energía no Servida asociada de Contratos de Largo Plazo entre PMs, y serán incluidas en el DTE correspondiente.
- 17.8.3. Si resulta energía no servida cuyo responsable no sea un PM en El Salvador, la energía no servida no será compensada.
- 17.8.4. Si resultara energía no servida a causa de la ejecución de un mantenimiento contemplado en el Programa Anual de Mantenimientos Mayores, dicha energía no servida no será compensada. La UT tiene la responsabilidad de coordinar la ejecución de los mantenimientos minimizando la energía no servida a causa de los mismos.
- 17.8.5. Compensaciones por Energía no Servida en el MRS.

17.8.5.1. Del total de energía no servida en cada nodo se determinará la porción que corresponde a transacciones en el MRS y se valorizará al Precio Monómico correspondiente, multiplicado por el factor que se indica en el numeral 14 del Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas. Este valor será abonado como compensación por falla al PM de cada nodo afectado. El precio monómico para valorizar la Energía no Servida en el MRS. se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$P_{monENS_i} = P_{mrs_i} + \frac{CF_{pro}^{Total} \times CC}{\sum_{j=1}^H RetTot_j} \times 1000$$

Donde:

- PmonENS_i:** Precio Monómico para valorar la energía no servida en el MRS en el intervalo de mercado "i" en que ocurre la contingencia, en el nodo correspondiente (US\$/MWh).
- Pmrs_i :** Precio de la energía en el MRS del intervalo de mercado "i" en que ocurre la contingencia, en el nodo correspondiente (US\$/MWh).
- RefTot_j:** Retiros totales en cada intervalo de mercado "j" del mes al que pertenece el intervalo "i", excluyendo retiros para transacciones de inyección regional que no estén asociados a contratos firmes de inyección regional (MWh).
- CF_{pro}Total:** Capacidad firme provisoria mensual total en el mercado (MW).
- CC:** Cargo por capacidad vigente en el MRS en el mes al que pertenece el intervalo de mercado "i" (US\$/kW-mes).
- H:** Número de intervalos de mercado del mes al que pertenece el intervalo de mercado "i".

Los valores horarios del PmonENS se calcularán cada mes, una vez que se cuente con la información completa necesaria del mes correspondiente. Asimismo, en vista de que queda expresamente definido que los PmonENS se calculan utilizando datos de capacidad firme provisoria, no se efectuarán

recálculos de los valores de las compensaciones de ENS, una vez que se conozcan las capacidades firmes definitivas adquiridas por los PMs.

17.8.6. Compensaciones por Energía no Servida asociada a Contratos.

17.8.6.1. Con base en el total de Energía no servida en cada nodo y la porción correspondiente a las transacciones en el MRS, se determina por diferencia la energía no servida correspondiente a las transacciones de contrato.

$$ENS_{\text{contratos}} = ENS_{\text{total}} - ENS_{\text{mrs}}$$

Donde:

$ENS_{\text{contratos}}$: Es la energía no servida asignada a las transacciones de contratos.

ENS_{total} : Es el total de energía no servida en el nodo correspondiente.

ENS_{mrs} : Es la energía no servida a transacciones en el MRS.

17.8.6.2. La energía no Servida que se asignará a cada contrato, se determinará en proporción de la energía nominal de cada contrato correspondiente al Intervalo de Mercado afectado:

$$ENS_{\text{Contrato}_i} = \frac{EC_i}{\sum_{i=1}^n EC_i} \times ENS_{\text{contratos}}$$

Donde:

$ENS_{contrato i}$: Es la energía no servida asignada al contrato “i” de cada uno de los “n” contratos declarados para efectuar retiros en el nodo correspondiente.

EC_i : Es la energía nominal del contrato “i” de cada uno de los “n” contratos declarados para efectuar retiros en el nodo correspondiente, en el intervalo de mercado afectado.

$ENS_{contratos}$: Es la energía no servida asignada a las transacciones de contratos.

17.8.6.3. Para el caso de los contratos bilaterales, la UT calculará la compensación por ENS, valorizando ésta al Precio Monómico determinado de acuerdo con la fórmula del numeral 17.8.5.1, multiplicando por el factor que se indica en el numeral 14 del Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.

17.8.6.4. Para el caso de los contratos de Largo Plazo adjudicados por procesos de libre competencia exclusivamente, la UT calculará la compensación al PM nacional responsable de la falla, el cual deberá pagarla al distribuidor suscriptor de cada contrato. Los cargos y abonos resultantes de estas compensaciones serán incluidos en el Documento de Transacciones Económica (DTE), y aplicados en la liquidación mensual. La compensación se determina aplicando la fórmula:

$$\text{Compensación}_{CLP} = 200\% \times \sum_{i=1}^n [ENS_{CLP,i} \times P_{mon_{CLP,i}}]$$

Donde:

$Compensación_{CLP}$: Compensación asociada a los Contratos de Largo Plazo de la distribuidora correspondiente.

- ENS_{CLP,i}: Energía no servida asociada al Contrato de Largo Plazo “i” (MWh)
- n: Total de contratos de largo plazo de la distribuidora.
- P_{monCLP,i}: Precio Monómico de la energía asociado al Contrato de Largo Plazo “i” (US\$/MWh), que se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$P_{\text{monCLP},i} = \text{PEC}_i + C_{\text{SIS}} + \frac{C_{\text{Con}_i} \times \text{PC}_i \times 1,000}{\sum_{j=1}^N \text{Econ}_{i,j}}$$

- PEC_i: Precio de la energía del Contrato de Largo Plazo “i” en el intervalo de mercado afectado (US\$/MWh)
- C_{con}: Capacidad comprometida en el Contrato “i” (MW)
- C_{SIS}: Valor unitario de los Cargos del Sistema (US\$/MWh) vigentes en el intervalo de mercado afectado.
- PC_i: Precio de la Capacidad del Contrato “i” (US\$/kW-mes)
- E_{con_{i,j}}: Energía comprometida en el Contrato “i” en la hora “j” de cada una de las “N” horas del mes (MWh)

Lo anterior tendrá aplicación durante el período de suministro del mencionado contrato, en caso que el generador o comercializador no suministre a la Distribuidora la Energía Asociada Contratada en un intervalo de mercado

cualquiera, ya sea en forma total o parcial, sea cual fuere su origen y/o motivo, y siempre que no concurren las circunstancias siguientes:

- a) Que estén consideradas como causas de Fuerza Mayor o Caso Fortuito.
- b) Que no sean causadas por fallas imputables a la Distribuidora.

17.8.6.5. Los denominados contratos de largo plazo a los que se hace referencia serán aquellos que se suscriban como resultado de un proceso de libre competencia desarrollado conforme a las normas aprobadas por la SIGET.

17.8.6.6. Las partes suscriptoras de los contratos de largo plazo deberán informar a la UT, a más tardar tres días hábiles después de la fecha de entrada en operación de los contratos, sobre los precios de la energía horarios y los precios de capacidad, a efectos que la UT pueda realizar los cálculos indicados en el numeral 17.8.6.4. Asimismo, cuando las partes suscriptoras de los contratos de largo plazo realicen indexaciones del precio de la energía o del precio de la capacidad, según lo establecen los mecanismos contenidos en dichos contratos, ambas partes deben informar a la UT como máximo tres días hábiles después de la entrada en vigencia de los nuevos precios de los contratos. En caso de detectarse discrepancias en la información proporcionada por las partes suscriptoras, la UT solicitará las aclaraciones correspondientes.

17.9.Verificación de los Niveles de Calidad.

- 17.9.1. La UT podrá realizar, por sí misma o a través de terceros, programas de medición en los diferentes nodos de conexión de los PMs para comprobar que los niveles de calidad se encuentren dentro de lo requerido. Los PMs están obligados a permitir tales inspecciones y prestar toda la colaboración que sea solicitada para desarrollar esta labor.
- 17.9.2. Uno o más PMs podrán solicitar a la UT la verificación de los niveles de calidad en su nodo de conexión cuando lo estimen necesario. Los costos de dicha verificación serán a cargo del PM que la solicite.
- 17.9.3. Cualquier PM que se vea afectado por condiciones de operación fuera de los límites de calidad, ocasionados por otro PM, podrá exigirle compensaciones económicas debidamente justificadas.

17.10. Seguimiento de las Restricciones de Transmisión.



- 17.10.1. La UT deberá realizar el seguimiento e informar las restricciones que resulten de la operación del sistema de transmisión para identificar el efecto en la calidad y seguridad atribuible a las restricciones existentes en el sistema de transmisión, en particular:
- a) Las pérdidas resultantes;
 - b) Las condiciones de congestión;
 - c) Los requerimientos de control de tensión;
 - d) Toda otra consecuencia sobre la calidad y seguridad de la operación del sistema.

- 17.10.2. La UT, por sí o través de terceros, en coordinación con el EOR en lo que aplique, deberá realizar estudios de las restricciones esperadas para los próximos dos años en el sistema de transmisión, y su impacto estimado en congestión y cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad, de acuerdo con los parámetros de desempeño mínimo del sistema vigente aprobado por la SIGET. La UT elaborará antes del treinta y uno de marzo de cada año un Informe de carácter preliminar sobre las Restricciones del Sistema de Transmisión.
- 17.10.3. Con base en los resultados del seguimiento realizado del año precedente y estudios para el presente año, en el Informe preliminar de Restricciones del Sistema de Transmisión, la UT identificará las necesidades de ampliaciones o mejoras para cumplir con el desempeño mínimo e incrementos en la capacidad de transmisión por problemas de posible congestión.
- 17.10.4. La UT enviará a cada PM, el borrador del Informe preliminar, quienes contarán con treinta días para presentar opiniones y observaciones a la UT.
- 17.10.5. La UT evaluará las observaciones recibidas y, de considerarlo conveniente y justificado, incorporará al informe preliminar las modificaciones que surgen de dichas observaciones. Con los resultados obtenidos, la UT elaborará la versión final del Informe, que incluirá las observaciones de los PMs y de la Empresa de Transmisión. Para las observaciones rechazadas, se indicará el motivo que justificó no tenerlas en cuenta.

17.10.6. La UT enviará a la SIGET, los PMs y a la empresa de Transmisión resultante de la reestructuración de la CEL el informe final de Restricciones del Sistema de Transmisión antes del treinta y uno de mayo de cada año, con el objeto de que sea tomado en cuenta para la elaboración o revisiones del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión que dicha empresa de Transmisión presente para aprobación de la SIGET.

17.10.7. Cuando la empresa de Transmisión resultante de la reestructuración de la CEL elabore o revise el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, le remitirá una versión preliminar de dicho Plan a la UT, con el objeto de que ésta emita una opinión técnica. A partir de la fecha de recepción, la UT dispondrá de un máximo de treinta días para la remisión a la empresa de transmisión, de sus observaciones, comentarios y recomendaciones, a través de las cuales, la UT podrá proponer la realización obras de transmisión específicas para ser incluidas en el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión.

17.11. Adición o Modificación de Capacidad Conectada al Sistema.

17.11.1. Todo PM que solicite agregar o modificar la capacidad conectada al sistema de las instalaciones con las cuales realiza transacciones en el Mercado, deberá remitir a la UT los estudios presentados al PM Transmisor con el cual se conecta, que muestren la influencia de dicho cambio en las condiciones operativas vigentes, especificando los equipos de los PMs que se verán afectados.

17.11.2. La UT pondrá a disposición de los PMs la información recibida. Los PMs podrán enviar a la UT sus observaciones o reclamos, en caso de considerarse afectados por la modificación solicitada.

- 17.11.3. La UT verificará los reclamos de los PM y, de ser justificados, indicará al PM solicitante que deberá cubrir a su costo, las modificaciones que se tengan que realizar en los equipamientos de otros PM, como consecuencia del cambio solicitado.
- 17.11.4. En caso de no estar de acuerdo con lo requerido, el PM podrá apelar a la Junta Directiva de la UT, en primera instancia, y la SIGET, en segunda instancia.
- 17.11.5. La UT autorizará la puesta en operación de la adición o modificación una vez haya comprobado que el cambio no transgrede los niveles de calidad y seguridad operativas establecidos. De estar comprometidas instalaciones de la Red de Transmisión Regional el PM y la UT, en lo que corresponda, deberán coordinar con el EOR y tramitar las autorizaciones con la CRIE previstas en la Regulación Regional.



18. TRANSACCIONES ECONÓMICAS

18.1. Alcance.

18.1.1. La UT es la responsable de administrar el sistema de conciliaciones y liquidaciones del Mercado Mayorista, incluyendo transacciones en los mercados, cargos y penalidades. A estos efectos se contará con el Sistema de Medición Comercial.

18.2. Sistema de Medición Comercial (SIMEC).

18.2.1. Características generales

18.2.1.1. Cada PM debe contar con un Sistema de Medición Comercial, que suministre la información necesaria para la administración de las transacciones comerciales en el Mercado en cada nodo en que se conecta a la red.

18.2.1.2. La implementación del SIMEC será a cargo del PM que lo requiere. Asimismo el PM deberá proveer el medio de comunicación que permita la vinculación entre sus medidores y la UT.

18.2.1.3. Los requisitos del SIMEC se encuentran en el Anexo Medición Comercial.

18.2.1.4. La instalación, operación y mantenimiento del SIMEC será a costo y responsabilidad del PM solicitante.

18.2.2. Estructura del SIMEC

18.2.2.1. El SIMEC contará por lo menos con los siguientes componentes:

- a) Los medidores de energía y potencia, activas y reactivas, los transformadores de corriente y de tensión, así como los respectivos equipos de respaldo.

b) El centro recolector de mediciones ubicado en la UT, el cual permitirá el acceso a los medidores para efectuar su lectura a distancia.

18.2.2.2. La UT definirá las especificaciones de los protocolos de comunicación que utilizará para realizar la lectura a distancia.

18.2.3. Auditorias

18.2.3.1. La UT sólo podrá habilitar equipamiento de un PM como perteneciente al SIMEC en la medida que el PM presente la correspondiente auditoría técnica que lo certifica, de acuerdo a lo establecido en el Anexo Medición Comercial.

18.2.3.2. La UT debe realizar el seguimiento de la supervisión del SIMEC. De resultar condiciones de conflicto y/o incompatibilidades en las mediciones, la UT deberá solicitar a cada PM involucrado auditorias de los equipamientos que correspondan, y aplicar el procedimiento indicado en el Anexo Medición Comercial.

18.2.3.3. La UT, por sí o por terceros, podrá realizar las pruebas y verificaciones en los sistemas de medición de los PMs que considere convenientes.

18.2.3.4. Cada PM debe encargarse de la realización de auditorías técnicas, mediante auditores aprobados por la UT, para:

- a) Certificar la habilitación de los medidores del SIMEC en sus nodos de interconexión a la red;
- b) Certificar el cumplimiento de los requisitos técnicos definidos para el SIMEC cuando ello sea requerido por la UT como parte del procedimiento de supervisión del SIMEC.

18.2.3.5. Para ser autorizado por la UT como Auditor Técnico, deberán presentarse como mínimo los documentos que se indican en el numeral 9.2 del Anexo Medición Comercial.

18.2.4. Responsabilidades de los PMs

18.2.4.1. Cada PM deberá contar con medición bidireccional de energía y potencia, activas y reactivas en cada punto de conexión a la red, con capacidad para efectuar lecturas en cada Intervalo de Mercado.

18.2.4.2. En caso de que un PM demuestre la imposibilidad de disponer de medición en los puntos de conexión, podrá solicitar a la UT la autorización para instalar los medidores dentro de sus instalaciones y proveer un mecanismo de lectura y cálculo para determinar su inyección o retiro neto de la red.

18.2.4.3. En los casos de líneas de interconexión internacionales, el propietario de la línea deberá instalar la medición en el extremo de la línea ubicado en el país.

18.2.5. Responsabilidades de la UT.

18.2.5.1. La UT organizará y mantendrá el Registro Oficial del SIMEC, en el cual, para cada punto de medición, asentará los datos del SIMEC aprobado de cada PM, las novedades y las verificaciones realizadas.

18.2.5.2. En el Anexo Medición Comercial se indica el procedimiento que seguirá la UT para ajustar la lectura en caso de que se pierda la lectura del medidor principal y su respaldo, así como para la sincronización del equipo de medición.

18.2.5.3. La UT no tendrá potestad para alterar los valores medidos, salvo en caso que su sustitución sea requerida por errores de medición identificados.

18.2.6. Derechos de un PM a acceder a sus medidores

18.2.6.1. Cada PM podrá leer las mediciones en los medidores de su propiedad. Sin embargo, no está autorizado a introducir modificaciones a los valores medidos.

18.2.6.2. La UT y el PM propietario tendrán la información que permita el acceso al medidor para su lectura.

18.3.Tratamiento de la Información de Medición Comercial.

18.3.1. La UT debe organizar la información recopilada a través del SIMEC en una Base de Datos Comercial, confiable y auditable, la cual estará a disposición de los PM.

18.3.2. La Base de Datos Comercial será la información oficial utilizada por la UT para determinar el resultado de las transacciones en el mercado.

18.3.3. Cuando por cualquier causa la UT no pueda acceder a los medidores principales a través de la lectura remota, las lecturas de medición comercial para las transacciones económicas serán sustituidas de acuerdo al procedimiento detallado en el numeral 7. Procedimientos por Falta de Medición del Anexo Medición Comercial.

18.3.4. La UT informará a los PM, cuando se esté utilizando otra fuente de información diferente al medidor principal para las transacciones económicas, acompañado de las razones que lo motivaron.

18.3.5. Cuando la ausencia de medición proveniente de un medidor principal o de respaldo se prolongue por más de 24 horas, la UT podrá solicitar la desconexión del nodo que se encuentre en tal situación, hasta que vuelva a contar con las mediciones del SIMEC. En particular, la UT podrá requerir la salida de un GGP sin medición y considerarlo indisponible en tanto no se recupera de manera aceptable la medición faltante. La UT no podrá hacer uso de esta opción en situaciones de racionamiento, emergencia o cuando se afecte la calidad y seguridad del sistema.

18.3.6. Un PM podrá reclamar a la UT los valores asumidos ante medición faltante, debiendo para ello demostrar fehacientemente el error en el valor asumido, o el no haberse cumplido las normas vigentes de cálculo. La UT debe analizar los reclamos y, de verificar que son justificados, corregir los valores que correspondan.



18.4. Estimación Indicativa de Transacciones.

18.4.1. Las transacciones comerciales en el Mercado se liquidan mensualmente.

18.4.2. Cada día hábil la UT debe poner a disposición de los PM una estimación indicativa de la energía comprada y vendida en los mercados y de los cargos que surjan tales como cargos por congestión y cargos por pérdidas, del día anterior.

18.4.3. Para los puntos de medición sin lectura remota, se utilizará el procedimiento descrito en el numeral 7. Procedimientos por Falta de Medición del Anexo Medición Comercial.

18.4.4. La UT informará la situación de los medidores sin lectura remota a los PMs propietarios para que corrijan el problema dentro de un plazo máximo de 3 días hábiles.

18.5.Monto Remanente

18.5.1. De las transacciones realizadas en el MRS por Intervalo de Mercado surge un monto igual a la suma de todos los abonos o cargos realizados por los PMs y el EOR en la conciliación de transacciones, conformado por el cargo por congestión, excedente de las desviaciones asignadas por el EOR, ya sean normales, significativas autorizadas o no autorizadas y graves, o montos relacionados con resultados netos regionales asignados a la UT, el excedente por las transacciones de Retiro Regional asociadas a la sustitución de déficit incluidos los cargos nacionales o regionales asociados a estos retiros, y los Cargos Variables de Transmisión netos de las instalaciones de transmisión que no pertenecen a la Red de Transmisión Regional, según lo establezca la Regulación Regional vigente.

18.5.2. La UT asignará el Monto Remanente mediante el siguiente procedimiento: 

- Si el Monto Remanente es un déficit, el monto debe ser asignado a los retiros como un cargo adicional del Csis.

Si el Monto Remanente es un superávit, el monto debe ser asignado de la siguiente forma:

- En primera instancia el superávit es asignado a la congestión, en caso de existir. Para ello se determina el monto remanente asignado a la congestión de acuerdo a la siguiente expresión:

$$\text{Monto Rem Asig Congestión} = \min\left(\sum \Delta\text{Precio línea} * \text{Flujo línea}, \text{Monto Remanente}\right)$$

Donde:

Δ Precios línea: Diferencia entre el Costo Marginal de Operación de los MRS que interconecta la línea bajo congestión.

Flujo línea: Energía transmitida a través de la línea bajo congestión que interconecta dos MRS.

- Si aún persiste el superávit el monto excedentario debe ser asignado a los retiros como una reducción del Csis.

18.5.3. Si el plazo para determinación y publicación de las conciliaciones de desviaciones en tiempo real tiene en el MER una duración mayor o igual que 24 días, las conciliaciones de dichas desviaciones se efectuarán con un mes de desfase, por lo que el Monto Remanente correspondiente al mes para el cual se realiza la facturación incluirá lo siguiente:

- a. La diferencia entre:
 - i. La valoración de las desviaciones en tiempo real a precios del MER resultantes del mes anterior al que se está facturando, siendo los precios del Mercado Eléctrico Regional a que se hace referencia, los establecidos en los numerales A4.4.3 literal c) o A4.4.8 o A4.4.9 del Anexo 4 del Libro II del RMER, según corresponda; y,
 - ii. La valoración de desviaciones en tiempo real a los Costos Marginales de Operación resultantes del mes anterior al de facturación.
- b. El monto mensual acumulado de las cantidades monetarias asignadas a El Salvador en la repartición efectuada por el EOR, entre las distintas áreas de control, de los resultados netos de las conciliaciones de las desviaciones en tiempo real del mes anterior al que se está facturando.

Para la facturación de transacciones del primer mes en el que se aplique en el MER el plazo anteriormente mencionado para la determinación y publicación de las conciliaciones de

desviaciones en tiempo real, el monto remanente no incluirá los valores de los literales a. y b.

18.6. Deudores y Acreedores.

- 18.6.1. Al finalizar cada mes, la UT debe integrar la información para cada Intervalo de Mercado de carácter comercial resultantes de las transacciones en el MRS y determinar para cada PM el resultado neto mensual, de acuerdo al Anexo Administración de los Procesos de Liquidación y Facturación.
- 18.6.2. Un PM es deudor si su resultado neto mensual es negativo (monto deudor), es decir, sus ingresos en el mes fueron menores que sus egresos.
- 18.6.3. Un PM es acreedor si el resultado neto mensual es positivo (monto acreedor), es decir, sus ingresos fueron mayores que sus egresos.
- 18.6.4. La UT informará además a cada PM el monto de los cargos de la UT que le corresponden en el mes.

18.7. Documento de Transacciones Económicas (DTE).

- 18.7.1. La UT debe informar a cada PM el resultado de las transacciones comerciales, identificando la deuda entre los PMs, a través de un documento, denominado Documento de Transacciones Económicas, que incluye toda la información comercial que respalde los resultados obtenidos, de acuerdo a los procedimientos y el contenido que se define en este Reglamento.
- 18.7.2. El DTE incluirá para cada PM lo correspondiente a la interiorización de las transacciones MER que le asigna el EOR a la UT.

18.7.3. El DTE servirá como memoria de cálculo para la emisión de los documentos de cobro y pago que emite la UT.

18.8.Reclamos del DTE.

18.8.1. Los PMs tienen el derecho de presentar reclamos a las transacciones económicas informadas por la UT, con la correspondiente justificación, después de recibido el DTE, en el plazo indicado en el Anexo Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación.

18.8.2. Transcurrido dicho plazo, aquellos datos que no sean observados por uno o más PM serán considerados como aceptados por todos los PMs y no podrán ser objetados posteriormente.

18.8.3. En tanto un reclamo sea resuelto, la UT efectuará las gestiones de los pagos y cobros con base en los valores que surgen del DTE. 

18.8.4. La UT debe analizar los reclamos dentro del período fijado en el Anexo Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación y realizar, de considerarlo justificado, los ajustes que correspondan al DTE. De no surgir acuerdo entre el PM que presenta un reclamo y la UT, el PM podrá apelar al Comité de Conflictos, de acuerdo con lo establecido en el contrato de servicios con la UT.

- 18.8.5. En caso de existir objeciones de parte de un PM comercializador o un PM intermediario con respecto a las transacciones programadas del PM comercializador, ésta deberá revisar los cálculos con la participación de las partes involucradas. Sin embargo, la UT solamente discutirá los detalles pertinentes a las declaraciones de las transacciones de los PMs comercializadores, el manejo en tiempo real de las transacciones netas en los nodos del PM y la asignación de los cargos y abonos efectuada en el DTE por transacciones en el Mercado Mayorista. Las diferencias con respecto al manejo de las transacciones dentro de las redes del PM intermediario serán conciliadas por las partes con base en sus acuerdos bilaterales y los procedimientos que dicta al respecto la SIGET.
- 18.8.6. En caso de existir cambios al DTER emitido por el EOR, la UT deberá considerar dicho ajuste en el DTE. Si el ajuste es informado dentro del período fijado en el Anexo Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación la UT debe considerar el ajuste en el DTE del mes próximo.

18.9.Liquidación.

- 18.9.1. La UT emitirá los documentos de cobro y pago por cuenta y orden de los acreedores y deudores, de acuerdo a los resultados del DTE.
- 18.9.2. La UT realizará la liquidación del Mercado Mayorista de Electricidad, conforme lo dispuesto en el numeral 6.3 del Anexo 14 de este Reglamento.
- 18.9.3. La UT realizará el pago y cobro de las transacciones económicas establecidas en el DTE mediante el procedimiento establecido en el Anexo Administración de los Procesos de Facturación y liquidación y el capítulo de Administración de las Diferencias entre los Precios de la Energía en el MRS y los PEO.

- 18.9.4. La UT seleccionará, tras la consideración y evaluación de al menos 3 alternativas, una entidad financiera para la realización de las actividades de liquidación de las transacciones. Para la selección de la entidad financiera se tendrá en cuenta al menos:
- a) La calificación de riesgo otorgada por una agencia calificadora.
 - b) Los costos asociados a la prestación del servicio para la UT.

La UT deberá verificar anualmente si la entidad financiera seleccionada ofrece las mejores condiciones.

18.10. Mora y Falta de Pago.

- 18.10.1. Todos los PMs asumen la obligación de pago en los tiempos y formas que se establecen en este Reglamento.
- 18.10.2. Para estar habilitado de operar en el mercado, un PM debe integrar a favor de la UT, las garantías que cubrirán sus incumplimientos de pago en las obligaciones por transacciones en el mercado. Estas garantías se establecen en el Anexo Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación, y en el Anexo Inscripción.
- 18.10.3. Las deudas de los PMs en el Mercado tendrán un recargo por mora, con una tasa de interés basada en tasas bancarias y/o tasas del mercado financiero local, según se indica en el Anexo Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación.
- 18.10.4. Ante una condición de mora, el PM será sujeto a las sanciones indicadas en el Anexo Infracciones y Conflictos, y si el PM obtiene resultados netos acreedores por sus transacciones, la UT deberá descontar del saldo acreedor, incluyendo los intereses correspondientes, las cantidades no cubiertas por la garantía.

- 18.10.5. La UT debe, en primer lugar, cubrir la falta de pago haciendo efectiva(s) la(s) Garantía(s) del moroso y requerir del PM la reposición de su garantía. En tanto no lo haga, seguirá siendo considerado como deudor del Mercado por el monto a reponer.
- 18.10.6. Ante la condición de mora y falta de pago de un PM, éste no podrá participar en ninguno de los mercados que administre la UT, hasta contar con la resolución del Comité de Conflictos donde se declare nuevamente habilitado al PM.
- 18.10.7. Para estar habilitado a operar en el Mercado nacional y autorizado en el Mercado Regional, además de lo establecido en el numeral 18.10.2, el PM debe constituir las garantías de pago al MER a favor del EOR, el monto y tipo de garantías serán los definidos en la Regulación Regional.



19. ADMINISTRACIÓN DE LAS DIFERENCIAS ENTRE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA EN EL MRS Y LOS PEO

19.1.Objeto.

Definir los procedimientos y la metodología de cálculo para la administración de las diferencias entre los precios horarios de la energía en el MRS y los precios promedios ponderados de la energía en el MRS en punta, resto, o valle del año 2002 (PE₀).

19.2.Procedimiento para el Cálculo de las Diferencias de Precios.

19.2.1. Al finalizar cada mes, la UT calculará el DPr para cada PM Distribuidor mediante la siguiente fórmula:


$$DPr = \sum_{i=1}^H Emrs_i * (PE_0 - PMon_i)$$

Donde:

DPr: Es el monto mensual originado para cada PM Distribuidor por el producto de la energía retirada en el MRS y las diferencias de precios de la energía entre PEO y el PMon_i (US\$).

PE₀: Precio promedio ponderado de la energía en el MRS en punta, resto o valle del uno de enero al treinta uno de diciembre del año

dos mil dos, aprobado por la SIGET para cada PM distribuidor (US\$/MWh).

Emrs_i: Energía retirada del MRS por el PM distribuidor en la hora i, en dicho cálculo no se incluirán los retiros de exportación que realice el PM distribuidor (MWh).

H : Número de horas totales del mes.

PMon_i: Precio Monómico de la energía en el MRS en la hora i en el nodo correspondiente (US\$/MWh), el cual será calculado de acuerdo con la fórmula siguiente:

$$P_{Mon_i} = P_{mrs_i} + \frac{C_{mrs} * CC}{\sum_{i=1}^H Emrs_i} \times 1,000$$

Donde, adicionalmente, se utilizan las variables siguientes:

Pmrs_i: Precio de la energía en el MRS de la hora i en el nodo correspondiente (US\$/MWh)



Cmrs: Capacidad firme provisoria adquirida por la distribuidora en el MRS en el mes para el cual se calcula el DPr y al que pertenece la hora i (MW), como resultado de los balances de capacidad efectuados por la UT según lo establecido en el numeral 6.17 de este Reglamento.

CC: Cargo por capacidad vigente en el MRS (US\$/kW-mes) en el mes para el cual se calcula el DPr y al que pertenece la hora i.

Los valores horarios del P_{MON} se calcularán cada mes, una vez que se cuente con la información completa necesaria del mes correspondiente. Asimismo, en vista de que queda expresamente definido que los P_{MON} se calculan utilizando datos de capacidad firme provisoria, no se efectuarán re-cálculos de los valores

de DPr, una vez que se conozcan las capacidades firmes definitivas adquiridas por las distribuidoras

19.3.Procedimiento Para la Administración de las Diferencias de Precios.

19.3.1. La UT facturará las transacciones de compra y venta de energía en el MRS de acuerdo al Anexo de Administración de los Procesos de Facturación y Liquidación. La UT cobrará en los procesos de liquidación a los PMs distribuidores la energía retirada en el MRS al precio PE_0 , excepto en el caso contemplado por el numeral 19.3.6.

19.3.2. Las transacciones realizadas por los PMs comercializadores independientes en el MRS serán liquidadas conforme el precio monómico de la energía en el MRS hasta que su participación total en las ventas mensuales al MRS no excedan el 5.0% del monto total de ventas al MRS en dicho mes. El exceso sobre este porcentaje será considerado para el financiamiento del DPr, en forma proporcional a la participación de cada PM comercializador independiente.

19.3.3. El porcentaje de participación de los PMs comercializadores independientes será calculado de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\%Participación = \left(\frac{\text{Transacciones_COM}}{\text{Ventas_Mensuales}} \right) \times 100\%$$

Dónde:

Transacciones _COM: Resultado neto de las Transacciones en el MRS en US\$ por todos los PMs Comercializadores Independientes.

una cuenta del Banco Liquidador seleccionado con el mismo criterio establecido en el numeral 18.7.3.

- e) Por otra parte, cualquier beneficio obtenido, formará parte de los Fondos Transitorios de Liquidación. En todo caso, la UT no absorberá ningún costo ni obtendrá ningún beneficio relacionado con la administración de los fondos; la UT descontará las obligaciones fiscales correspondientes.

19.3.6. Cuando en un mes dado, el valor del DPr de un PM Distribuidor fuere negativo, dicho PM distribuidor deberá pagar a la UT el valor total de la energía retirada del MRS al PE₀, en dicho cálculo no se incluirán los retiros de exportación que realice el PM distribuidor. La diferencia se liquidará por la UT utilizando los montos que estuvieren disponibles en la cuenta denominada “Fondos Transitorios de Liquidación” para el PM Distribuidor. En caso que estos fondos no fueren suficientes, el PM Distribuidor deberá pagar adicionalmente a la UT por sus compras al MRS el 50% de su respectivo faltante. El otro 50% del faltante será financiado por los PMs que venden al MRS, en ambos casos a prorrata del monto de sus transacciones en el MRS. Salvo en el caso de los PMs comercializadores independientes, los cuales participarán con lo establecido en el numeral 19.3.2.

19.3.7. Los montos recolectados por la UT por las compras al MRS, de los PMs Distribuidores, serán abonados a los PMs que venden al MRS proporcionalmente a los montos que se les adeudan.

19.4. Manejo de los Fondos Transitorios de Liquidación.

- 19.4.1. La UT registrará las respectivas cuentas por cobrar y cuentas por pagar con base en las operaciones descritas en la presente normativa, y reportará el estado de las respectivas cuentas a los participantes del mercado involucrados, a más tardar tres días hábiles después de la fecha de liquidación mensual del mercado mayorista.
- 19.4.2. Al finalizar los trimestres de enero a marzo, o de abril a junio o de julio a septiembre, o de octubre a diciembre; se procederá de la siguiente manera:
- a) En caso que un PM distribuidor tuviere deuda pendiente resultante de la aplicación de las fórmulas DPr y posterior al ajuste del Precio Ajustado de la Energía (PE_n), dicho PM distribuidor transferirá mensualmente a la UT, la tercera parte de la deuda que le corresponda hasta su cancelación y que se encontrare pendiente de pago a los participantes a quienes se les adeuden sumas de dinero provenientes de transacciones efectuadas durante el trimestre anterior, así como los costos financieros correspondientes calculados de acuerdo con el numeral 19.5. La UT abonará a los montos pendientes de pago en favor de los PMs que venden en el MRS del trimestre anterior, abono que será efectuado a la cuenta por pagar más antigua, y en caso de dos o más deudas con la misma antigüedad, en forma proporcional al monto adeudado.
 - b) En caso que al finalizar el trimestre resultare un Fondo Transitorio de Liquidación positivo para alguna PM distribuidor, la UT transferirá dicho monto a la Distribuidora que presenta el saldo positivo, a través de tres cuotas mensuales en el transcurso del siguiente trimestre. La UT tendrá la responsabilidad de obtener el mejor rendimiento posible del Fondo Transitorio de Liquidación en el sistema financiero bancario, garantizando mínimo riesgo y

la disponibilidad oportuna de los fondos para efectuar las transferencias mensuales.

19.5.Cálculo de los Costos Financieros de los Aportes Realizados por los PMs al DPR.

- 19.5.1. La UT llevará un registro de las cuentas pendientes de pago a cada PM que vende al MRS para facilitar la determinación del número de días de financiamiento. El Saldo de las cuentas a fin de cada mes debe indicar el saldo vencido y el no vencido.
- 19.5.2. Los montos mensuales pendientes de pago a favor de los PMs que venden en el MRS devengarán un interés, el cual será calculado tomando en cuenta la tasa de interés promedio ponderada mensual del sistema bancario para préstamos hasta un año plazo publicada por el Banco Central de Reserva de El Salvador vigente en el momento de realizar los cálculos mensuales. La tasa de interés se aplicará sobre los saldos mensuales vencidos de las cuentas pendientes de pago, y la recaudación de intereses se repartirá en función de los saldos deudores vencidos de las cuentas de los PMs involucrados. La suma total de los costos financieros acumulados para todos los PMs que venden al MRS deberá ser igual al monto total acumulado durante el trimestre reconocido para dichos PMs dentro del pliego tarifario aprobado por la SIGET.
- 19.5.3. Para el cálculo de los Ajustes Financieros (AF) a ser trasladados a las tarifas a los usuarios finales e incorporados en el Informe de Comercialización Trimestral (ICT), la UT considerará para cada una de las distribuidoras los saldos mensuales al cierre de cada mes de las Diferencias de Precios (DPr) acumulados durante el periodo tarifario, deduciendo los siguientes montos:
- a) Aportes anticipados realizados por un Operador Identificado para cancelar saldos pendientes de cobro de los PMs que venden

energía al MRS acumulados durante el trimestre en curso de ajuste de precios o para que las distribuidoras obtengan descuentos por sus compras al MRS.

- b) El 100% de los ingresos adicionales informados por las distribuidoras percibidos a raíz de un ajuste extraordinario del precio de la energía.

19.5.4. La tasa de interés a utilizar será la tasa promedio ponderada mensual del sistema bancario para préstamos hasta un año plazo publicada por el Banco Central de Reserva de El Salvador vigente en cada mes; en caso de que al momento en que se envíe a la SIGET el ICT no se disponga de la tasa de interés indicada en este apartado para alguno de los meses dispuestos en el cálculo, se utilizara en dicho mes el valor de la última tasa de interés disponible.

19.5.5. Para el cálculo de los costos financieros mensuales, correspondientes a los intereses adeudados a los PMs que venden energía al MRS, se aplicará la siguiente fórmula:

$$CF = SPP * \frac{TA}{100} * \frac{FFin - FInicio}{365}$$

Donde:

CF : Costo financiero mensual

SPP : Saldo mensual pendiente de pago vencido, deduciendo el monto correspondiente de los aportes anticipados realizados por un Operador Identificado y/o por las distribuidoras para cancelar saldos pendientes de cobro de los PMs que venden energía al MRS.

TA : Tasa de interés promedio ponderada mensual del sistema bancario para préstamos hasta un año plazo publicada por el Banco Central

de Reserva de El Salvador vigente en el momento de realizar los cálculos mensuales.

FFin : Fecha de cálculo hasta donde finaliza el cálculo del costo financiero.

FInicio: Fecha de cálculo desde donde se inicia el cálculo del costo financiero.

FFin-FInicio: Número de días desde la fecha de inicio hasta la fecha final del cálculo del costo financiero mensual.

19.5.6. Para el cálculo del Ajuste Financiero mensual de cada distribuidora (AFm) a ser trasladados a las tarifas a los usuarios finales e incorporados en el Informe de Comercialización Trimestral (ICT) se aplicará la siguiente fórmula:

$$AFm = DPr * \frac{TA}{100} * \frac{FFin - FInicio}{365}$$

Donde,

AFm: Ajuste Financiero mensual

DPr: Saldo mensual al cierre de cada mes de las Diferencias de Precios (DPr) acumulados durante el trimestre de ajuste de precios, deduciendo los aportes realizados por anticipado por el Operador Identificado y/o ingresos adicionales percibidos por las distribuidoras como resultado de un ajuste extraordinario de precios de la energía eléctrica.

TA: Tasa de interés promedio ponderada mensual del sistema bancario para préstamos hasta un año plazo publicada por el Banco Central de Reserva de El Salvador vigente en el momento de realizar los cálculos mensuales. En caso de que al momento en que se envíe

a la SIGET el ICT no se disponga de la tasa de interés indicada, se utilizará el valor de la última tasa de interés disponible.

FFin: Fecha de cálculo hasta donde finaliza el cálculo del Ajuste Financiero.

FInicio: Fecha de cálculo desde donde se inicia el cálculo del Ajuste Financiero.

FFin-FInicio: Número de días desde la fecha de inicio hasta la fecha final del cálculo del Ajuste Financiero mensual.

19.6. Auditoría e Informes.

19.6.1. La UT deberá contratar anualmente una auditoría independiente para verificar la correcta administración de los resultados de las diferencias entre el precio monómico de la energía en el MRS y los PE₀, y enviar el correspondiente informe del auditor a los participantes del mercado y a la SIGET.

19.6.2. En el Informe de Comercialización Trimestral que la UT debe remitir a las distribuidoras y a la SIGET en el mes con el que se inicia el trimestre para el cual se determinará el ajuste del Precio de la energía, y de conformidad con el plazo que establezca la SIGET, la Unidad de Transacciones deberá incluir un informe sobre la Administración de las diferencias entre los precios de la energía en el MRS y los PE₀ correspondiente al trimestre recién terminado.

19.7. Cancelación Anticipada de Saldos Pendientes de Cobro.

19.7.1. Objeto

Canalizar los aportes monetarios que permitan cancelar anticipadamente, en forma total o parcial, saldos pendientes de cobro de los PMs que venden energía en el MRS resultantes de la aplicación del diferencial de precio DPr en el período

transcurrido del trimestre de ajuste del precio de la energía en curso. Se entiende por cancelación anticipada la que se realiza a lo largo del mismo trimestre en el que los DPr se generaron, puesto que, de acuerdo con lo dispuesto en el literal a) del numeral 19.4.2, correspondería que los saldos pendientes de cobro se cancelaran a lo largo del siguiente trimestre de ajuste tarifario.

19.7.2. Activación de la cancelación anticipada de saldos pendientes de cobro

Se activa el procedimiento de la siguiente manera:

1. Mediante una nota del Operador Identificado, en la cual informa a la UT que cancelará parcial o totalmente a favor de las distribuidoras, haciendo uso de sus aportaciones, saldos pendientes de cobro de los PMs que venden energía eléctrica al MRS originados por la aplicación de las disposiciones concernientes a la administración del diferencial de precios DPr que se hayan acumulado en ese mismo trimestre de ajuste de precios de la energía.
2. Mediante nota de alguna distribuidora, en la cual informa a la UT que, en razón de ingresos adicionales obtenidos por un ajuste extraordinario del precio de la energía, transferirá montos para cancelar parcial o totalmente, saldos pendientes de cobro de los PMs que venden energía eléctrica al MRS originados por la aplicación de las disposiciones concernientes a la administración del diferencial de precios DPr que se hayan acumulado en ese mismo trimestre de ajuste de precios de la energía. La distribuidora también informará la totalidad de los ingresos adicionales obtenidos de

los usuarios finales, a fin de que la UT lo tome en cuenta para el cálculo del Ajuste Financiero.

19.7.3. Para la cancelación anticipada de las deudas se procederá de la siguiente manera:

19.7.3.1. En la nota que el Operador Identificado envíe a la UT para la activación del procedimiento, se deberá incorporar un plan de pagos en el que se indique para cada mes restante del trimestre de ajuste de precios de la energía, los montos que servirán para cancelar parcial o totalmente a favor de las distribuidoras saldos pendientes de cobro de los PMs que venden energía al MRS y la forma en la que se asignará dicho monto a cada PM.

19.7.3.2. Cuando los fondos provengan del Operador Identificado, éste transferirá mensualmente a la UT los montos correspondientes a cada distribuidora, indicados en la nota de activación, en las fechas establecidas para la verificación de transferencia de fondos de acuerdo con el calendario de facturación y liquidación de las transacciones comerciales de cada mes. La UT cancelará parcial o totalmente a favor de cada distribuidora, según el monto indicado en el plan de pagos, los saldos pendientes de pago del trimestre en curso de aplicación de la administración del diferencial de precios DPr.

19.7.3.3. Cuando los fondos provengan de una distribuidora, como resultado de un ajuste extraordinario del precio de la energía, ésta transferirá mensualmente a la UT el cincuenta por ciento (50%) de los ingresos adicionales en las fechas establecidas para la verificación de transferencia de fondos de acuerdo con el calendario de facturación y liquidación de las transacciones comerciales de cada mes, montos que deberán estar indicados en la nota de activación. La UT cancelará parcial o totalmente a favor de cada distribuidora, según el monto transferido cada mes, los saldos pendientes de pago del trimestre en curso de aplicación de la administración del diferencial de precios DPr.

19.7.3.4. La UT abonará mensualmente los montos transferidos por el Operador Identificado a las cuentas pendientes de cobro resultado de la administración del diferencial de precios DPr correspondientes a los PMs que venden energía en el MRS, según los PMs y montos indicados en el plan de pagos suministrado.

Por otra parte, la UT abonará mensualmente los montos transferidos por las distribuidoras a raíz de un ajuste extraordinario del precio de la energía a las cuentas pendientes de cobro resultado de la administración del diferencial de precios DPr de los PMs que venden energía en el MRS, de acuerdo con la cuenta pendiente de cobro más antigua, y en caso de dos o más deudas

con la misma antigüedad, en forma proporcional al monto adeudado.

- 19.7.3.5. Los montos aportados anticipadamente por el Operador Identificado, ya sea para cancelar parcial o totalmente Saldos Pendientes de Pago de los PMs que venden energía en el MRS o para que las distribuidoras obtengan descuentos en sus compras de energía en el MRS, así como los ingresos adicionales obtenidos por las distribuidoras por un ajuste extraordinario de precios, deberán ser descontados por la UT a efectos del cálculo del AF correspondiente a cada distribuidora. Asimismo, el remanente de la deuda acumulada al final del trimestre de ajuste de precio de la energía en curso, será liquidado por los distribuidores en 3 cuotas mensuales de igual valor a lo largo del siguiente trimestre de ajuste del precio de la energía.



20. GENERADORES CONECTADOS A REDES DE DISTRIBUCIÓN

20.1.Objeto.

20.1.1. El objeto de este capítulo es especificar las condiciones adicionales o las excepciones a las normas contempladas en este Reglamento que debe cumplir un PM generador que está conectado directamente a una red de distribución para participar en el Mercado Mayorista.

20.1.2. Para participar en el Mercado Mayorista un PM generador conectado a la red de distribución debe ser capaz de inyectar una potencia mínima de 5 MW por nodo.

20.2.Solicitud de Inscripción.

20.2.1. El PM generador debe presentar la solicitud de inscripción de acuerdo a lo indicado en el Anexo Inscripción de este Reglamento. Adicionalmente a lo allí indicado debe presentar una copia certificada por la SIGET del contrato de distribución para realizar transacciones en el Mercado Mayorista.

20.3.Obligaciones.

20.3.1. El PM generador conectado a una red de distribución deberá cumplir los siguientes requisitos:

- a) Estar registrado en la UT como PM generador.
- b) Proporcionar a la UT los parámetros técnicos de las unidades generadoras, los cuales deben ser verificados por ésta.
- c) Permitir el acceso a los medidores del PM generador en forma remota y local.
- d) Informar a la UT las características de las unidades generadoras necesarias para calcular su costo variable.

- e) Instalar el equipo de medición y comunicación que sea determinado por la UT de forma que se permita la lectura remota de los medidores y el control e indicación en tiempo real de la energía inyectada neta.
- f) Establecer una coordinación efectiva entre el PM intermediario y la UT, para la regulación de la energía inyectada neta en tiempo real.

20.4. Transacciones Económicas.

- 20.4.1. Las inyecciones de los PMs generadores conectados a redes de distribución tendrán el mismo tratamiento que las inyecciones de todos los PM generadores, siguiendo las normas de este Reglamento.
- 20.4.2. Cuando el PM generador inyecte, se considerarán sus inyecciones en el punto de conexión a la red de distribución.
- 20.4.3. Los retiros de los PMs generadores conectados a redes de distribución tendrán el mismo tratamiento que los retiros de todos los PMs generadores, siguiendo las normas de este Reglamento.
- 20.4.4. Los retiros que realice el PM generador en su punto de conexión se trasladarán a un punto de retiro de la red de transmisión mediante factores de pérdida que el PM generador haya acordado con el PM distribuidor y que se incluirán en el contrato de distribución presentado a la UT.
- 20.4.5. Para efecto de los retiros del PM distribuidor, se considerarán retiros del PM distribuidor, aquellos que realiza en los puntos de conexión a la red de transmisión más las inyecciones de PMs generadores conectados a su red de distribución menos los retiros realizados por estos PMs generadores.

20.4.6. Alternativamente un PM generador puede participar en el Mercado Mayorista, sin realizar retiros y éstos, si existiesen, manejarlos a través de un contrato como consumidor de la empresa distribuidora. En este caso la UT no medirá ni contabilizará, para efectos de las transacciones y balances de energía y potencia, los retiros efectuados por el PM generador en su punto de conexión con la red de distribución.

20.5.Servicios Auxiliares y Cargos del Sistema.

20.5.1. Los PMs generadores conectados a redes de distribución estarán obligados a cumplir con todos los servicios auxiliares estipulados en este Reglamento, exceptuando la regulación de frecuencia secundaria.

20.5.2. Las inyecciones y retiros de un PM generador conectado a la red de distribución deben cumplir con el pago de otros costos que deben ser cubiertos por los PMs que inyectan o retiran, según corresponda.

20.6.Capacidad Firme.

20.6.1. Un PM generador conectado a una red de distribución que participa en el Mercado Mayorista está sometido a los cálculos, compromisos y transacciones de capacidad firme realizados por la UT de acuerdo a las normas de este Reglamento.

20.6.2. La Capacidad Firme de un PM generador conectado a una red de distribución que participa en el Mercado Mayorista, no podrá ser superior a la cantidad declarada en su contrato de Distribución.



**Administradora del Mercado
Mayorista de Electricidad de El
Salvador**

*Km. 12 ½ Carretera al Puerto de La
Libertad, La Libertad, Nuevo Cuscatlán, El
Salvador, Centro América*

Teléfono: (503) 2521-7300

Fax: (503) 2521-7301