



Anexos

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 Editado por la Unidad de Transacciones, S.A. de
C.V.

Actualizado a Agosto 2024

Último Acuerdo Incorporado DGEHM N°27/2024/DE

CONTENIDO

ANEXO 01 - INSCRIPCIÓN.....	5
APÉNDICE A - CONTRATO DE SERVICIOS DE LA UT.....	10
APÉNDICE B - FORMATO DE LA SOLICITUD DE INSCRIPCIÓN	17
APÉNDICE C - FORMATO APERTURA DE CRÉDITO RESTRINGIDO	19
APÉNDICE D - FORMATO DE FIANZA MERCANTIL	25
ANEXO 02 – INFRACCIONES Y CONFLICTOS.....	27
ANEXO 03 – INFORMACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA.....	36
APÉNDICE A	42
APÉNDICE B.....	45
APÉNDICE C.....	66
APÉNDICE D	67
ANEXO 04 – PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES.....	70
ANEXO 05 – SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA	83
APÉNDICE A	92
ANEXO 06 – TRANSACCIONES DEL MERCADO	99
ANEXO 07 - SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE MERCADO.....	131
ANEXO 08 – RACIONAMIENTO.....	136
ANEXO 09 – CÁLCULO DEL PRECIO EN EL MRS	141
ANEXO 10 – OPERACIÓN EN TIEMPO REAL	152
ANEXO 11 – SERVICIOS AUXILIARES.....	160
ANEXO 12 – NORMAS DE CALIDAD Y SEGURIDAD OPERATIVAS	170
ANEXO 13 – MEDICIÓN COMERCIAL	185
APÉNDICE 1 - FORMULARIOS PARA PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN TÉCNICA DEL SIMEC	209
APÉNDICE 2 - TAREAS DE AUDITORÍA.	217
APÉNDICE 3 - CONFIRMACIÓN DE LECTURAS COMERCIALES	224

APÉNDICE 4.....	225
APÉNDICE 5.....	226
ANEXO 14 – ADMINISTRACIÓN DE LOS PROCESOS DE FACTURACIÓN Y LIQUIDACIÓN	227
APÉNDICE A - FORMATO DE LA CARTA DE AUTORIZACIÓN PARA LA CONSULTA Y TRANSFERENCIA DE FONDOS	240
ANEXO 15 – DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD FIRME	241
ANEXO 16 - CURVAS DE CONSUMO ESPECÍFICO DE CALOR	281
APÉNDICE 1- NORMA DE PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONSUMO DE CALOR	301
APÉNDICE 2 - MODELOS DE ACTAS Y FORMATOS DE AUDITORÍAS	339
APÉNDICE 3. DETERMINACIÓN DE LOS POLINOMIOS DE CONSUMO ESPECÍFICO DE CALOR Y CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE.....	352
APÉNDICE 4 PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN EL ARRANQUE Y DETENCIÓN.....	356
ANEXO 17 – COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO COMBUSTIBLES (CVNC) Y COSTOS DE ARRANQUE Y DETENCIÓN.....	365
APÉNDICE 1-FORMATOS	427
APÉNDICE 2 – CODIFICACIÓN DE FORMATOS	450
APÉNDICE 3 – DATOS TÉCNICOS OPERATIVOS.....	452
ANEXO 18 –TRATAMIENTO DE LA HIDROLOGÍA	462
ANEXO 19 – DETERMINACIÓN DE CURVAS DE ALERTA DE LOS EMBALSES	468
ANEXO 20 – PRUEBA DE POTENCIA MAXIMA NETA DE LAS UNIDADES GENERADORAS.....	474
APÉNDICE 1- MODELO DE INFORME PARA LAS PRUEBAS DE POTENCIA MAXIMA NETA.....	478
ANEXO 21 – ADMINISTRACIÓN DE VERTIMIENTO DE GENERACIÓN BASE.....	480

ANEXO 01 - INSCRIPCIÓN

1. Objeto.

Describir los pasos a seguir para la inscripción de los Participantes en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador.

2. Solicitud Para Ingresar Al Mercado.

- 2.1. Toda persona, natural o jurídica, que desee adquirir la categoría de participante en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador, deberá presentar la solicitud de inscripción de acuerdo con el Apéndice B de este Anexo.
- 2.2. Esta solicitud deberá ser presentada en las oficinas de la Unidad de Transacciones, donde será revisada y evaluada de conformidad a lo dispuesto en la Ley General de Electricidad, el Reglamento de la Ley General de Electricidad y el presente Reglamento, contando con un mes a partir de la fecha de recepción de la solicitud para su revisión y aprobación, en caso de no existir inconveniente alguno.
- 2.3. La solicitud de inscripción deberá incluir al menos la siguiente información:
 - a) Identificación de la entidad, incluyendo domicilio, lugar para oír notificaciones, nombre y credenciales del representante legal que firma la solicitud.
 - b) Identificación de las actividades que desarrollará en el Mercado Mayorista, así como la constancia de inscripción en el Registro de Operadores de la SIGET, de corresponder.
 - c) Identificación de cada nodo de la red en los que se conectará al sistema, y de proceder, constancia de la existencia de los Contratos de Interconexión con el PM Transmisor correspondiente.

- d) De participar como PM Generador, certificación del PM Transmisor con el que se conecta, de la existencia de los Contratos de Transmisión correspondientes.
- e) Identificación del equipamiento que se incorpora al sistema eléctrico, de corresponder.
- f) Identificación de los sistemas de medición, comunicación y protección, según lo definido en este Reglamento, de corresponder.
- g) Declaración de la disposición de proporcionar a la UT las garantías de pago requeridas en este Reglamento.
- h) Identificación de cuenta bancaria para la administración de los créditos y débitos que surjan de las transacciones económicas en el mercado, así como copia del número de identificación tributario (NIT), y copia del número de registro del contribuyente (NRC).
- i) Constancia de su disposición para firmar el Contrato con la UT.
- j) Fecha requerida para comenzar a operar en el Mercado, y fechas previstas de entrada en servicio del equipamiento a instalar, en los casos que corresponda.
- k) Para los PMs comercializadores, en caso de prever el uso de redes de distribución de terceros, deberá presentar una constancia que existe un acuerdo con el PM Distribuidor para dicho uso.
- l) Para los PMs comercializadores, en caso de prever el uso de redes de transmisión para inyectar energía, deberá presentar una constancia que existe un acuerdo con el PM Transmisor para dicho uso.
- m) Cumplir cualquier requisito establecido por la Regulación Regional vigente.

2.4. La UT verificará que el solicitante haya proporcionado la información requerida; en caso contrario, le notificará por escrito las deficiencias de

la solicitud para que sean resueltas. El Solicitante deberá solventar las deficiencias notificadas.

- 2.5. Una vez aceptada la solicitud que acredita al solicitante como participante en el mercado mayorista de electricidad, deberá firmar un contrato con la UT, según el formato proporcionado en el Apéndice A de este Anexo, el cual deberán suscribir obligatoriamente todos los PMs.
- 2.6. La modificación de cualquier dato técnico deberá hacerse dentro de los plazos indicados en el Anexo Información Técnica del Sistema. Cualquier otro dato incluido en la solicitud de ingreso que vaya a ser modificado, deberá notificarse a la UT con una anticipación de al menos dos semanas antes de entrar en efecto.

3. Expedientes.

- 3.1. La UT deberá abrir un expediente por cada uno de los solicitantes, el cual deberá contener la documentación aquí especificada, incluyendo además de la Solicitud y del Contrato, la correspondencia que haya sido remitida por ambas partes durante el proceso de inscripción. En caso de haber sido rechazada la solicitud, deberá incluirse en el expediente la notificación de la UT con las razones del rechazo.

4. Ingreso a la UT.

- 4.1. Todo PM aprobado para operar en el Mercado Mayorista tiene además la facultad de solicitar su ingreso como accionista a la Sociedad Unidad de Transacciones. Para ello, deberá enviar una solicitud a la Junta Directiva de la UT.

5. Garantías.

- 5.1. Para garantizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los PMs por transacciones en el Mercado, sanciones y penalizaciones,

cargos de la UT, honorarios por servicios y cualquier otra que sea requerida en el Reglamento de Operación o en el Contrato de Servicios que al efecto suscriban; éstos rendirán por su cuenta y a favor de la UT, S.A. de C.V. la o las garantías que esta le determine, pudiendo ser las siguientes:

- a) **Apertura de Crédito Restringido:** conocido en el Sistema Bancario como “sobregiro”. El PM acreditado, no podrá disponer del importe del crédito, quedando éste disponible única y exclusivamente a favor de la UT de conformidad con el Art.1108 del Código de Comercio. El plazo de la Apertura de Crédito será igual que en el plazo de vigencia del Contrato de servicios que suscriban el PM con la UT. El PM estará obligado a comprobar fehacientemente la Apertura del Crédito Restringido, por un Banco del Sistema aceptable a la UT y a favor de ésta y por el monto y plazo que ella le requiera. Dicha comprobación comprenderá, además, la expresa aceptación del Banco acreditante, de tener a disposición de la UT y durante el plazo pactado, la totalidad del monto del crédito aperturado, bastando para su desembolso, total o parcial, el simple requerimiento de pago por parte de la UT, debiendo efectuarse el desembolso de inmediato por el Banco, sin ningún otro requerimiento o condición, de acuerdo con el formato definido en el Apéndice C;
- b) **Fianza Mercantil:** emitida por Bancos, Aseguradoras o Afianzadoras aprobadas por la UT y cuyo tenor será proporcionado al PM, de acuerdo con el formato definido en el Apéndice D.
- c) **Depósito en efectivo:** en una cuenta asignada por la UT.
- d) Para casos excepcionales, debidamente justificados, otro tipo de garantía aprobada por la Junta Directiva de la UT.

6. Categoría de Participante del Mercado.

- 6.1. Todo Participante de Mercado que no renueve su condición en el Registro de Operadores de la SIGET perderá su categoría como tal en los registros de la UT. Para ello, la UT solicitará durante el mes de diciembre de cada año a la SIGET el registro de operadores vigente.

7. Solicitud de Autorización en el Mercado Eléctrico Regional

- 7.1. Los PMs deberán cumplir el procedimiento definido en la Regulación Regional para ser considerados Participantes Autorizados a operar en el Mercado Eléctrico Regional.

APÉNDICE A - CONTRATO DE SERVICIOS DE LA UT

NUMERO LIBRO **CONTRATO DE PRESTACION DE SERVICIOS.** En la ciudad de San Salvador, a las horas del día de de dos mil Ante mí, Notario de este domicilio, comparece por una parte el señor (**Representante Legal UT**), Quien es de (Edad) años de edad, (Profesión), del domicilio de (ciudad y departamento); persona a quien conozco portador de su Documento de Identificación (detallar documento); quien actúa en su calidad de Representante Legal de la Sociedad **“UNIDAD DE TRANSACCIONES, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE”** que se puede abreviar **UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. de C.V. o UT, S.A. DE C.V.**; en lo sucesivo **“LA UT”**, del domicilio de Nuevo Cuscatlán, Departamento de La Libertad, de nacionalidad (nacionalidad), con Número de Identificación Tributaria (NIT); que en el instrumento puede denominarse la **“UT”**; cuya personería doy fe de ser legítima y suficiente por haber tenido a la vista: a) Testimonio de Escritura Pública de Modificación del Pacto Social de la Sociedad **UNIDAD DE TRANSACCIONES, SOCIEDAD ANÓNIMA DE CAPITAL VARIABLE**, otorgada en esta ciudad a las (hora) del día (fecha en letras), de (mes) de (año en letras), ante los oficios Notariales del (nombre del notario), de la que consta: Que su denominación, naturaleza, domicilio y nacionalidad es como ha quedado expresado; que su plazo es indeterminado; que dentro de su finalidad está la de celebrar actos como el presente; que la administración de la Sociedad está confiada a una Junta Directiva integrada por (número en letras) Directores, los cuales son electos para el período de **un año**; que la representación judicial y extrajudicial de la Sociedad y el uso de la Firma Social corresponde al Presidente y al Secretario de la Junta Directiva, quienes podrán actuar conjunta o separadamente y previo acuerdo de Junta Directiva, pueden celebrar toda clase de actos y contratos. Testimonio inscrito bajo el Número (**número en mayúsculas**) del libro (número en mayúsculas) del Registro de Sociedades, del Registro de Comercio, de este Departamento, con fecha (fecha en letras); b) Certificación expedida por (título y nombre del secretario), el día (fecha en letras), en su calidad de Director

Secretario de la Junta Directiva de la Sociedad “UT, S.A. DE C.V.”, del Acta de Sesión de Junta Directiva celebrada a las (hora en letras) del día (fecha en letras), en cuyo Punto número (número en romanos), se acordó nombrar al (título y nombre del presidente), como Presidente de la Junta Directiva para el período de un año, contado a partir de la inscripción de la respectiva Credencial en el Registro de Comercio; Certificación inscrita en el Registro de Comercio al Número **(número en letras mayúsculas)** del Libro **(número en letras mayúsculas)** del Registro de Sociedades; Departamento de Documentos Mercantiles, el (fecha en letras); y c) Certificación expedida por el (título y nombre del secretario), a los (fecha en letras) días del mes de (mes en letras) de dos mil (año en letras), en su calidad de Director Secretario de la Junta Directiva de la Sociedad “UT, S.A. de C.V.”; del Acta de Sesión número -----de Junta Directiva celebrada en el municipio de Nuevo Cuscatlán, a las -----horas del día----- de----- de dos mil (año en letras); en cuyo Punto----- se acordó otorgar el presente instrumento, en los términos aquí estipulados. **Y por otra parte**, el (título)....., de..... años de edad,, del domicilio de-----, persona a quien no conozco, pero identifico por medio de su -- ----- número, quien actúa en nombre y representación y en su calidad de ----- de la Junta Directiva, de la Sociedad que puede abreviarse “.....”, del domicilio de, Departamento de; que se denominará **(“EL GENERADOR”---“EL COMERCIALIZADOR”---“EL DISTRIBUIDOR”---“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”;**) de cuya personería doy fe de ser legítima y suficiente por haber tenido a la vista: Escritura Pública de _____ de la Sociedad, otorgada en a las horas del día de del año, ante los oficios del Notario; de la que aparece que su denominación, naturaleza y domicilio es como ha quedado expresado; que dentro de su finalidad está la de otorgar actos como el presente; que el plazo es por tiempo indeterminado; que la Administración de la Sociedad esta confiada a una Junta Directiva integrada por un Presidente, un Secretario y

un Director Propietario; quienes fungirán durante (número en letras) años; que la Representación Judicial y Extrajudicial y el uso de la Firma Social corresponde conjunta o separadamente al Director Presidente y al Director Secretario de la Junta Directiva y previo acuerdo de ésta podrán ejecutar actos como el presente. Inscrita en el Registro de Comercio al número ----- del Libro del Registro de Sociedades con fecha de de dos mil; **b)** Certificación expedida por el, Director Secretario de la Junta Directiva de la Sociedad, con fecha de de dos mil _____ de la sesión celebrada a las horas del día de de dos mil ..., en la que se acordó elegir como Presidente de la Junta Directiva de la Sociedad al compareciente para el periodo que vencerá el día dede dos mil; Inscrita en el Registro de Comercio al número del Libro del Registro de Sociedades con fecha dede dos mil ...; y **c)** Certificación expedida por el, Director Secretario de la Junta Directiva de la Sociedad, con fecha dededos mil_____, del punto de Acta número _____, de la sesión de Junta Directiva celebrada a las _____ horas _____ del día _____ de de dos mil _____; en virtud del cual se acordó autorizar al compareciente a suscribir el presente contrato, y en las calidades indicadas, **ME DICEN:** Que convienen en suscribir el presente **“CONTRATO DE PRESTACION DE SERVICIOS”**, el cual se registrará conforme a los artículos siguientes: **I) OBJETO:** De conformidad con la Ley General de Electricidad, **“LA UT”** es la Sociedad encargada de operar el Sistema de Transmisión y el Mercado Mayorista de Electricidad. De conformidad con lo establecido en la Ley, **“LA UT”** se obliga por medio del presente instrumento a prestar dichos servicios a (**“EL GENERADOR”**---**“EL COMERCIALIZADOR”**---**“EL DISTRIBUIDOR”**---**“EL USUARIO FINAL”** o **“EL TRANSMISOR”**). **II) NORMAS APLICABLES:** Los servicios prestados por **“LA UT”** a (**“EL GENERADOR”**---**“EL COMERCIALIZADOR”**---**“EL DISTRIBUIDOR”**---**“EL USUARIO FINAL”** o **“EL TRANSMISOR”**) estarán regidos por las normas contenidas en el **Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción**, por lo que las partes se

obligan a adquirir y poner en operación el equipo necesario para su cumplimiento. Ese documento será referido en adelante como **“El Reglamento de Operación”**.

III) CONDICIONES ESPECIALES: Las partes acuerdan las condiciones especiales siguientes: **a)** Que los servicios que prestará **“LA UT”** tienen por objeto: Asegurar la factibilidad de las transacciones de energía efectuadas por (**“EL GENERADOR”**---**“EL COMERCIALIZADOR”**---**“EL DISTRIBUIDOR”**---**“EL USUARIO FINAL”** o **“EL TRANSMISOR”**) en el Mercado Mayorista; **b)** Las decisiones de operación que tome **“La UT”** serán de cumplimiento obligatorio para (**“EL GENERADOR”**---**“EL COMERCIALIZADOR”**---**“EL DISTRIBUIDOR”**---**“EL USUARIO FINAL”** o **“EL TRANSMISOR”**), siempre y cuando las mismas estén dentro de las normas contenidas en la Ley o el Reglamento de Operación; **c)** Cada una de las partes permite a la otra grabar la totalidad de las conversaciones que por medios alámbricos o inalámbricos se realicen entre su personal de operación, y a ponerlas a disposición de la otra parte, para ser escuchadas y/o reproducidas, previa solicitud por escrito; **d)** **“LA UT”** se obliga a manejar como confidencial la totalidad de la información de (**“EL GENERADOR”**---**“EL COMERCIALIZADOR”**---**“EL DISTRIBUIDOR”**---**“EL USUARIO FINAL”** o **“EL TRANSMISOR”**) a la que tenga acceso en atención al presente contrato, excepto en los siguientes casos: **1)** Que la Ley o el Reglamento de Operación establezcan lo contrario; **2)** Que obtenga autorización escrita de (**“EL GENERADOR”**---**“EL COMERCIALIZADOR”**---**“EL DISTRIBUIDOR”**---**“EL USUARIO FINAL”** o **“EL TRANSMISOR”**) para reproducirla, revelarla o publicarla; y **3)** Que sea obligada a revelarla por orden judicial; **e)** Cada una de las partes proporcionará, en forma veraz y oportuna toda la información que se le solicite, relevando a la otra parte de toda responsabilidad por fallas en la operación de sus sistemas o equipos, cuando dichas fallas sean causadas por falta de información, información falsa o entregada tardíamente y que se le haya requerido entregar de conformidad con la Ley General de Electricidad, su Reglamento o el Reglamento de Operación. **IV) FECHA DE INICIO DE PRESTACION DE LOS SERVICIOS:** (**“EL GENERADOR”**---**“EL COMERCIALIZADOR”**---**“EL DISTRIBUIDOR”**---**“EL USUARIO FINAL”** o **“EL TRANSMISOR”**) otorga que recibirá los servicios por

parte de “LA UT” a partir de la fecha de vigencia de la garantía de pago a que se refiere la cláusula **SÉPTIMA** de este contrato. **V) PLAZO:** El plazo del presente contrato es por períodos de un año contado a partir de la fecha de vigencia de la garantía de pago a que se refiere la cláusula **SÉPTIMA** de este contrato, prorrogables automáticamente. No obstante (“EL GENERADOR”---“EL COMERCIALIZADOR”---“EL DISTRIBUIDOR”---“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”) lo podrá dar por terminado previa notificación a “LA UT” con al menos cuarenta y cinco días de anticipación. “LA UT” podrá dar por terminado el Contrato, cuando (“EL GENERADOR”---“EL COMERCIALIZADOR”---“EL DISTRIBUIDOR”---“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”) incumpla sus obligaciones, en lo relativo a las atribuciones que la Ley General de Electricidad, su Reglamento y el Reglamento de Operación le otorgan a ésta. **VI) OBLIGACION Y FORMA DE PAGO:** (“EL GENERADOR”---“EL COMERCIALIZADOR”---“EL DISTRIBUIDOR”---“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”) se obliga a pagar a “LA UT” en concepto de honorarios por la operación del Sistema de Transmisión y el Mercado Mayorista de Electricidad, los cargos aprobados por la SIGET, en la forma que el Reglamento de Operación lo disponga. Los honorarios por la prestación de cualquier servicio que no sea la Operación del Sistema de Transmisión y el Mercado Mayorista de Electricidad por parte de “LA UT” deberán pactarse por mutuo acuerdo entre las partes, sin intervención de terceros. **VII) GARANTIAS DE** (“EL GENERADOR”---“EL COMERCIALIZADOR”---“EL DISTRIBUIDOR”---“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”) rendirá por su cuenta y a favor de “LA UT”, las garantías de pago establecidas para cubrir las responsabilidades por transacciones en el Mercado, sanciones , cargos de “LA UT”, honorarios por servicios y cualquier otra que sea requerida en el Reglamento de Operación. **VIII) DAÑOS Y PERJUICIOS:** Si a consecuencia de decisiones de operación que haya tomado “LA UT” por incumplir los Reglamentos y las normas vigentes en el mercado mayorista contenidas en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción, o por maniobras erróneas realizadas por negligencia o impericia de su personal, se ocasionaren daños o perjuicios a los sistemas o

equipos de (“EL GENERADOR”---“EL COMERCIALIZADOR”---“EL DISTRIBUIDOR”---“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”), o a los bienes de terceros, no atribuibles a caso fortuito ni a fuerza mayor, “LA UT” indemnizará a (“EL GENERADOR”---“EL COMERCIALIZADOR”---“EL DISTRIBUIDOR”---“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”) o a los terceros por dichos daños o perjuicios. Si hubieren daños o perjuicios causados a “LA UT” o a terceros, por causas atribuibles a (“EL GENERADOR”---“EL COMERCIALIZADOR”---“EL DISTRIBUIDOR”---“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”), éste indemnizará a “LA UT” o a los terceros que resulten afectados. El monto de las indemnizaciones antes mencionadas, será el correspondiente a los daños causados. Si las partes no se pusieren de acuerdo sobre la procedencia de la indemnización o sobre el monto de la misma, la decisión deberá ser sometida a arbitraje de acuerdo con el Artículo IX de este contrato de servicios. “LA UT” se obliga a presentar a (“EL GENERADOR”---“EL COMERCIALIZADOR”---“EL DISTRIBUIDOR”---“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”), dentro de los treinta días siguientes a la fecha de vigencia del presente contrato, la documentación que evidencie que ha contratado un seguro de responsabilidad civil por daños a terceros, que cubra los daños al sistema o equipos de (“EL GENERADOR”---“EL COMERCIALIZADOR”---“EL DISTRIBUIDOR”---“EL USUARIO FINAL” o “EL TRANSMISOR”), el costo de la energía no entregada o la energía de reposición, así como los daños y perjuicios a terceros a que se refiere este artículo, por un monto de hasta dos millones de dólares por evento, con reinstalación automática. “LA UT” se obliga a mantener vigente el seguro a que se refiere el presente artículo, por todo el plazo de vigencia del presente contrato. **IX) ARBITRAJE:** Toda duda o discrepancia que surja con motivo de la vigencia, interpretación o ejecución de este contrato y que no pueda ser resuelta entre las partes, deberá ser sometida para decisión final a árbitros arbitradores en las siguiente forma: Cada Parte nombrará un árbitro y éstos nombrarán un tercero por mutuo acuerdo. Si los árbitros no se pusieren de acuerdo en el nombramiento del tercero en un plazo máximo de quince días, éste será nombrado por la Junta de Directores de la SIGET. Los árbitros deberán

aplicar las reglas que para el arbitraje Ad-hoc contiene la Ley de Mediación, Conciliación y Arbitraje, en lo que no estuviere especialmente reglamentado en esta cláusula. El lugar del arbitraje será la ciudad de San Salvador y la ejecución del laudo podrá ser tramitada en cualquier Tribunal Mercantil de la misma ciudad. Los gastos de arbitraje serán cubiertos a prorrata por cada una de las Partes. El laudo arbitral estará sujeto a correcciones, aclaraciones o adiciones y será firme una vez concluidas las diligencias. **X) JURISDICCIÓN Y COMPETENCIA:** Las Partes se someten a las Leyes y Reglamentos vigentes en El Salvador. **XI) DOMICILIO ESPECIAL:** Para los efectos del presente contrato, las partes establecen como domicilio especial la ciudad de San Salvador. Así se expresaron los comparecientes a quienes explique los efectos legales del presente instrumento, y leído que se los hube, íntegramente, todo lo escrito y en un solo acto sin interrupción, ratifican su contenido y firmamos. **DOY FE.**

APÉNDICE B - FORMATO DE LA SOLICITUD DE INSCRIPCIÓN

(Lugar), (Fecha)

SEÑORES

UNIDAD DE TRANSACCIONES, SA. DE C.V.

PRESENTE.-

ATT. Gerencia General

Estimados Señores:

En cumplimiento con lo dispuesto por el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en costos de producción y su Anexo-Inscripción, les **SOLICITAMOS** ser inscritos como Participantes en el Mercado Mayorista de Electricidad de El Salvador, en carácter de: _____ (Especificar dependiendo el caso)

Bajo Juramento declaramos lo siguiente:

- a) Nos denominamos sociedad _____, de este domicilio, y representada legalmente en éste acto por _____, en carácter de _____, (Representante Legal o Apoderado), cuya existencia y personería legitimo con la documentación siguiente: _____ y _____.- Señalo para oír notificaciones _____.-
- b) Presento la Ficha de Inscripción expedida por el Registro de la **SIGET**, Sector Electricidad, Sección Personas y en el que consta que la actividad a

desarrollar será la de : _____(Relacionar con el carácter en la cual solicita su inscripción) .

- c) Que en su debida oportunidad presentaré las Garantías de Pago que fueren requeridas por la Sociedad **UT, S.A. de C.V.**
- d) Que la cuenta bancaria que utilizaré para la administración de los créditos y débitos que surjan de las transacciones económicas en el mercado será la Cuenta Corriente Número _____ del Banco _____.-
- e) Que en su debida oportunidad firmaremos el Contrato respectivo con la **UT, S.A. de C.V.;** y
- f) Que la fecha que en la que deseamos comenzar a operar en el Mercado es el _____ de _____ de _____.-

Atentamente,

Firma del Solicitante

NOTA: La documentación puede ser presentada original y fotocopia para ser confrontada o fotocopia certificada por Notario. La firma del solicitante deber ser autenticada por Notario.

APÉNDICE C - FORMATO APERTURA DE CRÉDITO RESTRINGIDO

NUMERO _____ En la ciudad de ____ a las _____ horas y _____ minutos del día _____ de _____ del año _____.-
Ante mí _____, Notario del domicilio de _____, comparece _____, de _____ años de edad, _____, del domicilio de _____, a quien conozco e identifico con su Documento Único de Identidad número _____, quien actúa en nombre y representación en calidad de Apoderado Especial del BANCO _____, SOCIEDAD ANONIMA, que puede abreviarse BANCO _____, Institución Bancaria, del domicilio de _____, con Número de Identificación Tributaria _____, a quien en adelante se le denominará "EL BANCO"; por otra parte, _____, de _____ años de edad, _____, del domicilio de _____, a quien (ahora) conozco e identifico con su Documento Único de Identidad número _____, _____ de la Sociedad _____, del domicilio de _____, con Número de Identificación Tributaria _____, a quien en adelante se le denominará "**La Sociedad deudora**"; y ME DICEN: **I) MONTO DEL CRÉDITO:** Que el "**EL BANCO**" concede a "**La Sociedad deudora**" un Crédito en forma de **AUTORIZACION PARA SOBREGIRO RESTRINGIDO EN CUENTA CORRIENTE**, hasta por la suma de _____ **DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA**, y "**La Sociedad deudora**" acepta el crédito.- **II) DESTINO DEL CREDITO:** "**La Sociedad deudora**" hará uso del presente crédito **para garantizar a la Sociedad Unidad de Transacciones S.A. de C. V., el cumplimiento de las obligaciones contraídas por transacciones en el Mercado Mayorista de Electricidad que opera dicha Sociedad; así como el pago de sanciones, cargos de la UT, S.A. de C. V., honorarios por servicios y cualquier otro que sea requerido en el Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del**

Mercado Mayorista basado en costos de producción o en el Contrato de Prestación de Servicios que al efecto ha suscrito "La Sociedad deudora" y UT, S.A. de C.V.- III) ORIGEN DE FONDOS: El presente crédito ha sido otorgado con fondos _____ (VER CARTA DE COMUNICACIÓN).- **IV) CUENTA HABILITADA:** La Cuenta Corriente habilitada es la número _____ y además de regirse por las cláusulas del contrato de depósito en cuenta corriente firmada por "La Sociedad deudora", se regirá por las siguientes disposiciones: A) "La Sociedad deudora" reconocerá el interés nominal del _____ **POR CIENTO ANUAL,** _____ **(EN LETRAS Y NUMEROS DE MAYOR TAMAÑO)** sobre saldos, pagaderos _____ y revisables a opción del Banco. LA TASA EFECTIVA QUE CORRESPONDE A LA TASA NOMINAL ANTES DESCRITA ES DEL _____ **POR CIENTO ANUAL,** _____ **%- (EN LETRAS Y NUMERO DE MAYOR TAMAÑO).** La tasa de interés nominal será ajustable quincenalmente, en función a la Tasa de Referencia publicada por el Banco para operaciones en dólares de los Estados Unidos de América, y que en esta fecha es del _____ por ciento anual, ajustable periódicamente a opción del Banco, manteniendo un diferencial máximo de _____ puntos arriba o abajo en relación con dicha Tasa de Referencia. La publicación hecha por el Banco en dos periódicos de circulación nacional de su Tasa de Referencia para este tipo de créditos, se tendrá como notificación de la variabilidad o ajustes de la misma y que "La Sociedad deudora" acepta expresamente en este acto. En caso de mora en el pago de capital o de los intereses, en adición a la tasa de interés nominal que estuviere vigente a esa fecha, "La Sociedad deudora" pagará al banco un interés moratorio del _____ por ciento anual. Queda convenido que el Banco no cobrará intereses que aun no hayan sido devengados, excepto en el caso de descuento de documentos; tampoco se cobrarán intereses sobre intereses devengados y no pagados. Los ajustes y la variabilidad del interés nominal se probarán con las certificaciones que el Banco extienda de conformidad con la Ley; B) El Banco comunicará mensualmente el estado de Cuenta Corriente y el saldo que arroja, "La Sociedad deudora" se obliga a contestar dentro de los quince días siguientes

a la fecha del aviso, aceptándolo o haciéndole observaciones; si "**La Sociedad deudora**" no lo contesta en ese plazo, el Banco lo tendrá por aceptado. El estado de cuenta que emita el Banco junto con la documentación que señala el Artículo Un mil ciento trece del Código de Comercio, constituirá título ejecutivo suficiente para el reclamo del saldo adeudado; C) El Banco se reserva el derecho de exigir a "**La Sociedad deudora**", en cualquier momento, la suscripción de títulos valores, tales como letras de cambio, pagarés con vencimientos no mayores del plazo del presente crédito, por las cantidades que estuviere adeudando.- **V) PLAZO:** La autorización para sobregirarse concedida por el Banco a "**La Sociedad deudora**" estará vigente hasta el día _____, fecha en que vence el plazo del contrato de Prestación de Servicios suscrito por la Sociedad Deudora con **UT, S.A. de C.V.**, pero el plazo se tendrá por caducado y el Banco podrá exigir inmediatamente el saldo deudor, si se cierra la cuenta corriente antes de esta fecha.- **VI) VENCIMIENTO:**"**La Sociedad deudora**" pagará la suma adeudada al vencimiento del plazo estipulado en este contrato. **VII) FORMA DE PAGO:** "**La Sociedad deudora**" pagará el presente crédito así: el capital por medio de abonos a su cuenta corriente; los intereses los pagará los días último de cada mes y con cada amortización a capital. Cualquier saldo que resultare pendiente más sus respectivos intereses se obliga "**La Sociedad deudora**" a pagarlo al Banco al vencimiento del plazo de este crédito.- **VIII) CADUCIDAD DEL PLAZO:** El plazo concedido por el Banco, a "**La Sociedad deudora**" para sobregirarse, caducará anticipadamente y la obligación se volverá exigible en su totalidad como de plazo vencido en los siguientes casos: a) En los señalados en los numerales Cuarto al Séptimo del Artículo Un Mil Ciento Diecisiete del Código de Comercio; b) Por falta de pago de una de las cuotas de amortización de las cantidades retiradas en uso de la presente Apertura de Crédito; c) Si "**La Sociedad deudora**" incurre en mora o en causa de caducidad en esta o en cualquier otra deuda que tenga a favor del Banco; d) Por incumplimiento de cualquiera de las Cláusulas estipuladas en este documento; e) Por ejecución judicial iniciada en contra de "**La Sociedad deudora**" por terceros o por el mismo Banco; f) Si se invierte parte o el total del préstamo en fines distintos a los estipulados en la Cláusula Segunda; g) Por incumplimiento o

negativa por parte de "**La Sociedad deudora**" de proporcionar la información requerida por el Banco; h) Por deterioro en los Estados Financieros o pérdidas de "**La Sociedad deudora**" que afecten el patrimonio de la misma sin que se restituya el capital con aportes en dinero efectivo; i) Sí "**La Sociedad deudora**" fuere calificada como "D" o "E" de una categoría de Activos de Riesgo, conforme el Instructivo emitido por la Superintendencia del Sistema Financiero, mediante el cual se obligue al Banco o a cualquier otra Institución del Sistema Bancario o Financiero a constituir reservas; j) Por administración fraudulenta que ponga en riesgo la continuidad y solvencia de "**La Sociedad deudora**"; k) (si actualmente tuviere el inmueble algún gravamen de mejor privilegio que el constituido en el documento): por no cancelarse cualquier gravamen que actualmente recayere sobre el (los) inmuebles hipotecado(s) en un plazo de treinta días contados a partir de esta fecha. En cualquiera de los casos señalados en la presente Cláusula, la tasa de interés pactada se elevará _____ puntos más sobre los saldos adeudados. **IX) CONDICIONES GENERALES:** "**La Sociedad deudora**" se obliga especialmente a: a) Permitir que el Banco ejerza los controles que juzgue convenientes, para asegurarse de que los fondos de este crédito se inviertan en los fines que se han indicado en la Cláusula Segunda de este documento; es entendido que estas labores serán por cuenta del Banco; y b) Llevar al día un buen sistema de contabilidad así como los registros extracontables que permitan la obtención oportuna de datos fehacientes sobre operaciones y resultados; (AGREGAR LAS DEMAS CONTENIDAS EN LA CARTA DE COMUNICACIÓN QUE NO CONTRARIEN LO ESTIPULADO EN LA CLAUSULA SEGUNDA-II DE ESTE CONTRATO).- **X) CONDICIONES ESPECIALES:** "**La Sociedad deudora**" se obliga especialmente a : a) VER CARTA DE COMUNICACIÓN).- **XI) GARANTIAS:** el presente crédito queda garantizado con _____ **XI)CODEUDORES SOLIDARIOS:** (SI LOS HUBIERE).- **XII) HONORARIOS Y GASTOS:** Serán por cuenta del "**La Sociedad deudora**" los gastos y honorarios de este instrumento, así como todos los gastos en que el Banco tenga que incurrir para efectos de su inscripción y/o cancelación en el Registro de la Propiedad Raíz e Hipotecas, Registro Social

respectivo o Registro de Comercio, tales como sustituciones de folios, certificaciones extractadas o certificaciones literales emitidas por el Centro Nacional de Registros, rectificaciones y cancelaciones de cualquier naturaleza; quedando entendido que la anterior enumeración no es de carácter taxativa sino ejemplificativa, así como cualquier otro acto que a discreción del Banco se considere necesario para cumplir con el fin antes indicado, para lo cual "**La Sociedad deudora**" autoriza al Banco para que éste pueda cargar en cualquiera de sus cuentas corrientes y/o de ahorros ó en cualquier clase de depósito de dinero aperturado con el Banco los gastos efectuados en tal concepto, lo cual acepta "**La Sociedad deudora**" previa y expresamente en éste acto durante todo el plazo del presente crédito. **XIII) LUGAR E IMPUTACIÓN DE PAGOS:** Todo pago lo hará "**La Sociedad deudora**" en la oficina principal del Banco o en sus agencias o por cualquier otro medio legal a opción del Banco y se imputará primeramente a intereses y el saldo, si lo hubiere a capital; quedando facultado el Banco para imputar los pagos a la obligación que estime conveniente, en el caso de que existan varias obligaciones a cargo de "**La Sociedad deudora**" y a favor del Banco.- **XIV) DOMICILIO:** Para el caso de acción judicial "**La Sociedad deudora**" (y el (los) codeudor(es) solidario(s) y el Banco, señala(n) como domicilio especial el de las ciudades de _____, a cuyos tribunales judiciales se somete(n) y en su procedimiento a lo que establece la Ley de Bancos o demás leyes aplicables; será depositario de los bienes que se embarguen la persona que el Banco o la **UT, S.A. de C. V. en su caso** designen, a quien releva(n) de la obligación de rendir fianza, siendo por cuenta de "**La Sociedad deudora**" (y codeudores solidarios) las costas procesales, aunque conforme a las reglas generales no sea(n) condenado(s) a ellas. **XV) OBLIGACIONES DE LA ACREDITADA Y DEL BANCO.** La Acreditada se obliga a **NO disponer del importe del crédito, quedando éste disponible única y exclusivamente a favor de la Sociedad Unidad de Transacciones S.A. de C.V. de conformidad al artículo mil ciento ocho del Código de Comercio. A NO cerrar la cuenta bancaria sobre la cual se a aperturado el presente crédito. El Banco expresamente ACEPTA, tener a disposición de la Unidad de Transacciones S.A. de C.V y durante el plazo pactado, LA TOTALIDAD DEL**

MONTO DEL CRÉDITO APERTURADO, bastando para su desembolso, total o parcial, el simple requerimiento de pago por parte de UT, S.A. de C.V., obligándose el Banco a efectuar el desembolso de inmediato, sin ningún otro requerimiento o condición. Yo, el Notario DOY FE: I).....Así se expresó(aron) el (los) compareciente(s) a quien(es) expliqué los efectos legales de este instrumento y leída que se lo hube, íntegramente en un solo acto, sin interrupción manifiesta(n) su conformidad, ratifica(n) su contenido y firmamos. DOY FE.-

APÉNDICE D - FORMATO DE FIANZA MERCANTIL

FIANZA MERCANTIL.

(Nombre de la Institución Fiadora) _____, del domicilio de _____, que en adelante se llamará “_____”, **OTORGA:** Que se constituye **FIADOR** de (Generador, Comercializador, Comercializador Independiente, Distribuidor, Usuario Final o Transmisor) _____, hasta por la cantidad de (en letras) _____; para responder frente a la **“UNIDAD DE TRANSACCIONES, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE”** que se abrevia **“UT, S.A. de C.V.”**; por el exacto cumplimiento de parte de (Generador, Comercializador, Comercializador Independiente, Distribuidor, Usuario Final o Transmisor) _____, del domicilio de _____, de las obligaciones de pago que (Generador, Comercializador, Comercializador Independiente, Distribuidor, Usuario Final o Transmisor) _____, ha contraído bajo el Contrato de Servicios celebrado el día _____ de _____ de dos mil _____, entre (Representante del Generador, Comercializador, Comercializador Independiente, Distribuidor, Usuario Final o Transmisor) _____, actuando en su calidad de _____ de (Generador, Comercializador, Comercializador Independiente, Distribuidor, Usuario Final o Transmisor) _____ por una parte y por otra _____, actuando en su calidad de _____ de la Sociedad **“UNIDAD DE TRANSACCIONES, SOCIEDAD ANONIMA DE CAPITAL VARIABLE”** que se abrevia **“UT, S.A. de C.V.”**.- Dicho contrato se refiere a la prestación, por parte de la **UT, S.A. de C.V.**, de Operar el Sistema de Transmisión y el Mercado Mayorista de Electricidad, a favor del (Generador, Comercializador, Comercializador Independiente, Distribuidor, Usuario Final o Transmisor) _____.- Esta Fianza estará vigente hasta _____ y (Institución Fiadora) _____ especialmente estipula que ningún cambio, prórroga de plazo, alteración o adición a los términos del Contrato, afectarán en

forma alguna las obligaciones del Fiador de acuerdo con este instrumento, renuncia al aviso de cualquier cambio, prórroga de plazo, alteración o adición a los términos del Contrato.- La ejecución de esta Fianza no precisará más trámite que la comunicación oficial de “ **UT, S.A. de C.V.**” dada por escrito a (Institución Fiadora) _____.- Para los efectos de esta Fianza (Institución Fiadora) _____, señala la ciudad de San Salvador como domicilio especial y se somete a la competencia de sus tribunales, renuncia al beneficio de excusión de bienes, y autoriza que sea depositaria de los bienes que se le embargaren la persona que designe la “**UT, S.A. de C.V.**”, relevando a quien se nombre de la obligación de rendir Fianza.- En testimonio de lo cual firma la presente Fianza en San Salvador, a los _____ días del mes de _____ de dos mil _____ -

Firma

NOTA: Deberá ser autenticada por medio de acta notarial, con legitimación de personería.

ANEXO 02 – INFRACCIONES Y CONFLICTOS

1. Objeto

Determinación de las infracciones al cumplimiento del presente Reglamento que serán objeto de sanciones, su clasificación de acuerdo a su gravedad o reincidencia, las sanciones a ser aplicadas y el procedimiento de resolución de conflictos entre los Participantes del Mercado.

2. Procedimiento por Infracciones al Reglamento.

- 2.1. Las infracciones serán clasificadas en leves, graves y muy graves.
- 2.2. Las infracciones leves y graves que se repitan tres veces, o cualquier infracción leve y grave cuya sanción no sea cumplida, serán consideradas como infracciones de la categoría inmediata superior.
- 2.3. Las infracciones serán conocidas por la Administración de la UT. Para tal efecto, concederá audiencia al supuesto infractor por cinco días hábiles, a fin de que pueda aportar los elementos que justifiquen su actuación. Evacuada o no la audiencia, la Administración de la UT contará con un plazo de quince días hábiles para adoptar la decisión correspondiente.
- 2.4. Contra la decisión de la Administración de la UT que imponga una sanción, existirá el recurso de apelación ante la Junta Directiva de la UT, el cual deberá interponerse dentro de los tres días hábiles siguientes a la notificación de la misma. La Junta Directiva de la UT deberá resolver la apelación en un plazo máximo de treinta días hábiles contados a partir de su interposición.
- 2.5. La Junta Directiva de la UT será la última instancia en relación con la aplicación de sanciones, quedando expeditos los derechos del interesado de acceder a la vía jurisdiccional competente.

- 2.6. La Administración de la UT y la Junta Directiva podrán apoyarse en la opinión de expertos en aquellos casos que así lo requieran.
- 2.7. La UT deberá informar mensualmente a la SIGET de las infracciones cometidas por los PMs y de las sanciones impuestas.

3. Clasificación de Infracciones y Sanciones.

- 3.1. Los Participantes de Mercado y operadores que cometan infracciones, serán sujetos a una sanción económica, dependiendo de la gravedad, reiteración y circunstancia del caso, y se determinará de la manera siguiente:

INFRACCIONES LEVES: Amonestación escrita. En caso de reincidencia, se aplicará la multa que corresponda, de las establecidas en el numeral 4.1 del presente Anexo.

INFRACCIONES GRAVES: Aplicación de multa establecida en el numeral 4.2 del presente Anexo.

INFRACCIONES MUY GRAVES: Aplicación de multa establecida en el numeral 4.3 de este Anexo. En caso de reincidencia, la UT podrá ordenar la desconexión en el sistema de las instalaciones del PM. En este caso, el PM podrá solicitar su reconexión únicamente cuando haya demostrado que ha satisfecho el pago de las sanciones aplicadas y que además ha corregido las causas que dieron origen a la infracción.

- 3.2. Los fondos percibidos por la aplicación de sanciones serán depositados en una cuenta especial a nombre de la UT. Estos fondos serán aportados para contribuir al financiamiento del presupuesto de la UT del año siguiente.
- 3.3. Las sanciones establecidas en el presente Anexo serán ajustadas anualmente por la UT a más tardar el 31 de enero de cada año, tomando en cuenta el Índice de Precios al Consumidor (IPC) publicado

por el Ministerio de Economía. La base de escalación será el IPC del mes de diciembre de 2008. Las sanciones actualizadas deberán ser informadas a los PMs y a la SIGET.

4. Infracciones Generales.

4.1. LEVES.

INFRACCIONES	SANCIÓN
4.1.1. Un PM no envía a la Unidad de Transacciones la información necesaria para planificar la operación del Sistema y/o manejar el Mercado.	\$1,300.00
4.1.2. Un PM no envía la información técnica solicitada por la UT o no actualiza los datos del equipamiento que se han modificado o envía información errónea.	\$1,300.00
4.1.3. Utilización de los canales de comunicación para otros propósitos distintos a los operativos, a pesar de advertencia de la UT de no hacerlo.	\$2,500.00
4.1.4. Un PM no notifique a la UT los motivos de la cancelación, suspensión, reprogramación y/o finalización de un mantenimiento, de acuerdo a los procedimientos y plazos establecidos.	\$1,300.00
4.1.5. Utilización de los canales de comunicación en condición de emergencia, sin autorización de la UT.	\$2,500.00
4.1.6. Un PM no cumple con la disponibilidad mensual del 99.5% en el canal de comunicaciones para datos en tiempo real.	\$2,500.00

4.2. GRAVES.

INFRACCIONES	SANCIÓN
4.2.1. Un PM o usuario final no instala y/o no mantiene adecuadamente los equipos necesarios para proteger sus equipos contra fallas dentro de sus instalaciones o provenientes de las instalaciones de algún PM.	\$25,000.00
4.2.2. Incumplimiento a instrucciones operativas de la UT sin causa justificada.	\$7,500.00
4.2.3. Un PM o usuario final que posee equipamiento de control o protección, en cuyas instalaciones no exista supervisión remota, no notifica a la UT la condición de los equipos que hayan actuado durante la contingencia.	\$2,500.00
4.2.4. Un PM no cuenta con los sistemas de control y comunicación necesarios y disponibles para garantizar una eficiente operación del sistema eléctrico y del mercado mayorista.	\$20,000.00
4.2.5. Presentación de información falsa en la solicitud de inscripción como Participante de Mercado.	\$12,500.00
4.2.6. No 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.	\$12,500.00
4.2.7. Falta de presentación del Informe de Mantenimiento de Emergencia por parte del PM que desconecta sus equipos aduciendo dicha razón.	\$7,500.00

INFRACCIONES	SANCIÓN
4.2.8. El sistema de medición comercial de un PM no cumple con los requerimientos del Reglamento de Operación y el PM no realiza las acciones necesarias para corregirlo en el período acordado con la UT.	\$25,000.00
4.2.9. Un PM obstaculiza las auditorías de verificación del sistema de medición comercial u otras auditorías técnicas para las cuales está autorizada la UT.	\$25,000.00
4.2.10. Un PM proporciona, intencionadamente, información errónea de características técnicas o económicas de sus instalaciones	\$12,500.00
4.2.11. Un PM no proporciona en un mes la información sobre los precios y las condiciones financieras y técnicas pactadas en las transacciones realizadas en el Mercado de Contratos.	\$20,000.00
4.2.12. Reiteración de infracción leve.	\$12,500.00

4.3. MUY GRAVES.

INFRACCIONES	SANCIÓN
4.3.1. Un PM o usuario final se niega a instalar los equipos necesarios para evitar que fallas o perturbaciones en sus instalaciones se propaguen al sistema de transmisión.	\$100,000.00
4.3.2. Envío de información falsa para evadir responsabilidades.	\$50,000.00
4.3.3. Envío de información falsa de las lecturas de los medidores del SIMEC cuando la UT requiera las lecturas locales de dichos equipos.	\$50,000.00

INFRACCIONES	SANCIÓN
4.3.4. Un PM tiene una condición de mora y falta de pago con la UT y se niega a liquidarla en el plazo requerido por ésta.	\$75,000.00
4.3.5. No reponer oportunamente el monto de la garantía de pago de acuerdo a lo establecido en este Reglamento, en lo relacionado a las operaciones nacionales y regionales.	\$75,000.00
4.3.6. Ejecutar maniobras en equipos que perjudiquen las condiciones del sistema, sin previo aviso a la UT y sin causa justificada.	\$25,000.00
4.3.7. Realizar acciones para la manipulación de los precios en el MRS.	\$75,000.00
4.3.8. Acciones de fraude en el Sistema de Medición Comercial.	\$125,000.00
4.3.9. Un PM o usuario final no informa a la UT, con el suficiente respaldo técnico, las causas de una falla de operación de un equipo conectado a la red.	\$25,000.00
4.3.10. Inhabilitar equipos de protecciones sin autorización.	\$75,000.00
4.3.11. Reiteración de infracción grave.	\$125,000.00

5. Infracciones Específicas de los PM Distribuidores y Usuarios Finales.

5.1. LEVES.

INFRACCIONES	SANCIÓN
5.1.1. Un PM Distribuidor con generación propia no presenta a la UT la información discriminada por inyección y consumo, luego de ser prevenido por la UT.	\$2,500.00

INFRACCIONES	SANCIÓN
5.1.2. Un PM Distribuidor o usuario final no suministra a la UT su pronóstico de demanda.	\$2,500.00

5.2. GRAVES.

INFRACCIONES	SANCION
5.2.1. Un PM Distribuidor o Usuario Final conectado al sistema de transmisión no cumple con los compromisos asignados en los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia y por bajo voltaje vigentes	\$12,500.00

5.3. MUY GRAVES.

INFRACCIONES	SANCIÓN
5.3.1. Un Usuario final o PM Distribuidor no reduce su carga en condiciones de racionamiento forzado.	\$25,000.00

6. Infracciones específicas de los PM Generadores.

6.1. LEVES.

INFRACCIONES	SANCIÓN
6.1.1. Un PM generador que sufra la salida de operación de una unidad durante una contingencia y como consecuencia dicha unidad quede indisponible, pero no lo informe de inmediato a la UT.	\$1,300.00
6.1.2. Un PM Generador sin supervisión remota que durante una contingencia resulte con una unidad que continúa sincronizada a la red pero con menor potencia inyectada a la red que la asignada, y no informe de inmediato a la UT.	\$1,300.00

6.2. GRAVES.

INFRACCIONES	SANCIÓN
6.2.1. Un PM Generador realiza un mantenimiento de emergencia injustificado de alguna unidad generadora o GGP, según el caso.	\$25,000.00
6.2.2. Un PM altera intencionalmente sus costos variables de producción.	\$50,000.00
6.2.3. Un PM generador térmico no proporciona diariamente a la UT el precio del combustible puesto en planta usado para su generación o lo proporciona en forma irregular a lo largo de un mes.	\$20,000.00

6.3. MUY GRAVES.

INFRACCIONES	SANCION
6.3.1. Un PM no permite auditorias en el cálculo de sus costos variables de producción.	\$125,000.00
6.3.2. Un PM no permite actualizar las pruebas de potencia máxima o consumo de combustible de sus unidades.	\$125,000.00

7. Procedimiento para la Resolución de Conflictos.

- 7.1. La Administración de la UT y la Junta Directiva conocerán de los conflictos que puedan surgir entre PMs o entre éstos y la UT.
- 7.2. La solicitud de resolución de un conflicto puede ser presentada a la UT, por uno o varios interesados.
- 7.3. Si el conflicto entre uno o varios PMs y la UT se refiere a discrepancias sobre las políticas de operación aplicadas por la UT, la Administración de la UT deberá responder en un plazo de 48 horas, dando los

fundamentos de la respuesta. Si la observación se refiere a procedimientos de cálculo que no afectan las políticas de operación, la Administración de la UT tendrá un plazo de 10 días hábiles para entregar una respuesta. En ambos casos, el plazo deberá contarse a partir de la presentación de la solicitud.

- 7.4. Si el o los PMs no quedan satisfechos con la respuesta entregada por la Administración de la UT, podrán elevar el reclamo a la Junta Directiva de la UT. Ésta tendrá un plazo de 10 días hábiles para responder a observaciones que se refieren a políticas de operación y 20 días hábiles cuando se refieran a procedimientos de cálculo que no afectan las políticas de operación, contados a partir de la elevación del reclamo.
- 7.5. Cuando el conflicto entre uno o varios PMs y la UT tenga su origen en supuestos distintos de los enunciados en el numeral 7.3 del presente Anexo, la Administración de la UT deberá responder en un plazo de 15 días hábiles contados a partir de la presentación de la solicitud.
- 7.6. Si el o los PMs estuvieren inconformes con la respuesta entregada por la Administración de la UT, podrán elevar el reclamo a la Junta Directiva de la UT, quien tendrá un plazo de 30 días hábiles para responder.
- 7.7. En todo conflicto, si transcurrido el plazo concedido a la Junta Directiva para resolver, ésta no lo ha hecho o su resolución no es satisfactoria para alguna de las partes, cualquiera de ellas podrá elevar el conflicto ante la SIGET, de conformidad con la Ley General de Electricidad.

ANEXO 03 – INFORMACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA

1. Objetivo.

Listar, organizar y proveer los procedimientos para la colección de los datos técnicos relativos al sistema de potencia, que serán proporcionados por cada uno de los Participantes de Mercado de la UT.

2. Base de Datos.

- 2.1. La información técnica del sistema de potencia de la UT, estará organizada en una base de datos, que almacenará la información técnica requerida por la UT a los PMs. La información de la base de datos técnicos será pública.
- 2.2. La información técnica se utilizará para evaluar la seguridad de la operación del sistema de potencia, desarrollar los estudios de funcionamiento del sistema de potencia necesarios para establecer sus criterios de desempeño mínimo, y dar sustento técnico a la normativa de operación dentro del cual se enmarcará la gestión de la operación en tiempo real del sistema interconectado.
- 2.3. Cada PM deberá informar a la UT los datos técnicos correspondientes a sus equipos e instalaciones en un formato estándar desarrollado para tal fin por la UT.

3. Nomenclatura.

- 3.1. La UT es responsable de acordar con los PM la nomenclatura a emplear para identificar cada tipo de PM y la nomenclatura para identificar los equipos y puntos de conexión con la red de transmisión.

- 3.2. El objetivo de la nomenclatura es uniformizar la identificación de las subestaciones, líneas de transmisión, puntos de conexión y equipos en general, a través de una clave de combinaciones alfanuméricas.
- 3.3. Todos los PM deberán emplear la nomenclatura establecida en este Reglamento en la información que suministren a la Unidad de Transacciones.
- 3.4. El tipo de codificación de los datos a proporcionar es el siguiente:
 - a) Código alfanumérico para PM.
 - b) Código numérico y código alfabético para subestaciones y centrales
 - c) Código numérico de líneas de transmisión
 - d) Código numérico para nivel de voltaje
 - e) Código numérico para interruptores y alfanumérico para cuchillas
 - f) Código alfanumérico para tipo de relevadores.

El Apéndice A de este Anexo proporciona la nomenclatura asignada a los equipamientos.

4. Categoría de Datos Técnicos.

- 4.1. La información técnica a suministrar por los PM, los formatos correspondientes, condiciones, plazos, medios y periodicidad, se encuentran en los grupos de datos que se explican en el siguiente numeral.
- 4.2. La información técnica comprende los siguientes grupos de datos:

Grupo 1: DATOS TÉCNICOS DE LOS PM GENERADORES: datos o parámetros eléctricos de los equipos o aparatos eléctricos.

Grupo 2: PARÁMETROS DE ARRANQUE/PARADA DE UNIDADES GENERADORAS Y RESTRICCIONES OPERATIVAS: parámetros

requeridos para la planificación del arranque o parada de unidades generadoras y las restricciones operativas de las unidades generadoras en tiempo real como de su participación en los lazos de control secundarios.

Grupo 3: DATOS DE EQUIPOS DE RED: parámetros eléctricos de los equipos e instalaciones conectadas y que conforman la red de transmisión.

Grupo 4: PROYECCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA: proyección de demanda por punto de entrega, tanto de potencia como de energía y parámetros de grupos de carga respecto a su contenido armónico y respuesta de frecuencia.

Grupo 5: PERFILES DE DEMANDA E INFORMACIÓN DE CONSUMO DE ENERGÍA: información relativa a la demanda por punto de conexión y energía tomada por todos los usuarios de la red.

Grupo 6: DATOS DEL PUNTO DE CONEXIÓN: información del punto de conexión con la red.

Grupo 7: MANTENIMIENTOS: información de los mantenimientos mayores, menores y de emergencia de los equipos de generación y transmisión.

Grupo 8: CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS: Información técnica y de operación de centrales hidroeléctricas.

Grupo 9: CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE UNIDADES TERMOELÉCTRICAS: Información técnica de unidades térmicas.

Grupo 10: CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE CENTRALES GEOTÉRMICAS

La UT analizará con los propietarios de centrales geotérmicas y definirá la información de operación específica de dichas centrales, incorporándola en el GRUPO 10-1

Grupo 11: CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE CENTRALES EÓLICAS

La UT definirá la información de operación específica de centrales eólicas, incorporándola en el GRUPO 11-1.

Se incluirá en esta información la estadística de energía generable horaria determinada a partir de la estadística de viento correspondiente.

Grupo 12: CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE CENTRALES SOLARES

La UT definirá la información de operación específica de centrales solares, incorporándola en el GRUPO 12-1.

Se incluirá en esta información la estadística de energía generable horaria determinada a partir de la estadística de irradiación correspondiente.

- 4.3. Los grupos de datos asignados a cada PM dependerán de la clase de instalaciones de las que sea propietaria.
- 4.4. Los grupos básicos a ser asignados son los siguientes:
 - a) PM Generadores: grupos 1, 2, 6, 7, 8, 9, 10, 11 y 12.
 - b) PM Distribuidores, grupos 4, 5, 6 y 7.
 - c) PM Transmisores: grupos 3 y 7.
 - d) Usuarios Finales: grupos 4, 5, 6 y 7.

Los PMs generadores, PMs distribuidores o usuarios finales, además de los grupos básicos asignados, deberán complementar la información del grupo 3, dependiendo de la clase de instalaciones que posea.

- 4.5. El Apéndice B de este Anexo muestra los formularios de recolección de datos.

5. Suministro y Actualización de los datos.

- 5.1. Cada PM debe suministrar a la UT la información técnica indicada en este Reglamento. Deberá informar asimismo cualquier modificación que surja sobre dicha información.
- 5.2. Los nuevos PMs deberán presentar, a más tardar cuatro semanas antes de la fecha de inscripción en la UT, la información de los grupos de datos asignados. Una vez que la información haya sido validada, la UT entregará al nuevo PM un informe con todos los datos técnicos correspondiente a sus equipos e instalaciones.
- 5.3. Siempre que sea posible la información estará estructurada en formatos estándar para presentarlas a la Unidad de Transacciones, por escrito y en archivos en medios magnéticos, ópticos o de almacenamiento digital.
- 5.4. Siempre que un PM realice alguna modificación de los datos técnicos registrados en la base de datos; lo debe notificar a la UT, a más tardar, en los siguientes plazos, de acuerdo a la categoría del dato modificado:
- a) Grupo 1: Dos semanas antes de entrada en operación de la unidad generadora o de la modificación.
 - b) Grupo 2: Dos semanas antes de la modificación.
 - c) Grupo 3: Cuatro semanas antes de la modificación.
 - d) Grupo 4: Cuando lo solicite la UT.
 - e) Grupo 5: Cuando lo solicite la UT.

- f) Grupo 6: Cuatro semanas antes de la modificación.
 - g) Grupo 7: Según lo indicado en el Anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativas.
 - h) Grupo 8: Dos semanas antes de entrada en operación de la unidad generadora o de la modificación.
 - i) Grupo 9: Dos semanas antes de entrada en operación de la unidad generadora o de la modificación.
 - j) Grupo 10: Dos semanas antes de entrada en operación de la unidad generadora o de la modificación.
 - k) Grupo 11: Dos semanas antes de entrada en operación de la unidad generadora o de la modificación.
 - l) Grupo 12: Dos semanas antes de entrada en operación de la unidad generadora o de la modificación.
- 5.5. Si un PM no entrega algún dato técnico, la UT completará el dato faltante, cuando lo considere necesario. Estos datos pueden estar basados en datos típicos. La UT notificará al PM cuando esté completando alguno de los datos técnicos que lo relacionen directamente.

APÉNDICE A

a) Código alfanumérico para PMs.

Código : **x99**

Donde x : actividad c = Comercializador

d = Distribuidor

g = Generador

t = Transmisor

u = Usuario Final

99 : correlativo

b) Código numérico y código alfabético para subestaciones y centrales

La identificación por código numérico o por código alfabético es la siguiente:

INSTALACIÓN	CÓDIGO NUMÉRICO	CÓDIGO ALFABÉTICO
5 de Noviembre	10	5NOV
Guajoyo	11	GUAJ
Acajutla	13	ACAJ
Ahuachapán	16	AHUA
Cerrón Grande	17	CGRA
15 de Septiembre	18	15SE
Berlín	21	BERL
Soyapango	30	SOYA
San Rafael Cedros	32	SRAF
San Miguel	34	SMIG
Santa Ana	35	SANA
San Antonio Abad	36	SANT
Nejapa	37	NEJA
Opico	38	OPIC
Tecoluca	39	TECO
Ozatlán	40	OZAT
Sonsonate	41	SONS
Nuevo Cuscatlán	42	NCUS
San Martín	43	SMAR
Ateos	44	ATEO

INSTALACIÓN	CÓDIGO NUMÉRICO	CÓDIGO ALFABÉTICO
San Bartolo	45	SBAR
Santo Tomás	46	STOM
Pedregal	47	PEDR
Talnique	48	TALN

c) Código numérico de líneas de transmisión

LÍNEA	CÓDIGO
5 de Noviembre-Cerrón Grande	7-10-17-01
5 de Noviembre-San Rafael Cedros	7-10-32-01
Guajoyo-Santa Ana	7-11-35-01
Acajutla-Ateos	7-13-44-01
Acajutla-Sonsonate (1)	7-13-41-01
Acajutla-Sonsonate (2)	7-13-41-02
Ahuachapán-Santa Ana	7-16-35-01
Ahuachapán-Sonsonate	7-16-41-01
Cerrón Grande – San Rafael Cedros	7-17-32-01
Cerrón Grande-Nejapa (1)	7-17-37-01
Cerrón Grande-Nejapa (2)	7-17-37-02
15 de Septiembre-Berlín	7-18-21-01
15 Septiembre-San Rafael Cedros	7-18-32-01
15 Septiembre – San Martín (1)	7-18-43-01
15 Septiembre – San Martín (2)	7-18-43-02
15 Septiembre – San Miguel	7-18-34-01
Berlín – San Miguel	7-21-34-01
Soyapango-Nejapa	7-30-37-01
Soyapango-San Martín	7-30-43-01
San Rafael Cedros-Tecoluca	7-32-39-01
San Rafael Cedros-San Martín	7-32-43-01
San Miguel-Ozatlán	7-34-40-01
Santa Ana-Opico	7-35-38-01
San Antonio Abad-Nejapa	7-36-37-01
San Antonio Abad-Talnique	7-36-48-01
Nejapa – Nejapa Power	7-37-00-01
Nejapa-Opico	7-37-38-01
Nejapa – San Martín	7-37-43-01
Opico-Sonsonate	7-38-41-01
Tecoluca-Ozatlán	7-39-40-01
Sonsonate-Ateos	7-41-44-01
Nuevo Cuscatlán-Ateos	7-42-44-01
Nuevo Cuscatlán-Santo Tomás	7-42-46-01
San Martín-San Bartolo (1)	7-43-45-01
San Martín-San Bartolo (2)	7-43-45-02
San Martín-Santo Tomás	7-43-46-01

LÍNEA	CÓDIGO
Ateos-Talnique	7-44-48-01
Santo Tomás-Pedregal	7-46-47-01
Ahuachapán-Guatemala	8-16-00-01
15 Septiembre - Honduras	8-18-00-01

d) Código numérico para nivel de voltaje

VOLTAJE	CÓDIGO
13,200 – 13,800	1
23,000	2
34,500	3
46,000	4
115,000	7
230,000	8

e) Código numérico para interruptores

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
01 a 69	Interruptores
71 a 79	Colectores secundarios
81 a 89	Alimentadores secundarios
91 a 99	Casos especiales

APÉNDICE B

GRUPO 1-1 DATOS GENERALES DE PM GENERADORES

La siguiente información deberá ser presentada por los PM Generadores para cada una de las unidades generadoras:

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Nombre de la Planta			Texto
Código alfabético de la unidad generadora			Texto
Potencia aparente nominal	S_{nom}		MVA
Potencia activa nominal	P_{nom}		MW
Factor de potencia nominal	$\cos \varphi$		
Voltaje nominal en terminales	V_{nom}		KV
Frecuencia nominal	f		Hz
Potencia máxima de operación	P_{max}		MW
Potencia mínima de operación	P_{min}		MW
Potencia reactiva máxima	Q_{max}		MVAr
Potencia reactiva mínima	Q_{min}		MVAr
Razón de corto circuito	SCR		
Constante de Inercia (turbina+generador)	H		MW-s/MVA
Momento de Inercia (turbina+generador) ¹	GD^2		kg-m ²
Coefficiente de amortiguamiento	D		
Velocidad	n		rpm
Número de polos	P		
Porcentaje de consumo de potencia de servicios auxiliares			%
ANSI Capacidad térmica de corto tiempo del rotor	$I_2^2 \cdot t$		s
Factor de Saturación en vacío a tensión terminal 1.0	$S_{1.0}$		
Factor de Saturación en vacío a tensión terminal 1.2	$S_{1.2}$		
Corriente de campo para MVA, tensión y $\cos \varphi$ nominales	I_{fnom}		A
Corriente de campo para tensión nominal y gen. en vacío	I_{fvacio}		A
Marca del generador			Texto
Año de fabricación			Año
Presentar curva de capacidad ²			Anexo
Presentar característica de vacío de la máquina ²			Anexo

¹ Se indica el momento de inercia basado en el diámetro y en unidades internacionales

² Anexar hoja técnica del fabricante o los resultados del ensayo.

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Presentar característica de cortocircuito de la máquina ²			Anexo
Presentar curvas-V del generador ²			Anexo

GRUPO 1-2 IMPEDANCIAS (no saturadas)

(Base: valores nominales de la máquina)

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Reactancia sincrónica de eje directo	X_d		p.u.
Reactancia sincrónica de eje en cuadratura	X_q		p.u.
Reactancia transitoria de eje directo	X'_d		p.u.
Reactancia transitoria de eje en cuadratura	X'_q		p.u.
Reactancia subtransitoria de eje directo	X''_d		p.u.
Reactancia subtransitoria de eje en cuadratura	X''_q		p.u.
Reactancia de dispersión	X_l		p.u.
Resistencia de armadura	r_a		p.u.
Reactancia de secuencia negativa	X_2		p.u.
Reactancia de secuencia cero	X_0		p.u.
Reactancia de Potier	X_p		p.u.

GRUPO 1-3 CONSTANTES DE TIEMPO

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Transitoria de eje directo a circuito abierto	T'_{do}		s
Subtransitoria de eje directo a circuito abierto	T''_{do}		s
Transitoria de eje en cuadratura a circuito abierto	T'_{qo}		s
Subtransitoria eje en cuadratura a circuito abierto	T''_{qo}		s
De Armadura	T_a		s
Subtransitoria de eje directo en cortocircuito	T''_d		s
Subtransitoria eje en cuadratura en cortocircuito	T''_q		s
Transitoria de eje directo en cortocircuito trifásico	T'_{d3}		s
Transitoria eje en cuadratura cortocircuito trifásico	T'_{q3}		s
Transitoria eje directo cortocircuito entre fases	T'_{d2}		s
Transitoria eje directo cortocircuito fase a tierra	T'_{d1}		s

GRUPO 1-4 SISTEMA DE EXCITACIÓN³

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Tipo de sistema de excitación ⁴ :			Texto
Tipo de Modelo IEEE o modelo PSS/E			Texto
Voltaje de campo de operación y f.p. nominal	Efd_{nom}		V
Voltaje de campo máximo (ceiling voltage)	Efd_{max}		V
Voltaje de campo mínimo	Efd_{min}		V
Corriente de campo para MVA, tensión y cos φ nominales	I_{fnom}		A
Corriente de campo para tensión nominal y gen. en vacío	I_{fvacio}		A
Corriente de campo máximo	I_{fmax}		A
Corriente de campo mínimo	I_{fmin}		A
Razón de respuesta (response ratio)			
Tasa máxima de cambio de la corriente de campo: Creciente	I_f/ t		A/seg
Decreciente	I_f/ t		A/seg
Diagrama de bloques de las funciones de transferencia de los elementos individuales, incluyendo los parámetros de las funciones de transferencia del sistema de excitación, memoria de cálculo y listado de parámetros del equipo.			Anexo
Característica de operación (sobre diagrama PQ) del limitador de Sobreexcitación y Sub-excitación			Anexo
Presenta Diagrama Unifilar de conexiones del sistema de excitación.			Anexo
Presenta característica de magnetización del campo ⁵ :			Anexo
Presenta Ensayos Pruebas del Excitador:			Anexo
Presenta Diagrama en bloque del sistema estabilizador			Anexo

³ Si se hace falta, se requerirá el manual de operación del equipo.

⁴ Ejemplos de tipos de sistemas de excitación se muestra en el Apéndice C

⁵ Ver ejemplo en el Apéndice C

GRUPO 1-5 PUESTA A TIERRA DEL CENTRO DE ESTRELLA DEL GRUPO GENERADOR

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Método ⁶			
Potencia Nominal	S_{nom}		kVA
Relación de transformación	a		
Voltaje A. T.	V_{AT}		V
Voltaje B.T.	V_{BT}		V
Corriente A.T.	I_{AT}		A
Corriente B.T.	I_{BT}		A
Fases			
Impedancia del lado secundario (de carga)	Z_L		Ω
Máxima corriente de disipación	I_{L max}		A
Tiempo de disipación	T_{dis}		s

GRUPO 2-1 DATOS OPERATIVOS DE GENERADORES

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Límite superior de generación actual	P_{H,Lim}		MW
Límite inferior de generación actual	P_{L,Lim}		MW
Límites de regiones o zonas prohibidas de generación			
Límite superior:	P_{H,zona}		MW
Límite inferior:	P_{L,zona}		MW
Tasa de incremento de la generación (rampa subir)	R_{subir}		MW/min
Tasa de decremento de la generación (rampa bajar)	R_{bajar}		MW/min
Tipo de control (Local o Local/Remoto)			L ó L/R
Tiempo de suspensión después de una salida antes del siguiente arranque (tiempo de detención)	T_{susp}		hh:mm
Tiempo de arranque hasta sincronización y hasta potencia mínima sin que la máquina esté plena y térmicamente lista.	T_{coldS}		hh:mm
Tiempo de arranque hasta sincronización y hasta potencia mínima con la máquina plena y térmicamente lista	T_{hotS}		hh:mm
Mínimo tiempo de operación con unidad a plena carga antes de la siguiente salida	T_{oper}		hh:mm
Habilitado para arranque en negro			Si/No

⁶ Indicar si es a través de transformador monofásico o resistencia o sólidamente aterrizado.

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Restricciones ambientales que afectan la operación			Anexo
Consumos propios para distintos niveles de carga			MW
Costo variable no combustible			US\$/MWh
<u>UNIDADES TÉRMICAS</u>			
Tabla de consumo específico neto versus potencia neta generada			Unidades de capacidad /kWh neto
Consumo de combustible para el arranque			Unidades de capacidad
Tipo de combustible: para arranque y en operación normal			Texto
Capacidades de almacenamiento de combustibles			Unidades de capacidad

GRUPO 3-1 SUBESTACIONES

Presentar diagrama unifilar en página anexa y titular la hoja con la siguiente información:

Nombre de la subestación: _____ Código: _____
 PM: _____ Código de PM: _____
 Fecha de remisión de datos: _____

GRUPO 3-2 TRANSFORMADORES

Para cada uno de los transformadores de potencia de la subestación que conectan con la red de transmisión, así como los transformadores elevadores de las unidades generadoras que se conectan con la red de transmisión, presentar:

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Marca del Transformador			Texto
Año de fabricación			Texto
Código alfabético de la subestación o planta			Texto
Código del transformador (asignado por UT)			Texto

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Código alfabético de nodo "DESDE"			Texto
Código alfabético de nodo "A"			Texto
Correlativo "circuito"			Texto
Voltaje nominal en el lado de alta tensión	V_{AT}		kV
Voltaje nominal en el lado de baja tensión	V_{BT}		kV
Corriente nominal en el lado de alta tensión	I_{AT}		A
Corriente nominal en el lado de baja tensión	I_{BT}		A
Capacidad Nominal (Enfriamiento OA)	S_{nom}		MVA
Capacidad (Enfriamiento FA1)	S_{FA1}		MVA
Capacidad (Enfriamiento FA2)	S_{FA2}		MVA
Arreglo de conexión (arrollamiento alta-baja tensión)			
Resistencia	R		p.u. o Propia
Reactancia de secuencia positiva	X⁺		p.u. Propia
Reactancia de secuencia negativa	X⁻		p.u. Propia
Admitancia de secuencia positiva	Y⁺		p.u. Propia
Admitancia de secuencia negativa	Y⁻		p.u. Propia
Reactancia de secuencia cero	X⁰		p.u. Propia
Admitancia de magnetización	Y_{exc}		p.u. o Propia
BIL (AT)	BIL_{AT}		kV
BIL (BT)	BIL_{BT}		kV
Tipo de cambiador de derivación (con o sin carga)	TLC		si/no
Cambiador activo? (TLC)			si/no
Pasos de regulación del TLC	pr		%
Rango de regulación	rr		±%
Número de Taps	NT		
Posición media de Taps	TC		
Pasos de regulación manuales de lado de baja	prb		%
Tap actual de lado de baja tensión	TC		
Número de taps de baja tensión	NTb		
Razón de transformación actual	N		Texto

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Método de puesta a tierra (directo, resistencia, etc)			Texto
MVA base para valores p.u.			MVA
Aterrizado en Alto Voltaje o Bajo Voltaje			Texto
Valor de la Impedancia (si no es directamente aterrizado)	Z_{Tierra}		Ohms

GRUPO 3-3 INTERRUPTORES

Para cada uno de los interruptores de la subestación que conecten equipos a la red, presentar:

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Código del Interruptor (asignado por UT)			Texto
Código alfabético de Subestación			Texto
Marca			Texto
Modelo			Texto
Tipo (Aceite, SF6 y otros)			Texto
Supervisión remota UT			SI/NO
Tipo de dispositivo de mando			
Voltaje nominal del sistema	V_{nom}		KV
Máximo voltaje nominal	V_{max}		KV
Factor de rango de voltaje	K		
Nivel de aislamiento	SIL		KV
Tiempo de apertura del interruptor	T_{CB}		S
Corriente Nominal Continua	I_{nom}		KA
Corriente de cortocircuito nominal a max. Voltaje nom.	I_{scn}		A
Asimetría	S		
Factor de primer polo	fpp		
Corriente de cortocircuito máximo monofásico asociado	I_{sc1}		KA
Corriente de cortocircuito máximo trifásico asociado	I_{sc3}		KA
Estándar para el cálculo de especificaciones (IEC, ANSI)			
Razón de subida	r		V/s
Habilitado para Reenganche			Si/No
Tiempo de reenganche automático	T_{RC}		S
Número de recierres	N_{RC}		S

GRUPO 3-4 PARARRAYOS

Para cada uno de los pararrayos que se encuentren en la subestación, presentar:

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Código alfabético de Subestación			Texto
Marca			Texto
Modelo			Texto
Localización			Texto
Máximo voltaje en la ubicación del pararrayos			KV
Tipo			
Tensión nominal			KV
Tensión de cebado			KV
Tensión de flameo del aislador			KV
Máximo voltaje continuo de operación MCOV			KV
Energía máxima de disipación			

GRUPO 3-5 RELEVADORES

Nota: si un elemento está protegido por más de una protección, colocarlos en filas contiguas. Si una casilla no aplica dejarla en blanco

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Código alfabético de la Subestación			
Tipo de Protección (v.g.:21-1, 87T)			
Descripción (v.g.: protección de distancia zona 1)			
Marca			
Modelo			
Cantidad			
Ajuste (v.g.: %=65; O.R.=1.5; T.B.=2.0)			
Curva			
Rangos (v.g.: 0.375;0.75;1.5)			
Relación de transformación de corriente			
Relación de transformación de potencial			
Elemento Protegido (v.g.: Línea 7-13-21-1)			
Interruptores controlados (v.g.: 13-7-1)			
Presentar diagrama unifilar de protecciones			Anexo

GRUPO 3-6 EQUIPOS DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS

Presentar para cada uno de los equipos de compensación de reactivos:

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Tipo de equipo			
Capacidad nominal			MVAR
Tipo de conexión del banco de capacitores			
Rango de voltaje de operación			
Características del control automático			
Tiempo mínimo entre desconexión-conexión			min
Puntos de conexión			

GRUPO 3-7 EQUIPOS DE FILTRADO DE ARMÓNICAS

Presentar para cada uno de los equipos de filtrado de armónicas:

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Tipo de equipo			
Voltaje de operación			V
Capacidad de filtrado			A
Combinación de absorción y sintonización de armónicas para las distintas condiciones de operación			

GRUPO 3-8 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Todo PM transmisor, incluyendo el poseedor de la red troncal de transmisión, así como todo PM que posea líneas de transmisión conectadas al sistema de transmisión, deberá presentar la siguiente información por línea:

- a) Diagrama unifilar mostrando todas las líneas, dispositivos de desconexión y subestaciones.
- b) Plano de ubicación geográfica de las líneas.

CIRCUITOS

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Código de la línea			
Límites de transmisión:			
Térmico			MVA
SIL			MW
Voltaje nominal de cada circuito			V
Número total de conductores por fase			
Número total de conductores de guarda			
Número total de circuitos trifásicos			
Longitud total de la línea			Km

GRUPO 3-9 ESTRUCTURAS, CONDUCTORES Y CABLES DE GUARDA

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Tramo en estudio			
Tipo de conductor			
Tipo de cable de guarda			
Resistencia del conductor		$\Omega / \square \text{km}$	
Resistencia de cable de guarda		$\Omega / \square \text{km}$	
Reactancia inductiva a un pie de separación		Ω / km	
Radio medio geométrico de los conductores		pies	
Diámetro exterior de cada conductor		pies	
Diámetro exterior del cable de guarda		pies	
Coordenada vertical de cada conductor		metros	
Coordenada vertical del cable de guarda		metros	
Coordenada horizontal de cada conductor		metros	
Coordenada horizontal del cable de guarda		metros	
Tipo de estructuras			
Cantidad de estructuras			
Transposiciones			
Resistividad del terreno		$\Omega \square / \text{km}$	

GRUPO 3-10 IMPEDANCIAS DE LAS LÍNEAS

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Resistencias de secuencia			
Positiva		Ω	
Cero		Ω	
Reactancias de secuencia			
Positiva		Ω	

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Cero		Ω	
Susceptancias de secuencia			
Positiva		Ω	
Cero		Ω	
Impedancias mutuas entre circuitos		Ω	

GRUPO 4-1 PROYECCIÓN DE CARGA ANUAL

Subestación: _____ Código: _____
 PM: _____ Código de PM: _____

Descripción (Energía y potencia retirada por cada alimentador)	Energía (MWh) 1er año	Potencia Máxima (MW) 1er año	Energía (MWh) 2do año	Potencia Máxima (MW) 2do año
Código del Interruptor				
Semana No. 1				
Semana No. 2				
Semana No. 3				
Semana No. 4				
Semana No. 5				
...				
...				
...				
Semana No. 52				
(Semanas de Lunes a Domingo)				

GRUPO 4-2 TIPO DE DEMANDA

Subestación: _____ Código: _____
 PM: _____ Código de PM: _____

Descripción (por cada alimentador)	Unidad	1er año	2do año
Energía total anual retirada del Interruptor código	MWh		
Con respecto al total de energía anual retirado del interruptor, se proporcionan los siguientes porcentajes por tipos de carga:			
1.Doméstica	%		

Descripción (por cada alimentador)	Unidad	1er año	2do año
2.Comercial	%		
3.Industrial	%		
4.Iluminación	%		
5.Pérdidas	%		
Detalles de cargas con fluctuaciones de más de 5 MW (hornos de arco eléctrico, bombas, etc)			
Sensibilidad de voltaje	MW/kV, MVAR/kV		
Sensibilidad de frecuencia	MW/Hz, MVAR/Hz		
Máxima distorsión armónica	%		

GRUPO 5-1 PERFIL DE DEMANDA

Subestación: _____ Código: _____
 PM: _____ Código de PM: _____

La siguiente tabla debe llenarse para los días tipos laboral, sábado y domingo.

Descripción (Perfil de demanda típico de cada punto de entrega)		Potencia Activa (MW) Est. Seca	Potencia Reactiva (MVAR) Est. Seca	Potencia activa (MW) EST. LLUVIAS	Potencia Reactiva (MVAR) Est. Lluvias
Tipo de día (laboral, sábado, domingo)					
Código del Interruptor					
00:00 horas					
00:30 "					
01:00 "					
...					
...					
23:30 horas					

GRUPO 6-1 DATOS DEL PUNTO DE CONEXIÓN

Subestación: _____ Código: _____
 PM: _____ Código de PM: _____
 Interruptor código: _____

Descripción (por cada interruptor)	Unidad	Cantidad	Comentario
Demanda máxima anual instantánea	MW		
Hora de la máxima demanda	hh:mm		
Capacidad de transferencia del Interruptor	MW		Úsease cuando haya transferencia de carga entre circuitos
<u>Transferencia de Carga 1</u> Código de Interruptor de puntos alternativos de conexión de la carga			
Demanda que puede ser transferida	MW		
<u>Transferencia de Carga 2</u>			Úsease cuando haya transferencia de carga entre circuitos
Código de Interruptor de puntos alternativos de conexión de la carga			
Demanda que puede ser transferida	MW		
Tipo de transferencia			M: manual A: automática
Reducción de demanda disponible en caso de emergencia	MW		
Máximo tiempo de duración para dicha reducción	hh:mm		

GRUPO 7-1 MANTENIMIENTOS DE UNIDADES GENERADORAS

Nombre de la Planta : _____ Código: _____
 PM: _____ Código de PM: _____
 Fecha de solicitud: _____ Presentado por: _____

Descripción	Cantidad	Unidad	Comentarios
Para cada Unidad Generadora indicar:			
Código de unidad generadora			
Potencia efectiva		MW	

Descripción	Cantidad	Unidad	Comentarios
Tipo de mantenimiento			Mayor, menor o emergencia
Fecha y hora de inicio del mantenimiento solicitado		dd/mm/y y hh:mm	
Fecha y hora de fin de mantenimiento solicitado		dd/mm/y y hh:mm	
Número de días de mantenimiento		Días	
Descripción del mantenimiento		Texto	
Tiempo medio de reparación		Días	
Tiempo medio de reparación planeada		días/año	

GRUPO 7-2 MANTENIMIENTOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Descripción	Cantidad	Unidad	Comentarios
Indicar para cada línea de transmisión:			
Tipo de mantenimiento			Mayor, menor o emergencia
Código de línea			
Fecha y hora de inicio del mantenimiento		dd/mm/yy hh:mm	
Fecha y hora de finalización del mantenimiento		dd/mm/yy hh:mm	
Número de días de mantenimiento		Días	
Descripción del mantenimiento		Texto	
Índice de falla de la línea		%	
Tiempo medio de reparación de fallas		Días	
Tiempo medio de reparación programadas		días/año	
PMs afectados		Nombre	
Otros equipos afectados		Texto	
Observaciones		Texto	

GRUPO 7-3 MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES

Descripción	Cantidad	Unidad	Comentarios
Indicar para cada transformador:			
Tipo de mantenimiento			Mayor, menor o emergencia
Código de interruptores a abrir			
Fecha y hora de inicio del mantenimiento		dd/mm/yy hh:mm	
Fecha y hora de finalización del mantenimiento		dd/mm/yy hh:mm	

Descripción	Cantidad	Unidad	Comentarios
Número de días de mantenimiento		Días	
Descripción del mantenimiento		Texto	
Tiempo medio de reparación de fallas		Días	
Tiempo medio de reparación programadas		días/año	
PMs afectados		Nombre	
Otros equipos afectados		Texto	
Observaciones		Texto	

GRUPO 7-4 MANTENIMIENTOS DE SUBESTACIONES

Descripción	Cantidad	Unidad	Comentarios
Código de la subestación			
Tipo de mantenimiento			Mayor, menor o emergencia
Fecha y hora de inicio del mantenimiento		dd/mm/yy hh:mm	
Fecha y hora de finalización del mantenimiento		dd/mm/yy hh:mm	
Número de días de mantenimiento		Días	
Descripción del mantenimiento		Texto	
Estado de la Unidad Terminal Remota		on/off	
PMs afectados		Nombre	
Otros equipos afectados		Texto	
Observaciones		Texto	

GRUPO 8-1: DIAGRAMA HIDRÁULICO DE CENTRALES

Los PMs Generadores presentarán un diagrama hidráulico para cada central, indicando las dimensiones, características geométricas y funcionales y las restricciones de operación de todos los elementos. Entre otros, los caudales máximos de las captaciones, las limitaciones de llenado, vaciado y otras, si existieran.

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Nombre de la planta			
Planta aguas arriba			
Planta aguas abajo			

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Longitud del tubo de entrada ⁷	L		m
Área del tubo de entrada ⁷	A		m ²
Caída hidráulica nominal ⁷	H		m
Caudal para caída y carga nominal ⁷	Q_{nom}		m ³ /s
Caudal máximo turbinable	Q_{max}		m ³ /s
Caudal mínimo turbinable	Q_{min}		m ³ /s
Anexar restricciones de operación, limitaciones de llenado, vaciado y otras, si existieran.			Anexo

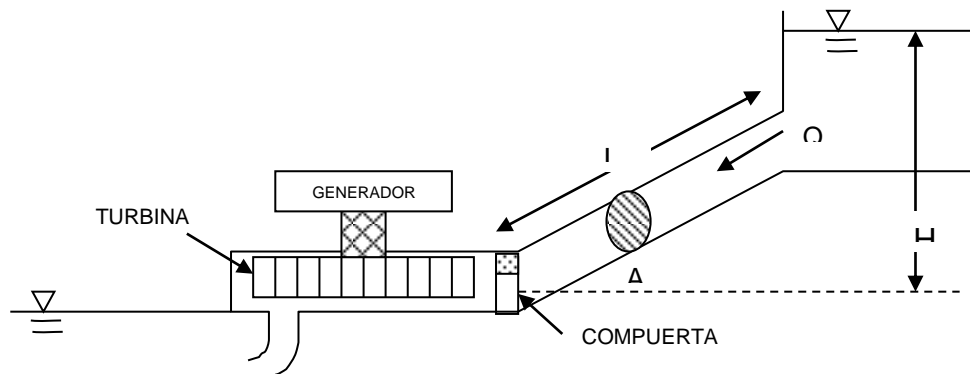


Figura 1. Esquema de una planta hidráulica

GRUPO 8-2 DATOS DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD DE GENERADORES HIDROELÉCTRICOS

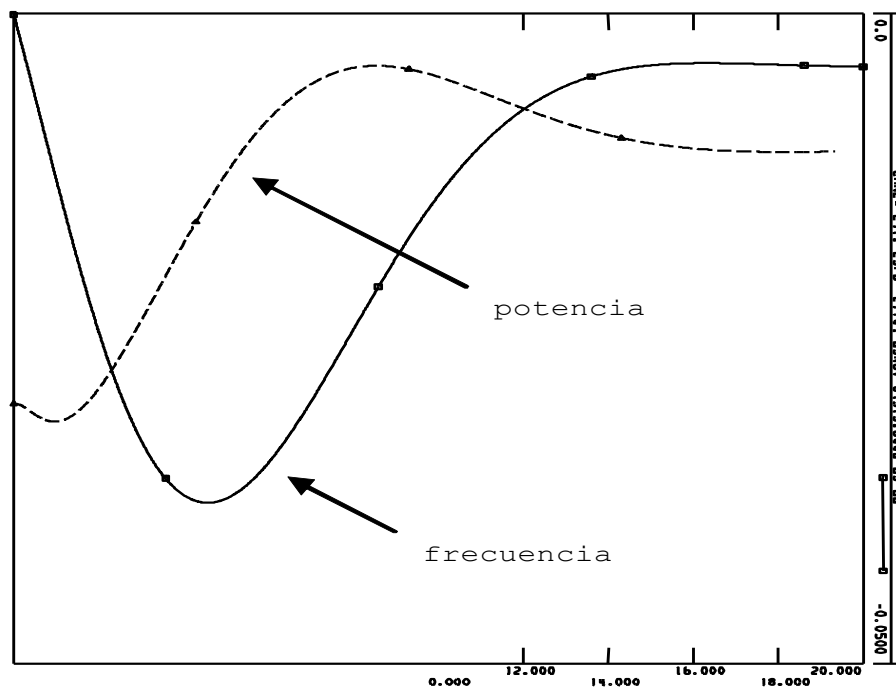
Los datos siguientes deben ser proporcionados y complementados, dependiendo del tipo de gobernador de velocidad.

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Potencia nominal de Turbina	P_{nomT}		MW
Tipo de turbina: Kaplan, Francis, Pelton.			
Factor de producción medio			
Apertura de compuerta a caída nominal y carga máxima			%
Apertura de compuerta a caída nominal sin carga			%
Velocidad límite de apertura-cierre de compuerta			%/s
Tipo de regulador (Control PI, PID, electro-hidráulico, hidráulico)			

⁷ Ver figura 1, esquema simplificado de una planta hidráulica.

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Marca del gobernador			
Estatismo permanente	B_p		MW/dH z
Estatismo transitorio	B_T		MW/dH z
Banda muerta	DB		Hz
Anexar respuesta $P=P(t)$ y $\omega=\omega(t)$ al escalón de carga ⁸			Anexo
Anexar diagrama de bode de lazo abierto ⁹			Anexo
Anexar diagrama de bloques del gobernador, tipo de modelo IEEE o PSS/E, listado de parámetros con su correspondiente valor y memoria de las pruebas y cálculos ¹⁰			Anexo

Figura 2. Ejemplo de respuesta en el tiempo del gobernador a escalón de carga



⁸ Ver ejemplo de la figura 2

⁹ Ver ejemplo de la figura 3

¹⁰ Ver ejemplo de la figura 4

Figura 3. Ejemplo de diagrama de bode de lazo abierto del sistema de regulación de velocidad

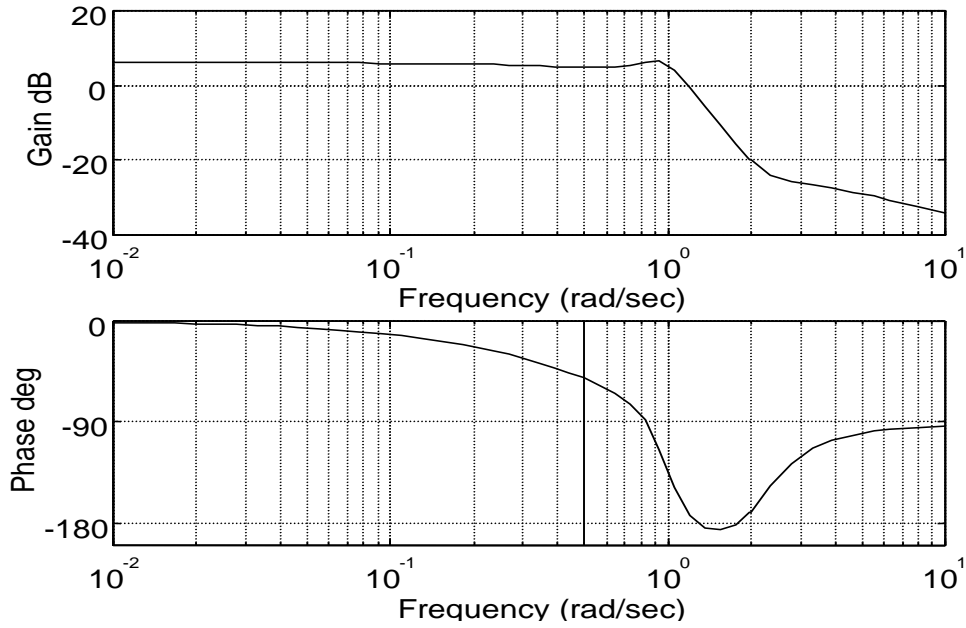
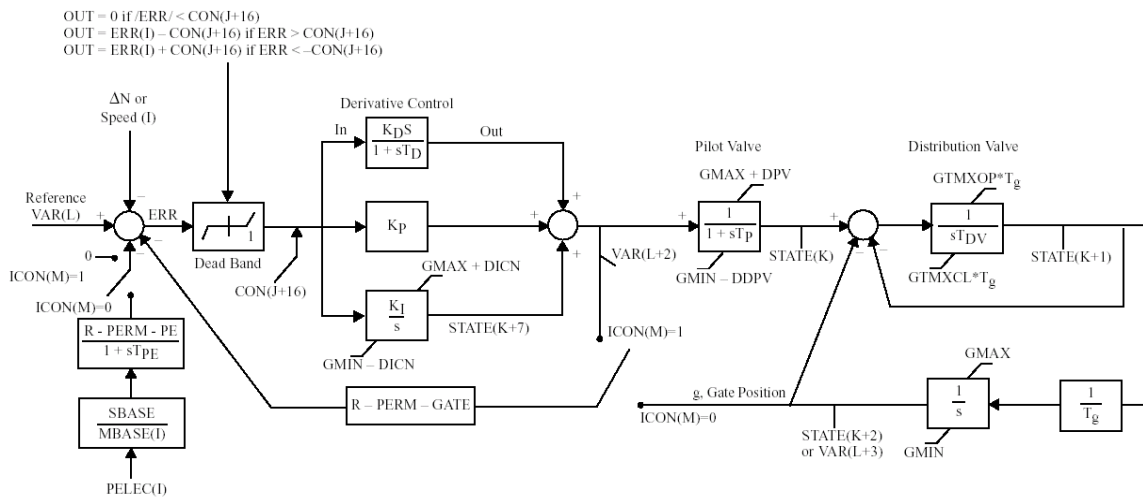


Figura 4. Ejemplo de diagrama de bloques del regulador de velocidad PID y turbina



Governor and Hydraulic Actuators

GRUPO 8-3 TABLA DE ESTADÍSTICAS DE CAUDALES AFLUENTES

Nombre del embalse:

Centrales hidroeléctricas asociadas:

Descripción	Año	Semana	Influjos
Símbolo	n	i	Q_A
Unidad			m ³ /s
Semana 1 del año		1	
Semana 2		2	
Semana 3		3	
...		...	
...		...	
...		...	
Semana 52		52	

Nota: continuar con la tabla con los datos de caudales de todos los años en forma vertical. El número de datos por año es de 52 semanas solamente

GRUPO 8-4: CARACTERÍSTICAS DEL EMBALSE

Tablas de la siguiente información relacionada con el embalse:

- a) Potencia máxima (MW) versus cota (metros sobre el nivel del mar, msnm)
- b) Factor de producción (MW/m³/s) función del caudal generable (m³/s) y la cota del embalse (msnm)
- c) Volumen embalsado versus cota
- d) Superficie del espejo de agua (km²) versus cota (msnm)
- e) Evaporación media mensual (milímetros)
- f) Filtraciones (m³/s) versus cota (msnm)
- g) Cotas máxima y mínima de operación

GRUPO 8-5: LIMITACIONES DE OPERACIÓN

Restricciones de operación producto de limitaciones físicas o compromisos, tales como:

- a) Cota máxima física de operación
- b) Cota mínima física de operación
- c) Caudal máximo turbinado
- d) Caudal mínimo: ecológico, riego, navegación, etc.
- e) Cota máxima o mínima a lo largo del año por restricciones: ambientales, control de crecidas, etc.

GRUPO 9-1 DATOS DE GENERADORES DE TURBINAS A VAPOR

Descripción	Símbolo	Unidad	Valor
Código alfabético del PM generador (asignado por UT)			
Tipo (1: de flujo axial; 2: de flujo radial; 3: de flujo tangencial)			
Potencia nominal de turbina			
Potencia efectiva de turbina			
Velocidad nominal			
Si es de colector común identificar las calderas que la alimentan			
Número de extracciones			
Número de etapas en el cuerpo de alta presión			
Número de etapas en el cuerpo de baja presión			
Consumo específico del turbogruppo al 100% de la potencia nominal con evaporador en servicio			
Idem al 80%			
Idem al 60%			
Idem al 40%			
Valor de potencia a la cual se deben eliminar equipos auxiliares			
Máxima potencia que entrega la instalación cuando funciona según lo indicado en el punto anterior			
Tiempo de arranque desde frío hasta alcanzar la potencia nominal			
Gradiente de carga			

GRUPO 9-2 DATOS DE GENERADORES DE TURBINAS A GAS

Descripción	Símbolo	Unidad	Valor
Código alfabético del PM generador (asignado por UT)			
Tipo (1: de ciclo abierto; 2: de ciclo cerrado)			
Tipo de combustible usado (1: diesel; 2: gas natural; 3: bunker; 4: combinaciones);			
Potencia nominal con diesel			
Temperatura para esa potencia			
Presión para esa potencia			
Potencia nominal con gas			
Temperatura para esa potencia			
Potencia nominal con bunker			
Temperatura para esa potencia			
Presión para esa potencia			
Carga base con diesel			
Carga base con gas			
Carga base con bunker			
Carga pico con diesel			
Carga pico con gas			
Carga pico con bunker			
Tiempo de arranque desde frío hasta potencia nominal en condiciones normales			
Idem pero en condiciones de emergencia			

GRUPO 9-3 DATOS DEL SISTEMA DE REGULACIÓN DE VELOCIDAD DE GENERADORES TÉRMICOS

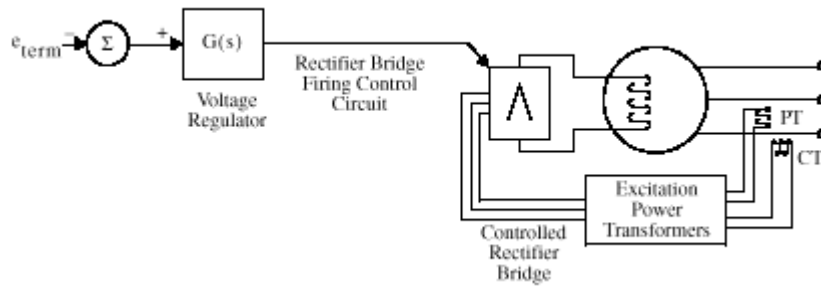
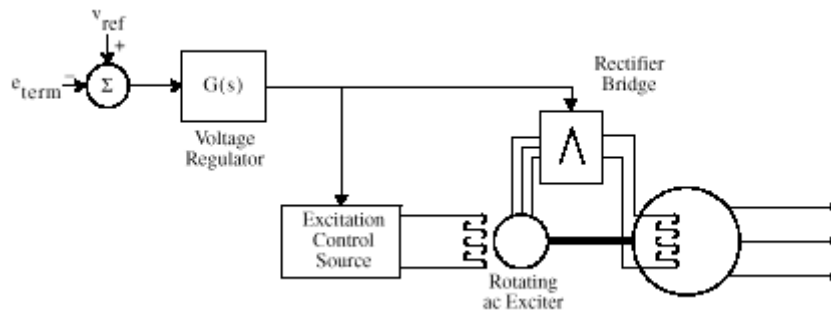
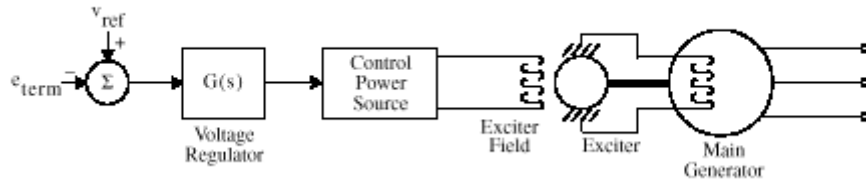
Los datos siguientes deben ser proporcionados y complementados, dependiendo del tipo de gobernador de velocidad.

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Potencia nominal de Turbina			MW
Tipo de regulador (Control PI, PID, electro-hidráulico, hidráulico)			
Marca del gobernador			
Estatismo permanente	B_p		MW/dHz
Banda muerta	DB		Hz
Anexar respuesta $P=P(t)$ y $\omega=\omega(t)$ al escalón de carga			Anexo
Anexar diagrama de bode de lazo abierto			Anexo
Anexar diagrama de bloques del gobernador, tipo de modelo IEEE ó PSS/E, listado de parámetros con su correspondiente valor y memoria de las pruebas y cálculos ¹¹			Anexo

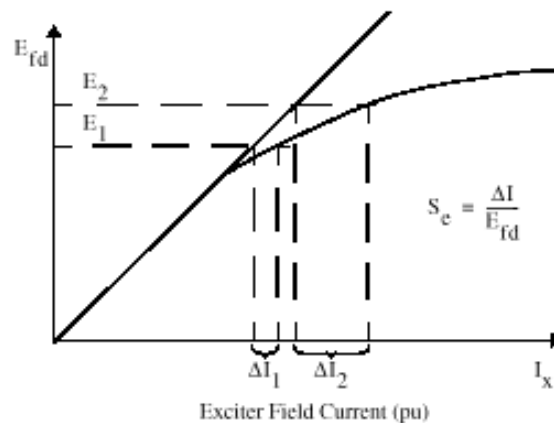
¹¹ Ver ejemplo de la figura 4

APÉNDICE C

Tipo de sistema de excitación:



Ejemplo de Característica de Magnetización de Campo



APÉNDICE D

Determinación de parámetros de unidades generadoras

1. Potencia Máxima.

- 1.1. La potencia máxima de una unidad generadora es la potencia continua entregada por el PM generador en sus bornes, cuando opera a máxima carga.
- 1.2. La potencia máxima y la potencia máxima neta de la unidad generadora son las indicadas por el propietario al incorporarse al MM. Posteriormente, la UT programará pruebas para su verificación. Participarán en la prueba el propietario, la UT y el ejecutor de la prueba. En esta prueba la unidad generadora debe operar a máxima carga por 5 horas y la UT emitirá una constancia con los resultados de las pruebas de la cual deberá enviar una copia a la SIGET.
- 1.3. En caso de haber antecedentes que indiquen una modificación de la potencia, se realizará una nueva medición de potencia
- 1.4. La UT propondrá a la SIGET, para su aprobación, un procedimiento para la realización de las pruebas a las unidades generadoras para la determinación de las potencias mencionadas anteriormente, el que se incorporará como un Anexo al presente Reglamento y deberá ser desarrollado en un período máximo de cinco meses posteriores a la publicación de este Reglamento.

2. Costo Variable de Operación y Mantenimiento.

- 2.1. Los costos variables de operación y mantenimiento corresponden a los insumos directos y costos de mantenimiento que son función de la utilización de la unidad generadora. Estos deberán basarse en estándares internacionales ajustados a la realidad Nacional.

- 2.2. La UT propondrá a la SIGET, para su aprobación, una metodología de análisis para la determinación de los costos variables de operación y mantenimiento así como el procedimiento para realizar las auditorías, los que se incorporarán como un Anexo al presente Reglamento y deberá ser desarrollado en un período máximo de cinco meses posteriores a la publicación de este Reglamento.
- 2.3. Se determinarán posteriormente los costos variables de operación y mantenimiento de las unidades generadoras aplicando la metodología aprobada. La información utilizada y los cálculos realizados serán objeto de una auditoría por parte de la UT, y del informe correspondiente se remitirá una copia a la SIGET.

3. Disponibilidad.

- 3.1. La UT calculará la tasa de indisponibilidad forzada de todas las unidades generadoras del sistema con la información de las indisponibilidades de los últimos 5 años, con el objeto de ser usada en el cálculo de la Capacidad Firme.

4. Consumo de Combustible de Unidades Térmicas.

- 4.1. El consumo de combustible es inicialmente declarado por el propietario de la unidad generadora basándose en la información del fabricante o las pruebas de recepción de la unidad, justificación que deberá ser proporcionada a la UT.
- 4.2. Posteriormente la UT, programará pruebas para medir el consumo de combustible para potencia máxima, mínima y niveles de carga intermedio.
- 4.3. La UT propondrá a la SIGET un procedimiento para la realización de pruebas para la determinación del consumo de combustible de las unidades térmicas, el que se incorporará como un Anexo al presente

Reglamento, para lo cual contará con un plazo de cinco meses posterior a la publicación del presente Reglamento.

- 4.4. La UT puede establecer una medición periódica del consumo de combustible.
- 4.5. Cualquier PM puede solicitar una verificación de los valores en uso. Si las mediciones indican que los valores en uso son correctos, el solicitante debe pagar el costo de las pruebas.

5. Costo de Arranque para Unidades Térmicas.

- 5.1. El costo de arranque corresponde al costo unitario del combustible utilizado multiplicado por el consumo de combustible empleado para sincronizar la máquina con el sistema, partiendo de cero.
- 5.2. Inicialmente es declarado por el PM y posteriormente medido por la UT.
- 5.3. La UT propondrá a la SIGET un procedimiento para la realización de las pruebas y determinación del consumo de combustible en el arranque, el que se incorporará como un Anexo al Reglamento de Operaciones.

6. Transitorio.

- 6.1. En tanto no se realicen las pruebas de potencia efectiva, de consumo específico de combustible y se determinen los costos variables de operación y mantenimiento, la UT utilizará los valores comunicados por los operadores de las unidades generadoras.
- 6.2. En los casos en lo que no se tengan procedimientos aprobados respecto a la verificación de los valores a los que hace referencia el numeral 6.1., la UT podrá realizar pruebas específicas in situ, previa coordinación con el PM.

ANEXO 04 – PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

1. Objeto

- 1.1. El objetivo de este Anexo es:
 - 1.1.1. Establecer disposiciones para determinación de los precios y cantidades de los combustibles, utilizados para definir el costo variable de los equipos de generación de energía eléctrica.
 - 1.1.2. Establecer el mecanismo de envío de información de los PMs bajo alcance de este Anexo, a la UT.
 - 1.1.3. Establecer la estructura de costos para los combustibles.
 - 1.1.4. Establecer el control de inventarios y la verificación de la disponibilidad de combustibles.
 - 1.1.5. Tipificar las irregularidades y causales de sanciones en caso de incumplimiento.

2. Alcance

- 2.1. Los PMs con obligaciones en este Anexo son: el PM Generador con recursos de generación térmicos, los cogeneradores y/o autoproductores. No se incluyen a las unidades geotérmicas ni a los generadores con unidades renovables no convencionales, ya que sus costos variables de combustible son considerados igual a cero. Asimismo quedarán excluidas aquellas unidades generadoras que operen con biomasa para las cuales se reporten costos combustibles nulos.

3. Precio de los Combustibles

- 3.1. El cálculo de los costos variables de combustible a ser utilizados en la programación de la operación anual, semanal y diaria es responsabilidad de la UT. Para ello, actualizará el precio de compra de

combustible con base en la referencia reconocida internacionalmente propuesta por los PMs generadores y aprobada por la SIGET.

4. Estructura de Costos para los Combustibles

4.1. El precio del combustible tiene dos componentes: (i) el precio de compra FOB (en el caso del gas natural o Gas Natural Licuado este componente podría incluir: los costos de flete, seguros y demás necesarios para que el combustible esté disponible para el comprador en el puerto o frontera de El Salvador) y, (ii) los costos de internación hasta la puesta del combustible en el sitio de almacenamiento de la central, por lo que cada PM Generador deberá proponer, por cada tipo de combustible que utilice, lo siguiente:

- a) Una fuente internacional de precios del combustible
- b) Una fórmula para el cálculo del precio FOB en función de los precios publicados por la fuente internacional propuesta y, en forma opcional, podrá depender también del volumen de compra correspondiente. El PM Generador deberá indicar el período para el cual se calcula el promedio del precio FOB para ser utilizado en el cálculo (y si debe aplicarse un factor a dicho promedio, en el caso del gas natural o Gas Natural Licuado).
- c) Los costos de internación con base en costos comprobables.
- d) Una fórmula de actualización de los costos de internación.

4.2. En consistencia con lo anterior, el precio del combustible puesto en el sitio de almacenamiento de la central incluirá los siguientes costos aprobados por la SIGET:

- a) Precio FOB de la referencia internacional. En el caso del gas natural o Gas Natural Licuado, el Precio FOB podría incluir algunos de los componentes de costos siguientes.

- b) Flete marítimo de acuerdo con estándares Internacionales, relacionados con la referencia de origen del Precio FOB.
- c) Seguro marítimo de acuerdo con estándares Internacionales, relacionados con la referencia de origen del Precio FOB.
- d) Precio CIF = suma de los ítems anteriores, o directamente el precio CIF, si dichas partidas no se encuentran desglosadas en los contratos.
- e) Derechos de internación: según el valor vigente, como % del valor CIF.
- f) Gastos de internación (Agente de Aduana).
- g) Valor CIF internado = suma de (d) + (e) + (f)
- h) Servicio de descarga: según contrato vigente. En su defecto el valor informado por la empresa y respaldado con documentos de facturación.
- i) Muestreo y análisis: valor informado por la empresa según comprobantes de facturación.
- j) Transporte terrestre: según el contrato vigente informado por la empresa o servicio prestado según comprobantes de facturación.
- k) Prima de la póliza de seguro sobre la descarga, transporte local y almacenaje de los combustibles.
- l) Otros impuestos que no generen crédito fiscal (no recuperables por el PM generador) de acuerdo con valor vigente.
- m) Cualquier otro costo que sea demostrable no detallado anteriormente.
- n) Costo puesto en tanques = suma de (g) a (m)

- o) En caso de no poder detallar algún componente de forma individual, podrá utilizarse un valor que represente la suma de más de un componente.
- 4.3. Se efectuará una revisión de la Estructura de Costos de los Combustibles cada dos años. Al inicio del proceso de revisión, la UT solicitará a cada PM generador, para su posterior remisión a SIGET, la estructura de costos para cada tipo de combustible, su forma y periodicidad de actualización.
- 4.4. El PM Generador, en concordancia con el requerimiento anterior, deberá suministrar la información requerida en el numeral 4.1, mediante un informe justificativo en el que incorpore el respaldo necesario y suficiente. La estructura de costos y su forma de actualización, serán revisadas por la UT y enviadas para su aprobación a la SIGET en un plazo máximo de un mes. Al ser aprobadas, éstas serán utilizadas por la UT para efectos de la Programación de la Operación. Durante el proceso de revisión, la SIGET podrá solicitar al PM generador las aclaraciones o información adicional que considere pertinente.
- 4.5. La información a la que se refiere el numeral 4.4 del presente anexo deberá ser entregada a la SIGET por la UT a más tardar un mes antes del vencimiento de la estructura de costos vigente.
- 4.6. La SIGET aprobará la estructura de costos para los combustibles, con su correspondiente fórmula de actualización, la que se mantendrá vigente durante el período estipulado en el respectivo acuerdo de aprobación.
- 4.7. Independientemente de lo indicado en el numeral anterior, las estructuras de costos para los combustibles del período de vigencia anterior continuarán siendo aplicadas por la UT, en tanto la SIGET no apruebe estructuras de costos de combustibles actualizadas.

- 4.8. Un PM generador puede proponer a la SIGET, para su aprobación, mediante la presentación de un informe justificativo, una nueva estructura de costos antes que finalice la vigencia de su actual estructura, siempre que el PM generador considere que dicha estructura ya no es representativa de sus costos actuales. Asimismo, la UT o la SIGET podrá indicar a un PM generador que inicie de forma anticipada el proceso de revisión y aprobación de su estructura de costos de combustible.
- 4.9. Los nombres de las fuentes internacionales de referencia, sobre los precios de los combustibles, utilizadas por la UT para cada una de las centrales térmicas, deben ser los aprobados por la SIGET.
- 4.10. En el caso que se utilice una mezcla de combustibles líquidos, el precio será determinado como el precio promedio ponderado de los diferentes combustibles, de acuerdo con la proporción utilizada por la unidad generadora o las unidades de generación de la misma tecnología de una central.
- 4.11. En el caso que entren en operación plantas generadoras que utilicen combustibles diferentes a los utilizados actualmente en la generación nacional, la SIGET analizará si las disposiciones anteriores también son aplicables. En caso contrario, establecerá el procedimiento para la determinación y actualización de la estructura de costos correspondiente.
- 4.12. En el caso que la fórmula indicada en el literal b) del numeral 4.1 que proponga el PM Generador también esté en función del volumen de compra – además de los precios publicados por la fuente internacional - debe cumplirse lo siguiente:
- 4.12.1. El precio FOB resultante debe reflejar el costo del inventario de combustible existente valorizado a precios de la referencia internacional.

- 4.12.2. Previamente al inicio de la aplicación de la fórmula que haya sido aprobada por la SIGET, el PM Generador deberá proporcionar a la UT la información que respalde el costo del inventario inicial valorizado a precios FOB.
- 4.12.3. Durante el régimen normal de aplicación de la fórmula, para los distintos combustibles que utilice el PM Generador, debe cumplirse que:
- a) El PM Generador informa a la UT los volúmenes de combustible adquiridos y los correspondientes precios FOB asociados, para lo cual presentará la documentación pertinente.
 - b) El cálculo del precio FOB es informado semanalmente por el PM Generador y verificado por la UT, para lo cual el PM Generador proporciona a la UT toda la información que se requiera para la aplicación de la fórmula aprobada por la SIGET.
 - c) El PM Generador reporta a la UT la variación de inventarios en forma semanal. Para combustibles líquidos las cantidades declaradas se expresarán en gal o bbl, mientras que para gas natural se expresará en MMBtu.
 - d) Todos los generadores deberán referenciar su inventario de combustibles líquidos, entre ellos búnker y diésel, a 60°F, utilizando tablas de calibración auditadas para sus tanques. Los inventarios de gas natural se referenciarán a 288.15K (15°C) y 101.325 kPa, de acuerdo a la norma ISO 13443 “Natural gas - Standard reference conditions”, en su versión más reciente. Además, todos los instrumentos utilizados para la medición deberán estar calibrados y certificados.
 - e) Para los PMs que tienen una actividad productiva adicional a la de generación de energía eléctrica, y cuya fórmula de determinación del Precio FOB esté en función del volumen de compra, los reportes contables y cantidades reflejadas en el informe de inventario de combustible así como sus respectivos comprobantes de compra, deberán ser los correspondientes a la actividad de generación eléctrica. Para estos efectos,

la UT definirá un procedimiento estandarizado que garantice que la energía inyectada al sistema eléctrico nacional está relacionada directamente con las cantidades de combustible reportadas. Dicho procedimiento deberá ser remitido a la SIGET.

- 4.12.4. La información que respalde los valores de precios y volúmenes reportados por los PMs Generadores estarán sujetos a auditorías por parte de la UT.

5. Cogeneración y Autoproductores

- 5.1. Los propietarios de cada unidad de cogeneración o autoproductores determinarán la estructura de costo de combustible correspondiente y la propondrán a la SIGET, junto con su respectiva justificación. En ella se incluirán los combustibles comerciales utilizados, según su proporción y como nulos aquellos propios que no tengan uso alternativo.
- 5.2. Las unidades generadoras que operen con Biomasa como recurso primario, se considerarán con costo combustible igual a cero. En caso los propietarios de este tipo de unidades requieran la consideración de costos combustibles mayores que cero, deberán presentar un informe en que lo demuestre. El informe deberá contener la referencia internacional en caso de existir, estructura de costos, fórmula y plazo de indexación. Dicho informe deberá ser remitido a SIGET para su aprobación.

6. Unidades Geotérmicas y Generadores con unidades renovables no convencionales

- 6.1. Los costos variables de combustible de las unidades geotérmicas y generadores con unidades renovables no convencionales serán considerados igual a cero, salvo aquellas unidades generadoras que

operen con biomasa para las cuales se reporten costos combustibles diferentes de cero.

7. Actualización Periódica de los Precios de los Combustibles

- 7.1. Los precios FOB de los combustibles serán actualizados semanalmente por la UT aplicando la fórmula de cálculo a la que hace referencia el literal b) del numeral 4.1 con base en la información publicada por la referencia reconocida internacionalmente propuesta por el PM Generador y aceptada por la SIGET. Estos precios FOB estarán vigentes por los siete días para los cuales se realiza la programación semanal.
- 7.2. Los costos de internación se actualizarán de acuerdo con la fórmula propuesta por el PM Generador y aprobada por la SIGET a la que se hace referencia en el literal d) del numeral 4.1.

8. Control de Inventarios de los Combustibles

- 8.1. En el caso que el PM Generador proponga una fórmula para la determinación del Precio FOB del combustible que esté en función del volumen de compra, deberá reportar junto con la información requerida para la programación semanal: el nivel de inventario, los volúmenes comprados y los consumidos, y demás información acorde con su Estructura de Costos para los Combustibles, utilizando el formato acordado con la UT
- 8.2. En lunes de cada semana, todos los PMs generadores deben informar a la UT, la variación de inventarios ocurrida en la semana anterior, de los distintos combustibles que utilicen para la generación eléctrica, debiendo indicar la cantidad o existencia de combustible para generación, disponible a las cero horas del día en que se presente el reporte, utilizando el Formulario “Variación de Inventarios de

Combustibles” del numeral 7.5.3 del Anexo 06 “Transacciones de Mercado”. La UT deberá poner a disposición de la SIGET en su página web, en ese mismo día, un consolidado que resuma los reportes presentados por los PMs generadores y remitirlo a la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas. Para combustibles líquidos las cantidades declaradas se expresarán en gal o bbl, mientras que para gas natural se expresarán en MMBtu.

- 8.3. La UT en su rol de Administrador del Mercado Mayorista podrá verificar los inventarios de los combustibles en planta, basándose en la información reportada por los PMs.

9. Disponibilidad de los Combustibles

- 9.1. Cada PM debe contar con la infraestructura que le permita mantener una capacidad de almacenamiento de conformidad con los siguientes criterios:

- 9.1.1. Cuando el embalse de Cerrón Grande se encuentre por abajo de la cota 235.50 m.s.n.m., a) para las centrales generadoras cuyo factor de planta, de acuerdo con la programación semanal sea mayor o igual que 0.75, deberá de mantener una disponibilidad de combustible suficiente para mantener su operación a plena carga durante diez (10) días; b) para las centrales generadoras cuyo factor de carga sea menor que 0.75, de acuerdo con la programación semanal, deberá de garantizar una disponibilidad de combustible que sea igual al máximo de los dos valores siguientes:

- a) El equivalente para su operación de acuerdo con la programación semanal más un 35% de la misma, o
- b) Combustible suficiente para su operación durante cinco (5) días a plena carga.

- 9.1.2. Cuando el embalse de Cerrón Grande se encuentre ente las cotas 235.50 m.s.n.m. y 242 m.s.n.m., a) para las centrales generadoras cuyo

factor de planta, de acuerdo con la programación semanal sea mayor o igual que 0.75, deberá de mantener una disponibilidad de combustible suficiente para mantener su operación a plena carga durante ocho (8) días; b) para las centrales generadoras cuyo factor de carga sea menor que 0.75, de acuerdo con la programación semanal, deberá de garantizar una disponibilidad de combustible que sea igual al máximo de los dos valores siguientes:

- a) El equivalente para su operación de acuerdo con la programación semanal más un 35% de la misma, o
- b) Combustible suficiente para su operación durante cuatro (4) días a plena carga.

9.1.3. Cuando el embalse de Cerrón Grande se encuentre arriba de la cota 242 m.s.n.m., , a) para las centrales generadoras cuyo factor de planta, de acuerdo con la programación semanal sea mayor o igual que 0.75, deberá de mantener una disponibilidad de combustible suficiente para mantener su operación a plena carga durante siete (7) días b) para las centrales generadoras cuyo factor de carga sea menor que 0.75, de acuerdo con la programación semanal, deberá de garantizar una disponibilidad de combustible que sea igual al máximo de los dos valores siguientes:

- a) El equivalente para su operación de acuerdo con la programación semanal más un 35% de la misma, o
- b) Combustible suficiente para su operación durante tres (3) días a plena carga.

9.2. El PM es responsable de informar a la UT de forma oportuna, en caso de falta o restricciones de combustible que no le permitan cubrir la programación de la operación semanal, o sus respectivas reprogramaciones. El PM deberá informar como mínimo: la causa del evento y el periodo en el cual se restablecerá la confiabilidad del suministro.

- 9.3. En el caso que el PM no pueda mantener en la infraestructura de almacenamiento de combustible de su central el total de la capacidad antes mencionada, éste debe garantizar el almacenamiento restante propio (tanques o buques) fuera de la planta o bien mediante programas de suministro de combustible (orden de compra) a terceros ubicados en el territorio nacional o internacional (contratos take or pay con cronograma de suministro anual o compra spot con ventana de entrega), para lo cual el PM informará anticipadamente a la UT el cronograma de recepción de dicho suministro.
- 9.4. En caso de que un PM generador no cumpla con el inventario mínimo de combustible establecido en este anexo, la UT deberá penalizar al PM generador en su Tasa de Salida Forzada (TSF) establecida en el numeral 2.1.2 del anexo 15 de este reglamento, determinado un número de horas de indisponibilidad forzada equivalente por déficit de combustible según los mínimos requeridos (HIFC), dichas horas de indisponibilidad serán calculadas con base a los datos correspondientes a los inventarios de combustibles existentes, niveles de inventario mínimos requeridos y la cotas del embalse de Cerrón Grande, registrados a las 00:00 del lunes de cada semana.

10. Programación de la Operación

- 10.1. Los PMs Generadores cada jueves antes de las diez horas (10:00) deben reportar a la UT el Precio de Combustible Puesto en Planta declarado (PCpep) en dólares por unidad. Los PMs informarán estos precios en el Formulario “Precios de los Combustibles” incluido en el Anexo 06 “Transacciones de Mercado”.
- 10.2. Para la programación anual, la UT adoptará el promedio de los precios de los combustibles utilizados en la actualización de la programación de la operación vigente.

- 10.3. La UT y/o SIGET podrá verificar si la disponibilidad de los combustibles declarados por el PM cumple los requisitos establecidos de acuerdo con la sección 9 del presente anexo.
- 10.4. La UT debe considerar en la programación semanal y diaria las restricciones de los combustibles, cuando sea el caso. Una vez que el PM informe de alguna restricción de combustible, la UT deberá considerar esta situación mediante un redespacho y evaluará mantener similar restricción en la programación de la operación anual, según el informe del PM y las etapas restringidas.
- 10.5. La salida de una unidad generadora o las restricciones de generación por falta o restricción de combustible, debe ser contabilizada en la tasa de salida forzada de cada unidad por cada hora o fracción.
- 10.6. Previo a la entrada en operación de nuevos generadores, éstos deberán presentar a la UT su estructura de costos de combustible debidamente aprobada por la SIGET. Para lo anterior, el nuevo generador deberá presentar la solicitud de aprobación respectiva ante la SIGET de conformidad con los requisitos establecidos en los numerales 4.1 y 4.4 de este Anexo, con una antelación de al menos un mes.

11. Información publicada por la UT

- 11.1. Entre las 8 y 9 horas de cada día, la UT publicará en su página Web los PCpep declarados por cada PM para el día en curso.
- 11.2. Cada jueves junto con la información resultante de la programación semanal, la UT publicará en su página Web el PCpep calculado para la programación de la operación resultantes de la aplicación de los numerales 7.1 y 7.2.

12. Irregularidades y Causales de Infracción

12.1. Son consideradas irregularidades y causales de infracción por parte de los PMs las siguientes:

- a) No proporcionar en los plazos correspondientes los PCpep diarios a la UT.
- b) Proporcionar a la UT en forma inapropiada o irregular los PCpep.
- c) No contar con la capacidad útil del almacenamiento disponible para la operación de acuerdo al numeral 9 del presente anexo.
- d) No demostrar y garantizar el almacenamiento fuera de la planta en caso de existir, a través de programas de suministro de combustible, en caso de ser requerido por la UT y/o SIGET.
- e) No informar a la UT la variación de inventarios en los plazos correspondientes.
- f) No informar a la UT las restricciones de combustible en forma oportuna.
- g) No informar a la UT la falta de combustibles.
- h) Reportar datos falsos o erróneos sobre la disponibilidad de combustibles.

12.2. La UT deberá informar a la SIGET:

- a) Restricciones en el suministro de combustibles.
- b) Las irregularidades y causales de infracción.

12.3. La UT deberá notificar al PM que incurrió en una irregularidad o causal de infracción en un periodo no mayor de cinco (5) días hábiles.

ANEXO 05 – SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA

1. Objeto.

Presentar las especificaciones técnicas y procedimientos de los equipos de comunicación, monitoreo y control en tiempo real.

2. Estructura.

El Sistema de Administración de Energía (SAE) está compuesto por:

- a) La Estación Maestra localizada en las instalaciones de la UT.
- b) Las Unidades Terminales Remotas (UTR), ubicadas en los puntos de conexión de los PMs y en las subestaciones pertenecientes a los PMs Transmisores.
- c) El equipo de interfaz para la adquisición de datos y el control supervisorio en tiempo real.
- d) El sistema de comunicaciones necesario para vincular a las UTR con la Estación Maestra.

3. Requerimientos de Equipos para el SAE.

3.1. Todo PM deberá disponer en cada punto de interconexión los equipos necesarios para permitir el control y la supervisión de sus equipos de vinculación a la red desde la UT. Para ello deberá contar con el siguiente equipamiento:

- a) Unidad Terminal Remota (UTR) Estándar o un Sistema de Control Distribuido, capaz de comunicarse con la Estación Maestra de la UT a través de uno de los protocolos que ésta maneja.
- b) Equipos de interfaz que permitan la recolección en la UTR de los siguientes tipos de señales:

- ⊕ Señales análogas, para supervisión de las variables eléctricas.
- ⊕ Señales de entrada digital, para la supervisión de las condiciones de operación y estado de los diferentes equipos que se encuentran operando en las instalaciones.
- ⊕ Señales de salida digital, para el control remoto de los equipos desde la UT.

El PM deberá incluir al menos las señales definidas en el Apéndice A de este Anexo.

- c) Los equipos de medición de variables eléctricas, que deberán cumplir como mínimo con las siguientes características:
- ⊕ Margen de error que no exceda un 0.50% a escala plena.
 - ⊕ Tiempo de respuesta no mayor a 400 ms para alcanzar el 99% de la cantidad medida partiendo de 0%.

3.2. Para la implementación de las señales se deberá seguir el siguiente procedimiento:

- a) El PM enviará descripción de la nueva señal, a solicitud propia o de la UT, detallando:
- ⊕ Nombre
 - ⊕ Equipo relacionado
 - ⊕ Tipo de señal
 - ⊕ Significado (causas que originan su aparición, equipos que afecta)
 - ⊕ Acciones recomendadas ante su actuación
- b) El PM proporcionará copia de esquemático de control indicando la ubicación de la nueva señal, copia del diagrama unifilar de la subestación o planta indicando el cambio (si lo hubiere).

- c) El PM envía el listado de puntos de entrada/salida (I/O points), incluyendo la nueva señal con su correspondiente punto de bornera en la UTR, para que la UT lo revise. Una vez confirmado por la UT, el PM elaborará o modificará la base de datos de la UTR y realiza el alambrado de las señales de la UTR, mientras que la UT modifica las bases de datos del SAE.
- d) La UT y el PM realizan pruebas según protocolo establecido por la UT.

Toda solicitud de incorporación de nuevas señales o modificación de las existentes deberá enviarse con al menos una semana de anticipación al inicio de las actividades de instalación en el campo.

En el caso de que el PM planea instalar una UTR, deberá consultar con la UT la compatibilidad del equipo con los protocolos de comunicación de la estación maestra de la UT. Para ello deberá presentar en formato electrónico los manuales y especificaciones técnicas de la UTR. Asimismo, deberá presentar un calendario de trabajos para su instalación, tomando en cuenta las respectivas pruebas de campo según el protocolo establecido por la UT.

Si durante las pruebas de campo se establece que la UTR no cumple las especificaciones o el desempeño requerido, el PM deberá efectuar todos los cambios que sean necesarios para lograr que la comunicación sea efectiva y de calidad.

- 3.3. Para la implementación de una nueva UTR o nuevo equipamiento deberá enviarse la solicitud y los datos listados en el numeral 3.2 del presente Anexo, con al menos dos meses de anticipación al inicio de las actividades de instalación en el campo.

4. Medios de Comunicación con la UT.

Todo PM deberá disponer de medios para comunicarse con la UT. Esta comunicación deberá consistir en al menos los siguientes canales, independientes entre sí:

4.1. Canal de comunicaciones para datos en tiempo real

El PM estará obligado a suministrar a la UT la señal para adquirir los datos de tiempo real. La señal deberá estar disponible en la entrada del sistema de recolección de datos de la estación maestra localizada en las instalaciones de la UT. Los gastos por concepto de arrendamiento o compra de los canales de comunicación correrán por cuenta del PM.

Las características principales del enlace y protocolo utilizado son las siguientes:

- a) Tipo: enlace dedicado, punto a punto, digital, full duplex, síncrono, con una velocidad programable desde los 2,400 bps hasta 64,000 bps.
- b) Protocolo: IEC 870-5-101 estándar y DNP3. Otros protocolos soportados por la estación maestra para su implementación requerirá pruebas y configuración en coordinación con el proveedor de los equipos. Los protocolos soportados son:

"VANC="	VANCOMM protocol family
"LAND"=	Landis and Gyr protocol family
"HARR"=	Harris protocol family
"SIEM" =	Siemens SINAUT protocol family
"870 " =	IEC 870-5 protocol family
"CDCO"=	CDC Corp. protocol family
"LEED"=	Leeds and Northrup protocol family
"MODB"=	MODBUS protocol family
"TEJC" =	Tejas Controls protocol family

"ABB" =	ABB protocol family
"CTEL" =	CONITEL protocol family
"ALLB" =	Allen Bradley protocol family
"GENE"=	General Electric protocol family
"HDLC" =	HDLC protocol family
"RECN"=	RECON protocol family
"ROCK"=	Rockwell family
"CLEC" =	Cegelec family

- c) Data Layer: El protocolo IEC 870-5-101 corre en 870-5 Frame Format FT1.2, para los demás protocolos se revisara la configuración del Data Layer correspondiente.
- d) Polling: pasivo (Europeo); la UTR se encarga de los datos cíclicos a ser transferidos (contenido de los datos).
- e) Señales analógicas: cíclicas (2 y 4 segundos)
- f) Señales digitales: por excepción Las señales que provoquen disparo total o parcial de los equipos del sistema deberán ser identificadas por el PM, para poder ser incorporadas al listado de secuencia de eventos utilizado por la UT para la operación en tiempo real. Para estos puntos, la UTR deberá ser capaz de colocar la estampa de tiempo con una resolución del orden de milisegundos. Para los demás puntos digitales, la UTR será capaz de colocar la estampa de tiempo en segundos.

4.2. Canal para comunicación de voz con la UT para la operación del Sistema en tiempo real.

Los PMs conectados al sistema de transmisión deberán disponer de equipo de comunicación de voz adecuado para comunicarse con la UT a través de las frecuencias que ésta tiene disponibles.

La frecuencia identificada por la UT como Canal "1" deberá ser utilizada para las comunicaciones relacionadas con la operación del Sistema por todos los PMs; la frecuencia identificada como Canal "2" será utilizada como respaldo del Canal "1".

Las frecuencias utilizadas para la comunicación de voz son las siguientes:

CANAL 1

Tx(MHz)	167.730
Rx(MHz)	171.430
Tono	TPL1Z

CANAL 2

Tx(MHz)	166.930
Rx(MHz)	170.110
Tono	TPL5A

4.3. Canal de comunicaciones para operaciones de Mercado.

Para intercambiar información relacionada con las operaciones que realice en el Mercado, los siguientes tipos de acceso estarán disponibles:

Telefacsimil

El PM podrá usar el Telefacsimil para establecer comunicación con la UT para el caso en que desee enviar información relacionada con el mercado de energía. Para ello deberá establecer una forma de certificar la información enviada a la UT, para poder validarla como auténtica.

Teléfono

El PM usará este medio para transmitir información de menor importancia a la UT. En ningún momento se considerará como un canal oficial para fines de la UT.

Internet

El PM se conectará al servidor Web de la UT por los medios que considere conveniente. Para esto deberá solicitar las respectivas claves de acceso a la Unidad de Transacciones.

La comunicación por correo electrónico se considerará apropiada, pero el PM deberá establecer una forma de certificar la información enviada a la UT para poder considerarla como válida y auténtica.

La UT dispondrá de un enlace redundante a Internet para garantizar la conectividad con sus servidores.

4.4. Medios de comunicación.

El PM podrá hacer uso de enlaces del tipo dedicado o conmutado según estime conveniente para establecer la comunicación con la UT, de acuerdo a los siguientes lineamientos generales:

- a) El PM podrá arrendar a cualquier PM de comunicaciones el canal de comunicación que le permita establecer relación con la UT de una manera eficiente.
- b) Para la transferencia de datos en tiempo real el uso de un canal de comunicación dedicado es de carácter mandatorio.
- c) Los medios de comunicación deberán cumplir con los requerimientos detallados en este Anexo.
- d) El PM deberá proveer todo el equipo necesario para establecer los enlaces con la UT.

4.5. Requerimientos de los canales de comunicación.

Disponibilidad

El canal de comunicaciones para los datos de tiempo real deberá tener una disponibilidad de tiempo por lo menos 99.5%. Esta disponibilidad estará sujeta a revisión mensual por parte de la UT. Cuando la UT o el PM detectan que el enlace esté fallando en forma intermitente, el PM debe proceder a su inmediata corrección; de lo contrario, si la falla es causa de saturación en el sistema de control y supervisión, este canal será deshabilitado y se considerará fallado para efectos del cálculo de disponibilidad de tiempo.

Confidencialidad e Integridad

Independientemente del medio de comunicación que se escoja para enlazarse a la UT, el PM deberá asegurarse que la transmisión de datos sea segura y confiable.

El PM deberá utilizar un método adecuado para autenticar la comunicación enviada. Además podrá usar un sistema criptográfico para evitar el acceso a la información de personas no autorizadas.

En el caso de la comunicación de mensajes a través de correo electrónico, deberá usarse un mecanismo de llaves o firmas digitales, con el fin de autenticar la información enviada. Si el PM desea recurrir a un método criptográfico deberá usar uno que use una llave pública o privada.

Los medios de comunicación que propongan los PMs estarán sujetos a la aprobación de la UT.

4.6. Ampliación de los canales de comunicación propiedad de la UT.

En el caso de recursos compartidos, pero susceptibles de ser utilizados por sólo un PM a la vez (líneas telefónicas, por ejemplo), la UT no estará

obligada a tener la disponibilidad de un canal de comunicaciones por cada PM. Sin embargo, deberá establecer una metodología para evaluar la ampliación de estos canales, con el fin de evitar congestionamientos en su sistema de comunicación con los PMs.

4.7. Acceso a los equipos de comunicación instalados en la UT.

La UT deberá proporcionar acceso a los equipos de comunicación del PM instalados en la UT con el fin de que se ejecuten tareas de mantenimiento preventivo y correctivo. Este acceso será concedido previa solicitud por escrito por parte del PM.

4.8. Protocolo y software de adquisición y despliegue de datos.

Cualquier equipo de adquisición de datos a instalar por los PMs deberá ser compatible con el protocolo de comunicación con la estación maestra de la UT, así como con los programas de adquisición y despliegue de datos para supervisión y control. Los PMs deberán consultar con la UT para cumplir con este requisito.

APÉNDICE A

A continuación se presenta un listado de las señales típicas que son utilizadas por el Sistema de Administración de Energía, para que sirva como base al PM para la posterior definición de las señales que, dependiendo del tipo de equipos, serán integradas al sistema.

(a) Señales de Medición para Plantas

- ⊕ Unidad Potencia Activa
- ⊕ Unidad Potencia Reactiva
- ⊕ Unidad Energía Activa
- ⊕ Unidad Corriente
- ⊕ Unidad Voltaje
- ⊕ Unidad Factor de Potencia
- ⊕ Nivel de embalse.
- ⊕ Nivel de descarga.
- ⊕ Nivel de bocatoma.
- ⊕ Caudal turbinado.

(b) Señales de Control para Plantas con control desde la UT.

- ⊕ Unidad Potencia Activa Setpoint Subir/Bajar
- ⊕ Unidad Voltaje Setpoint Subir/Bajar
- ⊕ Unidad Potencia Reactiva Setpoint Subir/Bajar

(c) Indicaciones para unidades generadoras

- ⊕ Transformador de Unidad Alarma Mayor
- ⊕ Unidad Disparo de Emergencia
- ⊕ Unidad Disparo Completo

- ⊕ Unidad Disparo Parcial
- ⊕ Unidad Falla Eléctrica (5C1/86) Bloqueo definitivo
- ⊕ Unidad Falla Mecánica (5C2/86) Bloqueo definitivo
- ⊕ Unidad En Línea
- ⊕ Unidad Girando
- ⊕ Unidad Interruptor Abierto/Cerrado
- ⊕ Transformador de Unidad Alarma Menor
- ⊕ Transformador de Unidad Relé Diferencial (87T)
- ⊕ Transformador de Unidad Relé Sobrecorriente Neutro (51N)
- ⊕ Transformador de Unidad Relé de Enclavamiento (86T)
- ⊕ Unidad Sobrevelocidad
- ⊕ Unidad Alta Temperatura de Cojinetes
- ⊕ Unidad Sobrecorriente Neutro (51N)
- ⊕ Unidad Relé de Enclavamiento (86G)
- ⊕ Unidad Relé Diferencial (87G)
- ⊕ Unidad Sobre Temperatura del Generador
- ⊕ Unidad Sobre Voltaje (59G)
- ⊕ Unidad Secuencia Fase Negativa
- ⊕ Unidad Sobrecorriente con voltaje restringido (51V)
- ⊕ Unidad Potencia Inversa (32)
- ⊕ Unidad Balance de Voltaje (60)
- ⊕ Unidad Alarma Mecánica Menor
- ⊕ Unidad Alarma Mecánica Mayor
- ⊕ Unidad Alarma Eléctrica Menor

- ⊕ Unidad Detector de Fuego
- ⊕ Unidad Pérdida de Excitación (40)

(d) Indicaciones para Planta con Control desde UT.

- ⊕ Unidad Control de Unidad local / remoto
- ⊕ Unidad Baja Presión del Gobernador
- ⊕ Unidad Limitador Automático de Excitación Mínima
- ⊕ Unidad Limitador Automático de Excitación Máxima
- ⊕ Unidad Estabilizador de Potencia
- ⊕ Unidad Excitación Falla a Tierra
- ⊕ Unidad Excitación Falla Mayor

(e) Mediciones de Energía para Plantas.

- ⊕ Unidad Energía Activa
- ⊕ Unidad Energía Reactiva
- ⊕ Servicio Propio Energía Activa
- ⊕ Servicio Propio Energía Reactiva

(f) Mediciones para Subestaciones

- ⊕ Barra Voltaje
- ⊕ Barra Frecuencia
- ⊕ Líneas Potencia Activa
- ⊕ Líneas Potencia Reactiva
- ⊕ Líneas Corriente
- ⊕ Líneas Voltaje
- ⊕ Transformadores Potencia Activa
- ⊕ Transformadores Potencia Reactiva

- ⊕ Transformadores Corriente
- ⊕ Banco de Capacitores Potencia Reactiva
- ⊕ Posición de Cambiador de Taps

Las mediciones (excepción de voltaje) en el caso de líneas de alto voltaje deberán ser bidireccionales.

(g) Indicaciones para subestaciones

- ⊕ Interruptor Abierto/Cerrado
- ⊕ Interruptor Local/Remoto
- ⊕ Interruptor Falla (50BF)
- ⊕ Interruptor Reenganche (79)
- ⊕ Interruptor Baja Presión Gas
- ⊕ Interruptor Baja Presión Aire
- ⊕ Interruptor Falla Mecánica
- ⊕ Interruptor Falla Eléctrica
- ⊕ Interruptor Falla CCVT
- ⊕ Barra Alto Voltaje Relé Protección Diferencial (87B)
- ⊕ Barra Bajo Voltaje Relé de bajo voltaje (27)
- ⊕ Barra Relé de Baja Frecuencia (81)
- ⊕ Barra Relé de desbalance de voltajes (59N)
- ⊕ Línea Alto Voltaje Relé de Zona (21-1)
- ⊕ Línea Alto Voltaje Relé de Zona (21-2)
- ⊕ Línea Alto Voltaje Relé de Zona (21-3)
- ⊕ Línea Alto Voltaje Relé direccional de Tierra (67N)
- ⊕ Línea Alto Voltaje Relé direccional de Tierra Instantáneo (67NT-I)

- ⊕ Línea Alto Voltaje Relé direccional de Tierra temporizado (67NT-T)
- ⊕ Línea Alto Voltaje Relé 85
- ⊕ Línea Alto Voltaje Equipo de Tono
- ⊕ Línea Alto Voltaje Señal de Tono
- ⊕ Línea Alto Voltaje Señal de Disparo
- ⊕ Línea Bajo Voltaje Relé de Sobrecorriente (51)
- ⊕ Transformador Relé de Sobrecorriente (51)
- ⊕ Transformador Relé de Sobrecorriente neutro (51N)
- ⊕ Transformador Relé de Bloqueo (86T)
- ⊕ Transformador Relé de Protección diferencial (87T)
- ⊕ Transformador Alarma Mayor
- ⊕ Transformador Alarma Menor
- ⊕ Transformador Relé Sobrecorriente alto voltaje (51HV)
- ⊕ Transformador Relé Sobrecorriente bajo voltaje (51LV)
- ⊕ Banco de Capacitores Relé de Sobrecorriente (51)
- ⊕ Banco de Capacitores Relé de Sobrevoltaje (59)
- ⊕ Falla Alimentación AC
- ⊕ Falla Alimentación 125 VDC
- ⊕ Falla de Inversor
- ⊕ Falla de Cargador de Baterías
- ⊕ Falla DC Equipo de Tono

Relés multifunciones:

- ⊕ 21-1
- ⊕ 21-2

- ⊕ 21-3
- ⊕ 67N
- ⊕ 67NT-I
- ⊕ 67NT-T
- ⊕ Falla Monofásica
- ⊕ Falla Bifásica
- ⊕ Falla Trifásica
- ⊕ 59 N
- ⊕ 51 NS

Alarmas propias o internas generadas por relés multifunciones

- ⊕ 21ABCN Relé Falla
- ⊕ 21ABCN DC Falla
- ⊕ 21ABCN Relé Secundario Disparo
- ⊕ 21ABCN Relé Secundario Falla
- ⊕ 21ABCN DC Secundario Falla
- ⊕ 87/51TS Relé Falla
- ⊕ 87/51TS DC Falla
- ⊕ 51 Relé Falla
- ⊕ 51 DC Falla
- ⊕ 51HV Relé Falla
- ⊕ 51HV DC Falla

Comandos de Control para Subestaciones

- ⊕ Interruptores Abrir
- ⊕ Interruptores Cerrar

- ⊕ Seccionador Motorizado Abrir
- ⊕ Seccionador Motorizado Cerrar
- ⊕ Cambiador de Taps Subir
- ⊕ Cambiador de Taps Bajar

Energía para Subestaciones

- ⊕ Energía Activa (alimentadores)
- ⊕ Energía Reactiva (alimentadores)

ANEXO 06 – TRANSACCIONES DEL MERCADO

1. Objeto.

Detallar el procedimiento que los PMs deben utilizar para informar a la UT la disponibilidad de las unidades generadoras, los caudales afluentes, la demanda prevista, las transacciones bilaterales, ofertas de retiro de oportunidad y Transacciones Regionales.

La UT debe 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 el EOR de acuerdo a lo previsto en la Regulación Regional en procedimientos, forma y plazos allí establecidos.

2. Cronograma de la Programación Anual.

2.1. Programación anual inicial

- 2.1.1. La información requerida para la actualización de la información solicitada a las empresas deberá ser enviada a la UT antes del día 1 de marzo, para que ésta proceda a realizar la programación anual.
- 2.1.2. La UT podrá solicitar información adicional o requerir aclaración a la información solicitada hasta el día 15 de marzo.
- 2.1.3. Las empresas tendrán hasta el día 1 de abril para enviar la información adicional o efectuar las aclaraciones solicitadas.
- 2.1.4. La UT enviará, a más tardar el 15 de abril el Informe Preliminar de Programación a los PM y a la SIGET
- 2.1.5. Los PM dispondrán hasta el 22 de abril para realizar las observaciones al informe preliminar.
- 2.1.6. La UT analizará las observaciones formuladas y, en función de estos análisis, procederá a efectuar los ajustes que estime necesarios para producir la versión final del informe.

- 2.1.7. La UT pondrá a disposición de los PMs y la SIGET, antes del 1 de mayo de cada año, el informe final. Se incluirán como Anexo, las observaciones recibidas y los fundamentos del rechazo para aquellas que no fueron tenidas en cuenta en la Programación Anual.
- 2.1.8. Los resultados de la programación anual se publicarán en la página Web de la UT.
- 2.2. Actualizaciones mensuales de la Programación anual
 - 2.2.1. El día jueves previo al primer lunes de cada mes se realizará el proceso de actualización de la Programación Anual de la Operación para un período de 52 semanas que comienzan dicho día lunes. Este proceso se desarrollará de acuerdo con el cronograma de actividades definido en el presente anexo.
 - 2.2.2. Antes de las 10 horas del día jueves previo al primer lunes de cada mes, la UT realizará las actualizaciones de los costos de los combustibles, con base en la referencia internacionalmente reconocida y aprobada por la SIGET.
 - 2.2.3. Antes de las 10 horas del día jueves previo al primer lunes de cada mes, los PMs deberán remitir a la UT la información para las siguientes 52 semanas, la cual deberá ser presentada según los formularios de intercambio de información de este anexo.
 - 2.2.4. En caso que la información no sea suministrada en el horario establecido en el punto anterior, la UT podrá estimar los datos faltantes, con la mejor información disponible.
 - 2.2.5. En caso de inconsistencias detectadas en las declaraciones enviadas por los Participantes de Mercado para la realización de la Programación Anual de la Operación, el horario de corrección de dichas inconsistencias se extiende hasta las 11 horas del día jueves previo al primer lunes de cada mes.
 - 2.2.6. A partir de las 17 horas del día jueves previo al primer lunes de cada mes, la UT remitirá a los Participantes del Mercado los resultados de la

Programación Anual de la Operación que toman vigencia a partir del siguiente lunes.

- 2.2.7. Si un PM no estuviere de acuerdo con la programación remitida, ya sea con los datos utilizados por la UT para elaborar la Programación Anual, o con los resultados de la misma, podrá objetarla, a más tardar a las 12 horas del día siguiente. El PM deberá comunicar por escrito, suscrito por su representante ante la UT del motivo de la objeción. Las observaciones recibidas después de la hora señalada, no serán válidas en el proceso de la Programación Anual de la Operación.
- 2.2.8. A partir de las 17 horas del día viernes, la UT deberá poner a disposición de los PMs la actualización de la Programación anual definitiva considerando las observaciones válidas y rechazando las que no tengan fundamento.
- 2.2.9. La actualización de la Programación Anual resultante del procedimiento descrito entrará en aplicación a las cero horas del primer día lunes del mes siguiente.
- 2.2.10. Los resultados de las actualizaciones de la Programación Anual de la Operación, estarán disponibles en el sitio web de la UT.

3. Cronograma de la Programación Semanal.

- 3.1. Los días jueves de cada semana se iniciará el proceso de programación semanal para la semana que comienza a las cero horas del día lunes inmediatamente siguiente. Este proceso se desarrollará de acuerdo con el cronograma de actividades que se indica a continuación.
- 3.2. Antes de las 10 horas del día jueves de cada semana, la UT realizará las actualizaciones de los costos de los combustibles, con base en la referencia internacionalmente reconocida y aprobada por la SIGET.
- 3.3. Antes de las 10 horas del día jueves, los PMs deberán remitir a la UT la información para la siguiente semana, que se indica a continuación:

- a) Distribuidores, usuarios finales y comercializadores: Informarán la demanda inflexible, la demanda interrumpible y el costo marginal del sistema al cual esta última demanda puede ser interrumpida, a través de sus ofertas de retiro de oportunidad.
 - b) Generadores hidroeléctricos: informarán la potencia disponible, indisponibilidades previstas, nivel de los embalses, caudales afluentes en la última semana, pronóstico de caudales afluentes, restricciones de uso del agua, previsión de vertimientos.
 - c) Generadores térmicos: informarán la potencia disponible, volumen y combustible efectivo disponible.
 - d) Autoproductores y Generadores con unidades renovables no convencionales: declararán su disponibilidad proyectada de inyección y/o previsiones de retiro de energía.
 - e) Transmisor: informará las indisponibilidades y restricciones previstas en sus equipos.
 - f) Compromisos de Inyección y Retiro firmes regionales.
- 3.4. En caso de inconsistencias detectadas en las declaraciones semanales enviadas por los Participantes de Mercado, el horario de corrección de dichas inconsistencias se extiende hasta las 11 horas del día jueves en que se está realizando la programación semanal.
- 3.5. A partir de las 17 horas del día jueves, la UT remitirá a los participantes los resultados de la programación semanal.
- 3.6. Si un PM no estuviere de acuerdo con la programación remitida, ya sea con los datos utilizados por la UT para elaborar la Programación Semanal, o con los resultados de la misma, podrá objetarla hasta, a más tardar, las 12 horas del día siguiente. El PM deberá comunicar por escrito, suscrito por su representante ante la UT el motivo de la

objeción. Las observaciones recibidas después de la hora señalada, no serán consideradas válidas en el proceso de la Programación Semanal.

- 3.7. Antes de las 17 horas del día viernes, la UT deberá poner a disposición de los PMs la programación semanal definitiva considerando las observaciones válidas y rechazando las que no tengan fundamento.
- 3.8. La programación semanal resultante del procedimiento descrito entrará en aplicación a las cero horas del día lunes inmediatamente siguiente.
- 3.9. En caso de realizar una reprogramación de acuerdo a los criterios indicados en este Reglamento, la UT preparará el informe de Reprogramación Semanal y deberá ponerlo a disposición de los PMs antes de las 17 horas del día anterior al cual ésta debe entrar en vigencia.

4. Programación diaria de la operación.

- 4.1. La programación diaria del predespacho nacional se realizará de forma coordinada con el predespacho Regional.
- 4.2. Cada día la UT aplicará el siguiente horario para el intercambio de información relacionada con el predespacho:
 - Hasta las ocho horas (08:00) la UT recibe de los PMs la información hidrológica como influjos, proyección de niveles de embalse iniciales, entre otros.
 - Hasta las ocho horas y treinta minutos (08:30) la UT recibe de los PMs la información de disponibilidad de la red, disponibilidad de generación de autoprodutores, cogeneradores y generadores con unidades renovables no convencionales, Precio del Combustible Puesto en Planta declarado, ofertas de oportunidad de retiro y transacciones bilaterales nacionales. Adicionalmente, cada lunes recibirá de los PM generadores térmicos el inventario

de combustibles disponible a las cero horas para sus plantas, conforme a lo establecido en el numeral 7.5 de este anexo.

- Hasta las nueve horas y treinta minutos (09:30) los PMs declaran a la UT los compromisos contractuales regionales y las ofertas de flexibilidad y de pago máximo por CVT asociados a dichos compromisos.
- Hasta las diez horas (10:00) la UT informará al EOR los compromisos contractuales regionales y las ofertas de flexibilidad y de pago máximo por CVT asociados a dichos compromisos.
- Hasta las diez horas (10:00) la UT pondrá en la Base de Datos Regional del EOR, el estado de las modificaciones al sistema de transmisión que afecte la operación del MER para los períodos de mercado del día siguiente. Dicha información deberá incluir los mantenimientos programados y no programados, modificaciones a la capacidad operativa de la RTR y los cambios topológicos que afecten los intercambios de energía a través de la red de transmisión modelada en el predespacho regional.
- Hasta las diez horas (10:00) la UT informará al EOR la disponibilidad para la prestación de servicios auxiliares.
- Hasta las diez horas y treinta minutos (10:30) la UT recibirá del EOR la verificación de la información de los compromisos contractuales regionales y ésta a su vez será publicada a los PMs a través de la página Web de la UT.
- Hasta las once horas y quince minutos (11:15), los PMs informarán a la UT los ajuste y aclaraciones necesarias a las inconsistencias de compromisos contractuales reportadas por el EOR.

- Hasta las once horas y treinta minutos (11:30), la UT informará al EOR los ajustes y aclaraciones necesarias a las inconsistencias de compromisos contractuales reportadas por el EOR.
- Hasta las doce horas (12:00) horas de todos los días, la UT publicará los resultados del predespacho nacional inicial sin Transacciones Regionales y las cantidades ofertables de acuerdo a lo establecido en el numeral 10.1.6 del presente Reglamento, a través de su página Web.
- Hasta las doce horas y treinta minutos (12:30), los PMs Autorizados en el MER informarán a la UT las ofertas de oportunidad al MER.
- Hasta las trece horas (13:00), la UT informará al EOR el predespacho nacional inicial sin Transacciones Regionales y las ofertas de oportunidad al MER, adicionalmente estas últimas también serán informadas a los PMs a través de la página Web de la UT.
- Hasta las catorce horas (14:00) la UT verificará e informará las transacciones bilaterales nacionales que tienen discrepancias en lo reportado por cada PM que participa en la misma, a través de su página Web.
- Hasta las catorce horas y treinta minutos (14:30), la UT recibirá de los PM las correcciones a las transacciones nacionales con discrepancias reportadas por la UT. Si no se corrige dentro de este período, la UT rechazará la transacción únicamente de cada hora en que exista discrepancia.
- A partir las catorce horas y treinta minutos (14:30) la UT incorporará al predespacho nacional inicial las Transacciones Regionales informada por el EOR.

- Hasta las catorce horas y treinta minutos (14:30) la UT recibirá del EOR la participación en los servicios auxiliares a nivel regional que le corresponde a su sistema, adicionalmente la asignará entre los agentes e instalaciones nacionales y reportará al EOR toda restricción que afecte su calidad o imposibilite su cumplimiento.
- Hasta las diez y seis horas y quince minutos (16:15), la UT en coordinación con el EOR, efectuará los ajustes que sean necesarios a los servicios auxiliares.
- Hasta las diez y seis horas y quince minutos (16:15) la UT, en coordinación con el EOR, efectuará los ajustes que sean necesarios para que el predespacho nacional definitivo con Transacciones Regionales sea operativamente factible.
- Hasta las diez y siete horas (17:00) la UT recibirá del EOR el predespacho regional definitivo, en caso haya sido necesario realizar ajustes al mismo.
- Antes de las diez y siete horas (17:00) la UT informará a los PMs las transacciones nacionales anuladas a través de su página Web.
- Hasta las diez y ocho horas (18:00) la UT elaborará y publicará el predespacho nacional definitivo factible que incluye las Transacciones Regionales a través de su página Web.

5. Resultados de la Operación.

- 5.1. Entre las 8 y 9 horas de cada día, la UT pondrá a disposición de los PMs la bitácora de operación, interrupciones de equipos, cálculo de la energía no servida, disponibilidad y movimiento de unidades generadoras, las inyecciones y retiros registrados por el SIMEC o el SAE el día anterior.

- 5.2. Entre las 8 y 9 horas de cada día, la UT publicará en su página Web, de acuerdo con lo establecido en la Ley General de Electricidad, el nivel de los embalses de las centrales hidroeléctricas del día anterior, y los precios de los combustibles utilizados para la generación puestos en planta reportados por cada uno de los generadores térmicos. Asimismo se publicarán los precios horarios indicativos del MRS del día anterior detallando el costo marginal de operación y el componente indicativo de cargos del sistema.

6. Conciliación de Transacciones Económicas.

- 6.1. A más tardar al cuarto día hábil posterior al día de operación, la UT pondrá a disposición de los PMs las mediciones disponibles, las transacciones económicas, facturación indicativa y los precios del MRS indicativos desglosados en sus componentes. Lo anterior sin perjuicio de que la UT ponga a disposición de los PMs la información que tenga disponible antes del plazo anterior.

7. Formatos de Intercambio de Información.

- 7.1. La información a ser enviada en los formatos descritos en el presente anexo será incluida dentro de un archivo formato ASCII. Dicho archivo incluirá un encabezado de iniciación conteniendo la información y formato listados en cada una de las secciones siguientes.

7.2. Programación Anual de la Operación

7.2.1. Identificación

- 7.2.2. La información incluida en el archivo correspondiente para la programación anual de la operación contendrá un encabezado de iniciación con la siguiente información y formato:

[IDENTIFICACIÓN] (Bandera de inicio de datos de inicialización)

[TIPO DE PROGRAMACIÓN] (Anual)

[OPERADOR] (Código del PM que envía la declaración)

[FECHA-DÍA] (dd-Día en el que entrará en vigencia la programación de la operación anual, o su actualización)

[FECHA-MES] (mm-Mes en el que entrará en vigencia la programación de la operación anual, o su actualización)

[FECHA-AÑO] (aaaa-Año en el que entrará en vigencia la programación de la operación anual, o su actualización)

7.2.3. La información requerida para la programación anual de la operación presentará el siguiente formato:

[PRONÓSTICO DE DEMANDA PARA PROGRAMACIÓN ANUAL]

<i>Nombre del Campo</i>	<i>Equipo que retira</i>	<i>Año</i>	<i>Semana</i>	<i>Energía que Retira (MWH)</i>
Columna Inicial Formato	1	13	25	37
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Entero, cuatro caracteres numéricos	Entero, dos caracteres numéricos	Real, tres decimales

7.2.3.1. El pronóstico de demanda para la programación anual deberá de ser informado por todos aquellos Distribuidores, Usuarios Finales, Autoproductores o Cogeneradores y Generadores o PMs con compromisos de Inyección Regional a través de contratos firmes que prevean la realización de retiros en el Sistema de Transmisión.

[DISPONIBILIDAD PREVISTA DE AUTOPRODUCTORES, COGENERADORES Y GENERADORES CON UNIDADES RENOVABLES NO CONVENCIONALES]

Nombre del Campo	Unidad/GGP	Año	Semana	Disponibilidad proyectada (MW)
Columna Inicial Formato	1	13	25	37
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Entero, cuatro caracteres numéricos	Entero, dos caracteres numéricos	Real, dos decimales

7.2.3.2. Los Autoproductores. Cogeneradores y los Generadores con unidades renovables no convencionales, indicarán para cada una de las siguientes 52 semanas la disponibilidad proyectada de generación en MW que pondrán a disposición del Mercado Mayorista. En el caso que un Cogenerador o Autoproducer no envíe información se considerará que no dispone de capacidad de generación (excedentes). En el caso que un Generador con unidades renovables no convencionales no envíe información en el plazo establecido en el numeral 2.1.1 del presente Anexo, la UT utilizará su mejor estimación disponible sin responsabilidad para la UT.

7.2.3.3. Todos aquellos formularios requeridos para la programación anual de la operación deberán de ser llenados para las próximas 52 semanas, y serán enviados a la UT de forma mensual cada jueves anterior a la entrada en vigencia de la programación semanal de la operación correspondiente a la primera semana de cada mes.

7.3. Programación Semanal de la Operación

7.3.1. IDENTIFICACIÓN

7.3.2. La información incluida en el archivo correspondiente para la programación semanal de la operación contendrá un encabezado de iniciación con la siguiente información y formato:

[IDENTIFICACIÓN]	(Bandera de inicio de datos de inicialización)
[TIPO DE PROGRAMACIÓN]	(Semanal)
[OPERADOR]	(Código del PM que envía la declaración)
[FECHA-DÍA]	(dd-Día en el que entrará en vigencia la programación de la operación semanal.)
[FECHA-MES]	(mm-Mes en el que entrará en vigencia la programación de la operación semanal.)
[FECHA-AÑO]	(aaaa-Año en el que entrará en vigencia la programación de la operación semanal.)

7.3.3. La información requerida para la programación semanal de la operación se presentará en los siguientes formatos:

[PRONÓSTICO DE CAUDALES AFLUENTES]

Nombre del Campo	Embalse	Fecha	Hora Inicial	Hora Final	Pronóstico de Caudales Afluentes (m ³ /s)
Columna Inicial Formato	1	13	25	37	49
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato fecha (dd-mm-yy)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, tres decimales

- 7.3.3.1. Los pronósticos de caudales afluentes podrán tener una validez de una o más horas consecutivas. Para definir un solo pronóstico de caudales afluentes durante el día, debe indicarse el valor de 00:00 como “Hora inicial” y de 23:59 como “Hora final”.
- 7.3.3.2. Los pronósticos de caudales afluentes deben de ser reportados por el PM propietario de centrales hidroeléctricas para todas las centrales de su propiedad.

[CAUDALES AFLUENTES SEMANALES HISTÓRICOS]

<i>Nombre del Campo</i>	<i>Embalse</i>	<i>Año</i>	<i>Semana</i>	<i>Caudales Afluentes Semanal (m³/s)</i>
Columna Inicial Formato	1	13	25	37
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Entero, cuatro caracteres numéricos	Entero, dos caracteres numéricos	Real, tres decimales

- 7.3.3.3. Para informar el pronóstico de caudales afluentes y caudales afluentes históricos debe hacerse con los caudales afluentes laterales del embalse, es decir, sin considerar turbinamientos o vertimientos de la central aguas arriba.

[COMENTARIOS PRONÓSTICOS DE CAUDALES AFLUENTES]

<i>Nombre del Campo</i>	<i>Correlativo del Comentario</i>	<i>Detalle del Comentario</i>
Columna Inicial Formato	1	13
	Entero, dos caracteres numéricos	255 caracteres alfanuméricos (máx)

7.3.3.4. En comentarios de pronóstico de caudales, debe explicarse brevemente el criterio, hipótesis y supuestos en el cual se basó el desarrollo de los pronósticos de caudales afluentes.

[PRONÓSTICO DE DEMANDA Y OFERTAS DE RETIRO DE OPORTUNIDAD PARA PROGRAMACIÓN SEMANAL]

Nombre del Campo	Equipo que Retira	Fecha	Hora Inicial	Hora Final	Energía mínima Inflexible (MWH)	Energía Bloque 1 (MWH)	Costo Marginal Bloque 1 (\$/MWH)	Energía Bloque 5 (MWH)	Costo Marginal Bloque 5 (\$/MWH)
Columna Inicial Formato	1	13	25	37	49	61	73	37+24n	49+24n
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato fecha (dd-mm-yy)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, tres decimales	Real, tres decimales	Real, tres decimales	... Real, tres decimales	Real, tres decimales

7.3.3.5. La previsión de demanda por cada equipo de retiro es la reportada en el campo *Energía Mínima Inflexible* del formulario de “Pronóstico de demanda y Ofertas de retiro de Oportunidad para la Programación Semanal de la Operación”.

7.3.3.6. En el caso que se desee definir una sola etapa de pronóstico durante el día o una sola oferta durante el día, debe indicarse el valor de 00:00 como “Hora Inicial” y de 23:59 como “Hora Final”.

[DISPONIBILIDAD PREVISTA SEMANAL DE AUTOPRODUCTORES, COGENERADORES Y GENERADORES CON UNIDADES RENOVABLES NO CONVENCIONALES].

<i>Nombre del Campo</i>	<i>Unidad/GGP</i>	<i>Fecha</i>	<i>Hora Inicial</i>	<i>Hora Final</i>	<i>Disponibilidad proyectada (MW)</i>
Columna Inicial Formato	1	13	25	37	49
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Fecha (dd-mm-yy)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, tres decimales

7.3.3.7. Los Autoproductores, Cogeneradores y los Generadores con unidades renovables no convencionales indicarán la disponibilidad proyectada de generación en MW para la siguiente semana. En el caso que un Cogenerador o Autoproducer no envíe información se considerará que no dispone de capacidad de generación (excedentes). En el caso que un Generador con unidades renovables no convencionales no envíe información en el plazo establecido en el numeral 3.3 del presente Anexo, la UT utilizará su mejor estimación disponible sin responsabilidad para la UT.

[DECLARACIÓN DEL PRECIO DEL COMBUSTIBLE PARA LA PROGRAMACIÓN SEMANAL]

<i>Nombre del Campo</i>	<i>Tipo de Combustible de la planta</i>	<i>PRECIO FOB</i>	<i>COMPONENTE DE COSTOS DE INTERNACION</i>	<i>PRECIO PARA LA PROGRAMACIÓN SEMANAL</i>	<i>UNIDADES</i>
Columna Inicial Formato	1	13	25	37	49
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Real, tres decimales	Real, tres decimales	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (Máx) – Selección de valores permitidos

- 7.3.3.8. El PM generador debe informar a la UT semanalmente un precio por cada tipo de combustible para ser utilizado en la programación de la operación de la siguiente semana.
- 7.3.3.9. El precio de los combustibles reportado, de acuerdo con el numeral anterior, debe obedecer a la estructura de costos aprobada por la SIGET de acuerdo con el numeral 4.4 del Anexo 04 – Precio de los combustibles. Adicionalmente, para cada precio del combustible para la programación semanal, se indicará el respectivo “Precio FOB” y el valor unitario de los costos de internación (denominado en el formato “Componente de Costos de Internación”), en concordancia con lo indicado en los numerales 7.1 y 7.2 respectivamente, del Anexo 04 de este Reglamento.
- 7.3.3.10. Cada PM Generador con estructura de costos aprobada por la SIGET debe remitir semanalmente a la UT la información de respaldo que justifique cada uno de los componentes del costo declarado. Dicha documentación deberá ser presentada en formato electrónico y debe incluir memoria de cálculo de todos los documentos que justifiquen el valor declarado. Esta información será puesta a disposición de la SIGET a través del sitio web de la UT.
- 7.3.3.11. De encontrar inconsistencias entre el costo declarado y la documentación anexa, se informará al PM dentro de los plazos establecidos para la programación semanal, para que éste realice las modificaciones pertinentes. En caso de no ser solventadas, la UT utilizará el costo de combustible corregido por ésta, de acuerdo con el análisis de la información disponible, e informará de dicha situación a la SIGET.
- 7.3.3.12. . En caso de que el PM generador no envíe a la UT el formulario de declaración de precios de combustible, dentro de los plazos establecidos para la programación semanal, la UT utilizará la última declaración disponible e informará de dicha situación a la SIGET.

7.3.3.13. Los formularios relacionados con la programación semanal deben ser enviados a la UT antes de las 10 de la mañana del día jueves de cada semana, junto con la información relativa a la programación semanal de la operación que entrará en vigencia el lunes siguiente.

7.3.3.14. Los formularios para la programación semanal deberán contener información para las 24 horas de los 7 días correspondientes a la programación de la operación que entrará en vigencia el lunes próximo al envío de los formularios.

7.4. PROGRAMACIÓN DIARIA DE LA OPERACIÓN

7.4.1. IDENTIFICACIÓN

7.4.2. La información incluida en el archivo correspondiente para la programación diaria de la operación contendrá un encabezado de iniciación con la siguiente información y formato:

[IDENTIFICACIÓN] (Bandera de inicio de datos de inicialización)

[TIPO DE PROGRAMACIÓN] (Diaria)

[TIPO DE OFERTA] (Inyección/Retiro)

[OPERADOR] (Código del PM que envía la declaración)

[FECHA - DÍA] (dd-Día en el que entrará en vigencia la programación diaria de la operación.)

[FECHA - MES] (mm-Mes correspondiente al día en que entrará en vigencia la programación diaria de la operación)

[FECHA - AÑO]

(aa-Año correspondiente al día en que entrará en vigencia la programación diaria de la operación)

7.4.3. DECLARACIONES DIARIAS.

7.4.3.1. TRANSACCIONES BILATERALES

A) TRANSACCIONES BILATERALES DE INYECCIÓN

[TRANSACCIONES BILATERALES]

Nombre del Campo	Unidad Generadora o GGP	Hora Inicial	Hora Final	Transacción (MWH)	Equipo que Retira
Columna Inicial Formato	1	13	25	37	49 (opcional)
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)

B) TRANSACCIONES BILATERALES DE RETIRO

[TRANSACCIONES BILATERALES]

Nombre del Campo	Equipo que Retira	Hora Inicial	Hora Final	Transacción (MWH)	Equipo que Inyecta
Columna Inicial Formato	1	13	25	37	49 (opcional)
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)

7.4.3.1.1. Cada etapa del contrato se podrá dividir en períodos de una o más horas consecutivas. En el caso que se desee definir una sola etapa de las transacciones bilaterales durante el día, debe indicarse el valor de 00:00 como “Hora Inicial” y de 23:59 como “Hora Final”.

7.4.3.2. CONTRATOS TOTALES POR PARTICIPANTE DE MERCADO

A) TOTAL CONTRATO DE INYECCIÓN

[TOTAL CONTRATOS]

Nombre del Campo	Código Vendedor	Hora Inicial	Hora Final	Energía Contratada (MWH)	Código Comprador
Columna Inicial Formato	1	13	25	37	49
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)

B) TOTAL CONTRATO DE RETIRO

[TOTAL CONTRATOS]

Nombre del Campo	Código Comprador	Hora Inicial	Hora Final	Energía Contratada (MWH)	Código Vendedor
Columna Inicial Formato	1	13	25	37	49
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)

7.4.3.2.1. Tanto la parte vendedora como la compradora deben enviar la información de transacciones bilaterales, excepto cuando se notifica que únicamente una parte enviará la información, en cuyo caso el que no informa acepta como válido lo que informa su contraparte.

7.4.3.2.2. El total de energía informada en transacciones bilaterales de compra y venta deben coincidir para cada intervalo de mercado.

7.4.3.3. TRANSACCIONES DE TRANSFERENCIA

[TRANSFERENCIAS]

Nombre del Campo	Código Intermediario	Hora Inicial	Hora Final	Energía de Transferencia (MWH)	Operador que inyecta
Columna Inicial Formato	1	13	25	37	49
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)

7.4.3.3.1. Cada etapa del contrato se podrá dividir en períodos de una o más hora consecutivas. En el caso que se desee definir una sola etapa de las transacciones de contratos totales o transferencias durante el día, debe indicarse el valor de 00:00 como “Hora Inicial” y de 23:59 como “Hora Final”.

7.4.3.4. PRONÓSTICO DE DEMANDA Y OFERTAS DE OPORTUNIDAD DE RETIRO

[PRONÓSTICO DE DEMANDA Y OFERTAS DE OPORTUNIDAD DE RETIRO]

Nombre del Campo	Equipo que Retira	Hora Inicial	Hora Final	Energía mínima Inflexible (MWH)	Energía Bloque 1 (MWH)	Costo Marginal Bloque 1 (\$/MWH)	...	Energía Bloque 5 (MWH)	Costo Marginal Bloque 5 (\$/MWH)
Columna Inicial Formato	1	13	25	37	49	61	...	25+24n	37+24n
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, tres decimales	Real, tres decimales	Real, tres decimales	...	Real, tres decimales	Real, tres decimales

7.4.3.4.1. Las ofertas de oportunidad no incluyen impuestos.

7.4.3.4.2. Cada oferta presentada podrá tener una validez de una o más horas consecutivas. Para definir una sola oferta durante el día, debe indicarse el valor de 00:00 como “Hora inicial” y de 23:59 como “Hora final”.

7.4.3.4.3. La previsión de demanda por cada equipo de retiro es la reportada en el campo Energía Mínima Inflexible de este formulario.

7.4.3.4.4. Si la oferta corresponde a demanda inflexible, se deberá indicar solamente la potencia mínima inflexible.

7.4.3.4.5. Si la oferta corresponde a demanda flexible, el número de bloques o discretizaciones de costos marginales declarados deberá ser mayor o igual que dos y menor o igual que cinco.

7.4.3.4.6. Para ofertas de retiro, los costos marginales declarados para cada bloque deben ser decrecientes, o sea que el costo marginal en un bloque debe ser menor que el del bloque anterior.

7.4.3.5. CONFIRMACIONES DE COMERCIALIZACIÓN POR DISTRIBUIDORES

A) CONFIRMACIÓN DE COMERCIALIZACIÓN DE INYECCIÓN INFORMADA POR EL DISTRIBUIDOR

Nombre del Campo	Unidad/GGP que Inyecta	Hora Inicial	Hora Final	Máxima Confirmación	Nodo de Inyección
Columna Inicial Formato	1	13	25	37	49
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)

B) CONFIRMACIÓN DE COMERCIALIZACIÓN DE RETIRO INFORMADA POR EL DISTRIBUIDOR

Nombre del Campo	Equipo que Retira	Hora Inicial	Hora Final	Máxima Confirmación	Nodo de Retiro
Columna Inicial Formato	1	13	25	37	49
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)

7.4.3.5.1. Las confirmaciones de comercialización podrán tener una validez de una o más horas consecutivas. Para definir una sola confirmación durante el día, debe indicarse el valor de 00:00 como “Hora inicial” y de 23:59 como “Hora final”.

7.4.3.6. PRONÓSTICO DE CAUDALES AFLUENTES

[PRONÓSTICO DE CAUDALES AFLUENTES DIARIOS PARA LOS SIGUIENTES SIETE DÍAS]

Nombre del Campo	Embalse	Fecha	Hora Inicial	Hora Final	Pronóstico de Caudal Afluyente (m ³ /s)
Columna Inicial Formato	1	13	25	37	49
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Fecha (dd-mm-yyyy)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, tres decimales

7.4.3.6.1. Para informar el pronóstico de caudales afluentes diarios debe hacerse con los caudales afluentes laterales del embalse, es decir, sin considerar turbinamientos o vertimientos de la central aguas arriba.

7.4.3.6.2. Los pronósticos de caudales afluentes podrán tener una validez de una o más horas consecutivas. Para definir un solo pronóstico de caudales afluentes durante un día, debe indicarse el valor de 00:00 como “Hora inicial” y de 23:59 como “Hora final”.

7.4.3.6.3. Los pronósticos de caudales afluentes deben de ser reportados por el PM propietario de centrales hidroeléctricas para todas las centrales de su propiedad.

[COMENTARIOS PRONÓSTICOS DE CAUDALES AFLUENTES]

Nombre del Campo	Correlativo	Detalle del Comentario
Columna Inicial Formato	1	13
	Entero, dos cifras significativas	255 caracteres alfanuméricos (Máx)

7.4.3.6.4. En comentarios de pronóstico de caudales, debe explicarse brevemente el criterio, hipótesis y supuestos en el cual se basó el desarrollo de los pronósticos de caudales afluentes.

7.4.3.7. PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES.

[PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES]

Nombre del Campo	Unidad Generadora o GGP	Tipo de Combustible	Precio del Combustible puesto en Planta (\$)	Unidades	Fecha Inicial (opcional)	Fecha Final (opcional)
Columna Inicial Formato	1	13	28	40	52	64
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Quince caracteres alfanuméricos (Máx)	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (Máx) – Selección de valores permitidos	Formato Fecha (dd-mm-yy)	Formato Fecha (dd-mm-yy)

7.4.3.7.1. El precio declarado en este formulario no será utilizado para la programación de la operación, sino que obedece al literal c) del artículo 60 de la Ley General de Electricidad.

7.4.3.8. DISPONIBILIDAD DIARIA PREVISTA DEL AUTOPRODUCTOR Y COGENERADOR

[DISPONIBILIDAD DIARIA PREVISTA DEL AUTOPRODUCTOR, COGENERADOR Y GENERADORES CON UNIDADES RENOVABLES NO CONVENCIONALES]

Nombre del Campo	Unidad/GGP que Inyecta	Hora Inicial	Hora Final	Disponibilidad Proyectada de Generación (MW)
Columna Inicial Formato	1	13	25	37
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, dos decimales

7.4.3.8.1. Los Autoproductores, Cogeneradores y los Generadores con unidades renovables no convencionales indicarán para cada una de las 24 horas correspondientes al día a programar, la disponibilidad proyectada de generación en MW. En el caso que un Cogenerador o Autoproducer no envíe información se considerará que no dispone de capacidad de generación (excedentes). En el caso que un Generador con unidades renovables no convencionales no envíe información en el plazo establecido en el numeral 4.2 del presente Anexo, la UT utilizará su mejor estimación disponible sin responsabilidad para la UT.

7.4.3.9. PRIORIDAD DE UNIDADES DE UNA MISMA CENTRAL EN EL DESPACHO

A) [PRIORIDAD DEL DESPACHO HIDRO]

<i>Nombre del Campo</i>	<i>Unidad Hidroeléctrica</i>	<i>Prioridad del Despacho</i>
Columna Inicial Formato	1	13
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Entero, dos caracteres numéricos

B) [PRIORIDAD DEL DESPACHO TÉRMICO]

<i>Nombre del Campo</i>	<i>Unidad Térmica</i>	<i>Prioridad del Despacho</i>
Columna Inicial Formato	1	13
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Entero, dos caracteres numéricos

7.4.3.9.1. En el formulario prioridad del despacho de las unidades de una misma central hidroeléctrica debe especificarse el orden en que la UT debe programar el despacho de las unidades, en caso que éstas sean requeridas en la programación diaria de la operación. En el caso de no informarse un orden de despacho, la UT tomará las últimas prioridades válidas informadas.

7.4.3.9.2. Para unidades térmicas, ubicadas en una misma central, que presten el servicio de reserva secundaria al sistema adicional a la asignación propia, de iguales características técnicas e iguales costos variables y de arranque y detención, el PM propietario podrá indicar el orden de despacho de las unidades. En el caso de no informarse un orden

de despacho, la UT tomará las últimas prioridades validas informadas.

7.4.3.9.3. Para la programación de la operación, así como para el despacho en tiempo real, si las unidades térmicas que estén instaladas en una misma central, tienen iguales características técnicas e iguales costos variables y de arranque y detención; la UT agrupará la generación asignada, reportándose el despacho como GGP. No obstante, todas las estadísticas de disponibilidad serán registradas por unidad generadora.

7.4.3.10. OFERTA DE INYECCIÓN REGIONAL DE LA GENERACIÓN NO REQUERIDA EN EL PREDESPACHO NACIONAL

Nombre del Campo	Punto de Medida MER	de	Hora Inicial	Hora Final	Disponibilidad Ofertada	Precio de Oferta	...	Disponibilidad Ofertada	Precio de Oferta	de
					Bloque 1(MWh)	Bloque 1 (\$/MWh)	...	Bloque (MWh)	5	Bloque 5 (\$/MWh)
Columna	1		13	25	37	49		25+24n		37+24n
Inicial Formato			Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, dos decimales	Real, dos decimales	...	Real, dos decimales		Real, dos decimales

7.4.3.10.1. La sumatoria de las cantidades de energía ofertadas en todos los bloques no debe superar la cantidad ofertable de acuerdo al numeral 10.1.6 del presente Reglamento.

7.4.3.10.2. La oferta de precio debe ser mayor o igual al costo variable 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.

7.4.3.10.3. La oferta de precio debe ser creciente ante el aumento de bloques ofertados.

7.4.3.11. OFERTA DE INYECCIÓN REGIONAL DE DEMANDA FLEXIBLE QUE FUE CASADA EN EL PREDESPACHO NACIONAL

Nombre del Campo	Punto de Medida MER	de Hora Inicial	Hora Final	Disponibilidad Ofertada Bloque 1 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 1 (\$/MWh)	...	Disponibilidad Ofertada Bloque 5 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 5 (\$/MWh)
Columna Inicial Formato	1	13	25	37	49		25+24n	37+24n
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales	...	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales

7.4.3.11.1. La sumatoria de las cantidades de energía ofertadas en todos los bloques no debe superar la demanda flexible casada en el predespacho nacional inicial.

7.4.3.11.2. La oferta de precio debe ser creciente ante el aumento de bloques ofertados.

7.4.3.12. OFERTA DE RETIRO REGIONAL DE DEMANDA FLEXIBLE NO CASADA EN EL PREDESPACHO NACIONAL

Nombre del Campo	Punto de Medida MER	de Hora Inicial	Hora Final	Energía Bloque 1 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 1 (\$/MWh)	...	Energía Bloque 5 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 5 (\$/MWh)
Columna Inicial Formato	1	13	25	37	49		25+24n	37+24n
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales	...	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales

7.4.3.12.1. La oferta de precio de retiro debe ser menor o igual al precio ofertado en el predespacho nacional inicial.

7.4.3.12.2. La oferta de precio debe ser decreciente ante el aumento de bloques ofertados.

7.4.3.12.3. La sumatoria de las cantidades de energía ofertadas en todos los bloques no debe superar la cantidad ofertable de acuerdo a lo establecido en el numeral 10.1.6 del presente Reglamento.

7.4.3.13. OFERTA DE INYECCIÓN REGIONAL EN LOS NODOS RTR

Nombre del Campo	Punto de Medida MER	de	Hora Inicial	Hora Final	Energía Bloque 1 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 1 (\$/MWh)	...	Energía Bloque 5 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 5 (\$/MWh)
Columna Inicial Formato	1		13	25	37	49		25+24n	37+24n
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)		Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales	...	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales

7.4.3.13.1. La oferta de precio debe ser creciente ante el aumento de bloques ofertados.

7.4.3.14. OFERTA DE RETIRO REGIONAL EN LOS NODOS RTR

Nombre del Campo	Punto de Medida MER	de	Hora Inicial	Hora Final	Energía Bloque 1 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 1 (\$/MWh)	...	Energía Bloque 5 (MWh)	Precio de Oferta Bloque 5 (\$/MWh)
Columna Inicial Formato	1		13	25	37	49		25+24n	37+24n
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)		Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales	...	Real, Dos decimales	Real, Dos decimales

7.4.3.14.1. La oferta de precio debe ser decreciente ante el aumento de bloques ofertados.

7.5. DECLARACIÓN SEMANAL DE VARIACIÓN DE INVENTARIOS DE COMBUSTIBLES

7.5.1. IDENTIFICACIÓN

7.5.2. La información incluida en el archivo correspondiente para la declaración de la variación semanal de inventarios de combustibles, contendrá un encabezado de iniciación con la siguiente información y formato:

[IDENTIFICACIÓN]	(Bandera de inicio de datos de inicialización)
[OPERADOR]	(Código del PM que envía la declaración)
[SEMANA]	(ss-Semana para la cual el PM declara la variación de combustible)
[FECHA-AÑO]	(aaaa-Año correspondiente a la semana para el cual el PM declara la variación de combustible)

7.5.3. VARIACIÓN DE INVENTARIOS DE COMBUSTIBLES

[VARIACIÓN DE INVENTARIOS DE COMBUSTIBLE]

Nombre del Campo	Planta	Año	Semana	Código del tipo de combustible de la planta	Cantidad de inventario de combustible de la planta	de de Unidades
Columna Inicial	1	13	25	37	49	85
Formato	Doce caracteres alfanu-méricos (máx)	Entero, cuatro caracteres numéricos	Entero, dos caracteres numéricos	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (Máx) – Selección de valores permitidos

7.5.3.1. Todos los PMs generadores térmicos, deberán reportar la información requerida en el numeral 8.2 del Anexo 4 de este Reglamento.

7.5.3.2. La información presentada debe considerar los distintos combustibles que se utilicen para la generación, tal como está establecido en el ANEXO 04 PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES.

7.5.3.3. La cantidad de inventario de combustible de la planta reportado debe ser el disponible a las cero horas de los lunes de cada semana de conformidad con el numero 8.2 del Anexo 4 de este Reglamento, lo cual deberá ser informado a la UT los lunes hasta las 8:30 a.m.

7.6. DECLARACIÓN MENSUAL DE TRANSACCIONES

7.6.1. IDENTIFICACIÓN

7.6.2. La información de transacciones se incluirá dentro de un archivo formato ASCII. Dicho archivo incluirá un encabezado de inicialización conteniendo la siguiente información y formato:

[IDENTIFICACIÓN] (Bandera de inicio de datos de inicialización)

[OPERADOR] (Código del PM que envía la información)

[MES] (mm- Mes en el que se recibió la información de parte del PM)

7.6.3. TRANSACCIONES BILATERALES

A) VENTAS EN EL MERCADO DE CONTRATOS

[VENTAS EN EL MERCADO DE CONTRATOS]

Nombre del Campo	Código de Contrato	Fecha Inicial	Fecha Final	Hora Inicio	Hora Fin	Nodo de Venta	Potencia Contratada (MW)	Energía Transada (MWh)	Precio de Venta (\$/MWh)	Código Comprador
Columna Inicial	1	13	25	37	49	61	73	85	97	109
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Formato de Fecha (YYYY-MM-DD)	Formato de Fecha (YYYY-MM-DD)	Formato de Tiempo (HH:MM)	Formato de Tiempo (HH:MM)	Ocho caracteres alfanuméricos (máx)	Real, tres decimales	Real, tres decimales	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (máx)

[CONDICIONES FINANCIERAS Y TÉCNICAS]

Nombre del Campo	Código de Contrato	Tipo de Condición (Financiera/Técnica)	Detalle de la Condición
Columna Inicial	1	13	25
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Valores Permitidos: Financiera / Técnica	255 caracteres alfanuméricos (máx)

B) COMPRAS EN EL MERCADO DE CONTRATOS

[COMPRAS EN EL MERCADO DE CONTRATOS]

Nombre del Campo	Código de Contrato	Fecha Inicial	Fecha Final	Hora Inicio	Hora Fin	Nodo de Venta	Potencia Contratada (MW)	Energía Transada (MWh)	Precio de Venta (\$/MWh)	Código Vendedor
Columna Inicial	1	13	25	37	49	61	73	85	97	109
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Formato de Fecha (YYYY-MM-DD)	Formato de Fecha (YYYY-MM-DD)	Formato de Tiempo (HH:MM)	Formato de Tiempo (HH:MM)	Ocho caracteres alfanuméricos (máx)	Real, tres decimales	Real, tres decimales	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (máx)

[CONDICIONES FINANCIERAS Y TÉCNICAS]

Nombre del Campo	Código de Contrato	Tipo de Condición (Financiera/Técnica)	Detalle de la Condición
Columna Inicial	1	13	25
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Valores Permitidos: Financiera / Técnica	255 caracteres alfanuméricos (máx)

7.6.4. Todos los PMs que realicen transacciones bilaterales deberán realizar la declaración mensual de transacciones a más tardar el día 25 del mes siguiente al que se está haciendo la declaración.

8. Comunicación de la Información.

- 8.1. La información electrónica será enviada por cada PM a la UT a través de una conexión remota. La UT contará con un servidor de comunicación dedicado para tales efectos.
- 8.2. La UT contará en todo momento con un mecanismo de seguridad que garantice que la transmisión de la información se realice de forma segura y que se preserve la confidencialidad de la misma.
- 8.3. Alternativamente, y solamente en caso que la conexión remota presente fallas, la información podrá ser enviada vía correo electrónico y facsímil, incluyendo un procedimiento para la confirmación de la validez y confidencialidad de la información. Estos medios estarán sujetos a la aprobación de la UT.

9. Requisitos de Validez.

- 9.1. La información debe ser recibida dentro de los plazos indicados en el presente reglamento.

ANEXO 07 - SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE MERCADO

1. Objeto.

Describir las características principales que deberá cumplir el Sistema de Administración de Mercado (SAM), de acuerdo con los requerimientos que se definen en este Reglamento.

2. Características Generales del Modelo.

2.1. El modelo deberá administrar la programación de la generación y la demanda del día siguiente realizando el predespacho, y obtendrá como resultado los programas de carga de las inyecciones y de los retiros de energía en la red, en base a:

- a) Pronóstico de demanda.
- b) Los costos variables de las unidades generadoras, valor del agua de las unidades hidroeléctricas y las ofertas de retiro de oportunidad informadas.
- c) Los requerimientos de calidad y seguridad, así como las restricciones de transmisión previstos.
- d) 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.

2.2. La administración del predespacho consiste en definir con el Modelo computacional 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) Reflejar los costos variables de las unidades generadoras, valores del agua de las centrales hidroeléctricas de embalse y la generación

definida en la programación semanal para las centrales hidroeléctricas sin valor del agua.

b) Administrar las congestiones previstas, a mínimo costo, utilizando las ofertas de retiro de oportunidad.

2.3. El modelo deberá permitir identificar las características generales de los Participantes del Mercado. Para cada PM debe permitir definir:

a) Nombre con que se identifica.

b) Código del PM

c) Nodos donde inyecta o retira energía

2.4. El modelo deberá permitir definir un horizonte de uno a siete días, divididos de acuerdo al paso de cálculo del intervalo de mercado.

3. Representación de los Participantes del Mercado.

3.1. El modelo deberá permitir representar el sistema de generación, detallando para cada uno al menos los siguientes datos:

a) Identificar distintos tipos de generación (térmica convencional, geotérmica, hidroeléctrica, etc.).

b) Nodo donde inyecta.

c) Generación mínima, máxima.

El modelo debe permitir agrupar unidades generadoras como Grupos Generadores a Programar (GGP). Para ello debe permitir indicar: la cantidad de grupos en que se va a agrupar, identificación del nombre de cada grupo y la o las unidades generadoras que incluye cada uno.

3.2. El modelo deberá permitir representar la demanda de energía eléctrica (consumo) identificando.

a) Los nodos en que se retira energía de la red.

- b) Las empresas que retiran energía en dichos nodos.
 - c) El consumo en dicho nodo discriminado por PM.
- 3.3. El modelo deberá permitir representar en detalle la red de transmisión, con las siguientes características.
- a) Representar la topología de la red eléctrica, incluyendo la Red de Transmisión Regional.
 - b) Representar las pérdidas de la red de transmisión, la cuales serán incorporadas al pronóstico de demanda.
 - c) Definir áreas eléctricas, como un conjunto de nodos, con el objeto de definir nodos que comparten el uso de determinadas líneas.
 - d) Definir restricciones de máxima potencia transmisible por las líneas.
 - e) Definir restricciones de máxima potencia que se puede inyectar/retirar a un área eléctrica.
 - f) Clasificar las líneas de transporte como de uso común o de uso particular, para definir adecuadamente el cálculo de las pérdidas asociadas a los generadores

El modelo deberá simular el funcionamiento de la red de transmisión con un algoritmo de solución, para determinar el flujo en las líneas y verificar el cumplimiento de las restricciones de transmisión.

- 3.4. El modelo deberá permitir representar a las Transacciones Regionales, detallando para cada una de ellas, la siguiente información:
- a) Código de los PMs en el Mercado Mayorista de El Salvador o de la UT, que participa en la transacción.
 - b) Tipo de operación que realiza (Inyección o Retiro Regional).
 - c) Nombre del nodo de Red de Transmisión Regional donde realizará su intercambio de energía.

La incorporación de las Transacciones Regionales es el modelo SAM se realizará de acuerdo a lo establecido en el numeral 11.5 del presente Reglamento.

4. Metodología de Operación del Modelo.

4.1. RESTRICCIONES DE GENERACIÓN.

El modelo debe representar las siguientes restricciones técnicas:

- a) Etapas acorde al intervalo de mercado definido en el Anexo Cálculo del Precio del MRS.
- b) Representación de flujos de corriente continua de la red de transmisión.
- c) Se consideran los costos de arranque, máximos y mínimos técnicos en las unidades generadoras y la representación de la generación forzada.
- d) Tiempos mínimos en línea y tiempos mínimos fuera de línea antes del siguiente arranque.
- e) Tiempo mínimo de arranque sin que la máquina esté plena y térmicamente lista.
- f) Rampas de toma y disminución de carga.
- g) Las centrales hidroeléctricas a las cuales se calcula el valor del agua serán representadas por medio de la función de costo futuro.
- h) Tiempos de viaje del agua en la cadena hidráulica.
- i) 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.

4.2. Modelaje Matemático del Predespacho.

4.2.1. La UT propondrá a la SIGET, para su aprobación, un modelo matemático para realizar el predespacho que cumpla con los requerimientos establecidos en este Anexo.

4.2.2. La UT pondrá a disposición de los PMs una descripción de los modelos matemáticos utilizados para realizar el predespacho, incluyendo algoritmo, representación de la demanda, generación, transmisión, etc.

ANEXO 08 – RACIONAMIENTO

1. Objeto.

Describir el modelaje de la Unidad de Racionamiento Forzado (URF), de acuerdo con los criterios y características definidas a seguir ante una condición de racionamiento.

2. Unidad de Racionamiento.

- 2.1. Para el predespacho y la administración del MRS en tiempo real, en el SAM se modelará una URF como una unidad con un costo variable asociado. De resultar en el SAM una condición de déficit en el sistema, se le asignará una URF a cada MRS en que se divida el mercado mayorista.
- 2.2. El costo variable de cada URF representa el costo marginal de operación a partir del cual se comienza a aplicar una reducción forzada de retiro a la demanda de la red igual a la energía asignada a la URF.
- 2.3. La URF se modelará para cada intervalo de mercado con 5 bloques de potencia, cada uno con una inyección igual a un porcentaje definido de la demanda mínima inflexible total en el MRS, o sea la energía que no se reduce voluntariamente ante el incremento del costo marginal de operación en el mercado para esa hora. El porcentaje del escalón representa el porcentaje a racionar de la demanda inflexible.
- 2.4. El precio del último escalón (P_{MAX}) será igual a TRESCIENTOS SIETE 82/100 DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA POR MEGAVATIO-HORA (US\$ 307.82/MWh).
- 2.5. A propuesta de la UT, la SIGET revisará y aprobará cada cinco años el costo de falla en función de su magnitud, con el cual se determinan los tamaños y costos de las URF.

2.6. En la tabla siguiente se indica la oferta de oportunidad para la URF.

BLOQUE DE LA URF (B)	PORCENTAJE DE RACIONAMIENTO DE LA DEMANDA INFLEXIBLE
1	0 – 20
2	20 – 40
3	40 – 60
4	60 – 80
5	80 – 100

El precio de cada bloque se calcula así:

$$\text{PRECIO}_B = \text{CVARmax} + [(P_{\text{MAX}} - \text{CVARmax}) * B/5]$$

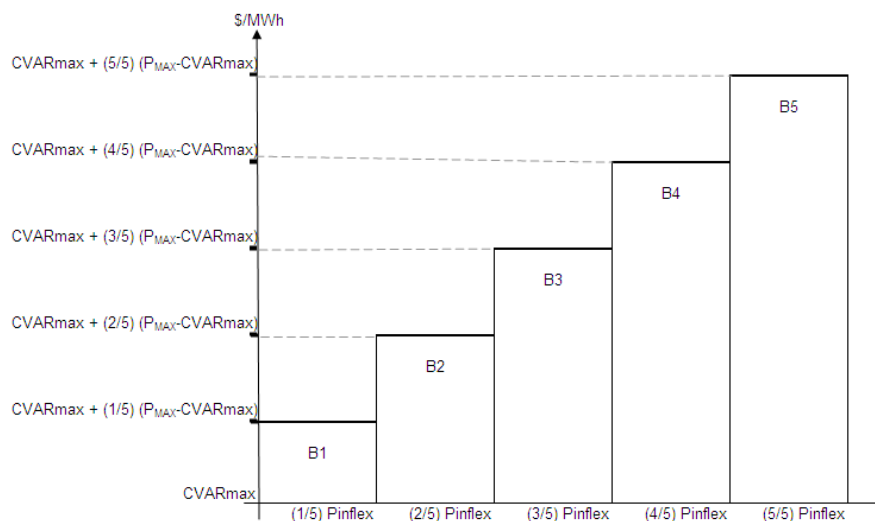
Donde,

CVARmax: Costo Variable de la unidad generadora más cara existente en el sistema.

P_{MAX}: Precio del último escalón de la URF.

B: Bloque de la URF.

A continuación se muestra la representación gráfica de la URF:

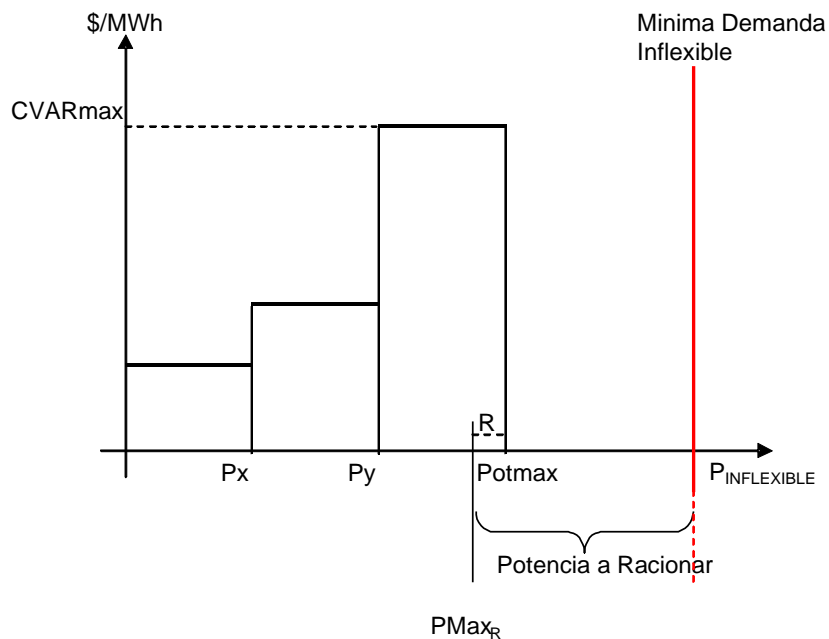


3. Asignación de la URF.

3.1. PREDESPACHO

3.1.1. En el caso de resultar racionamiento en el predespacho, la UT calculará la potencia a racionar, como la diferencia entre la mínima demanda inflexible para el Intervalo de Mercado y la máxima generación disponible más Retiros Regionales, después de aplicar la reserva de emergencia que corresponda.

La UT deberá realizar las acciones requeridas para priorizar el abastecimiento de la demanda nacional ante condiciones de racionamiento.



El porcentaje de racionamiento es la potencia a racionar dividido entre la mínima demanda inflexible.

$$P_{Max_R} = Pot_{max}(1 - \% Reserva_de_emergencia) \quad \text{(Ecuación No.1)}$$

(Ecuación No.2)

$$\% Racionamiento = \frac{P_{\text{inf flexible}} - P_{\text{Max}_R}}{P_{\text{inf flexible}}} \times 100\%$$

Donde PotMax equivale a la suma de la potencia de todas las unidades o GGP disponibles más Retiros Regionales para el Intervalo de Mercado.

- 3.1.2. El porcentaje resultante de la ecuación No.2 será reducido a cada PM que toma energía de la red, de manera que se obtenga un equilibrio entre la oferta y la demanda.

$$D_{\text{total racionada}} = \% Racionamiento \sum_{1}^n D_i \quad \text{(Ecuación No.3)}$$

Donde "n" es el total de PM que retiran energía de la red.

"Di" es la demanda total del PM (contratos + MRS)

- 3.1.3. El programa de racionamiento de acuerdo a la potencia asignada a la URF en cada intervalo de mercado, será informado por la UT a los PMs con la información del predespacho.

3.2. OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

- 3.2.1. Si como consecuencia de contingencias se produce una condición de déficit durante la operación en tiempo real, la UT utilizará la URF para calcular la potencia a racionar, según el procedimiento descrito anteriormente.

3.2.2. En tiempo real la UT confirmará la desconexión de carga informada en el predespacho a los PMs por lo menos una hora antes de que esta ocurra.

3.2.3. La UT deberá informar a los PMs cualquier cambio en las cantidades asignadas en concepto de racionamiento por lo menos dos horas antes de que este ocurra.

3.3. CONGESTIÓN

3.3.1. En caso de congestión tanto en el predespacho como en el despacho, la UT considerará de ser necesario una URF distinta para cada MRS.

3.3.2. Para los cálculos del porcentaje a racionar y los precios de la URF se tomará generación disponible, demanda nacional y Retiros Regionales, que se encuentren enmarcadas en cada MRS que surja, de forma que se trate a cada zona de MRS como sistemas independientes.

3.3.3. El uso de la URF para cada MRS producto de la congestión, se realizará de acuerdo al procedimiento expuesto anteriormente.

4. Operación de Emergencia.

4.1. Si en la programación semanal la UT prevé, considerando la demanda inflexible, un riesgo de déficit mayor a un 30% en cualquier bloque de demanda en la próxima semana, Informará a la SIGET de este hecho y elaborará un programa de operación de seguridad con el objeto de minimizar el costo de racionamiento al consumo en el período que se estima puede durar la emergencia, el cual deberá consultar con la SIGET.

ANEXO 09 – CÁLCULO DEL PRECIO EN EL MRS

1. Objeto.

Definir la metodología del cálculo del Costo Marginal de Operación y el precio del MRS en cada intervalo de mercado.

2. Definiciones.

INTERVALO DE MERCADO: una hora

SUBPERÍODO: 30 minutos.

3. Determinación del Precio del MRS.

3.1. COSTO MARGINAL DE OPERACIÓN.

3.1.1. El Costo Marginal de Operación del Sistema se define como el costo incremental incurrido para satisfacer un incremento marginal de la demanda de energía, manteniendo las condiciones de optimización y la factibilidad en la ejecución del despacho. Dicho Costo Marginal será determinado por medio del modelo SAM y se les pagará a todos los PMs que inyecten energía al MRS.

3.1.2. Cuando no existan restricciones activadas en el modelo SAM, la unidad marginal puede ser una unidad térmica, geotérmica, hidroeléctrica, cogenerador, autoproducer, no convencional, oferta de Retiro de Oportunidad o la Unidad de Racionamiento Forzado.

3.1.3. Cuando existan restricciones activadas en el modelo que impidan señalar la unidad marginal, se identificará la unidad generadora o GGP cuyo valor de Costo Variable se localice inmediatamente por debajo del Costo Marginal de Operación definido por el modelo SAM. En los procesos asociados al posdespacho, la UT informará a los PMs las causas al presentarse dicha situación.

- 3.1.4. En los casos en que la UT identifique que el Costo Marginal de Operación determinado por el modelo SAM, en la condición ex post, no es representativo de los Costos Variables de la unidades generadoras y su operación en tiempo real, la UT determinará el mismo con base al Orden Económico de Despacho, donde se identifique la unidad generadora que en tiempo real contó con la capacidad de satisfacer un incremento marginal de la demanda.
- 3.1.5. El costo variable de una unidad térmica, para efectos de determinar el Costo Marginal de Operación, se calcula con el consumo de combustible correspondiente a la condición de generación a potencia máxima neta menos el porcentaje de reserva rodante requerida para Servicios Auxiliares, más los costos variables de Operación y Mantenimiento.
- 3.1.6. A efectos de compensar la parte variable asociada a costo de Arranque y Detención, el costo variable de todas las unidades generadoras en línea se incrementará en la parte variable asociada al Costo de Arranque y Detención (CAyD, US\$/MWh) calculado de acuerdo con la metodología descrita en el Anexo 17. Aquellos generadores cuyo Costo Variable, incluyendo la parte variable de CAyD, sea mayor que el Costo Marginal de Operación, recibirán una compensación por la diferencia, tal como se indica en el numeral 3.2.2.9. Se incluyen a los generadores hidroeléctricos, los cuales serán compensados con base al Costo de Oportunidad del Agua, y se excluye de esta compensación a aquellos generadores térmicos que venden únicamente sus excedentes, Retiros Regionales a cargo de PMs y las unidades generadoras que hayan sido despachadas como generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria.
- 3.1.7. Una unidad generadora que está en toma de carga para entrar en operación, pues dejó de estar indisponible o entra a operar por razones de seguridad, no participa en el Costo Marginal de Operación. Lo mismo cuando una unidad generadora está en el proceso de bajada de carga

para salir del despacho por indisponibilidad o por ya no ser necesaria su generación forzada

- 3.1.8. El costo variable de una central hidroeléctrica con embalse corresponde al valor marginal del agua de dicha central, el cual implícitamente incorpora los costos variables no combustibles, puesto que éstos deben ser utilizados como datos de entrada de los modelos que determinen el valor del agua de las centrales hidroeléctricas.
- 3.1.9. El costo variable de una central geotérmica corresponde al costo Variable de Operación y Mantenimiento de la unidad.
- 3.1.10. El costo variable de las unidades generadoras que se basan en el uso de energía renovable no convencional es igual a cero, salvo las excepciones que apliquen a generación con base en biomasa.
- 3.1.11. En el caso de tratarse de Retiros Regionales el costo variable es considerado igual a cero, y serán remuneradas al Costo Marginal de Operación.
- 3.1.12. En aquellos intervalos de mercado en los cuales se está produciendo vertimiento en alguna central hidroeléctrica, el valor del agua de dicha central será igual a cero.
- 3.1.13. En aquellos intervalos de mercado en los cuales el Costo Marginal de Operación calculado con el modelo SAM refleje valores negativos producto de los valores del agua de las centrales hidroeléctricas, la UT considerará que el valor del Costo Marginal de Operación del Sistema en dichos intervalos es igual a cero.
- 3.1.14. El Costo Marginal de Operación ex ante calculado por el modelo SAM en el predespacho será de carácter indicativo, y para los procesos de facturación y conciliación el Costo Marginal de Operación a utilizar será determinado por el modelo SAM en condiciones ex post, simulando las condiciones reales de demanda, influjos, vertimiento, condiciones de generación forzada y Transacciones Regionales, de acuerdo con el procedimiento indicado en este anexo.

3.1.15. El Costo Marginal de Operación será determinado por el modelo SAM de acuerdo con las siguientes premisas:

- a) Se considerará que todas las unidades generadoras o GGP aportan Regulación Primaria de Frecuencia. Adicionalmente, y a efecto de representar adecuadamente el Predespacho Regional en el modelo SAM, se considerará que los Retiros Regionales no aportan Regulación Primaria de Frecuencia.
- b) Se considerarán las unidades generadoras o GGP, que efectivamente aportan el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia.
- c) Para la determinación del Costo Marginal de Operación, se considerarán todas las unidades generadoras y elementos de transmisión que no se encuentren en mantenimiento, sea este programado o de emergencia.
- d) Se considerarán las unidades generadoras o GGP bajo prueba de generación con un costo variable igual a cero.
- e) Se considerarán las Transacciones Regionales programadas por el EOR para la determinación del Costo Marginal de Operación ex ante y las Transacciones Regionales reales para la determinación del Costo Marginal de Operación ex post. Estas transacciones deben ser consideradas en el modelo SAM de acuerdo a lo indicado en el numeral 11.5 del presente Reglamento, en donde se considerarán como inyecciones o retiros inflexibles.
- f) El Costo Marginal de Operación en condiciones normales no podrá superar el precio del primer escalón de la URF.
- g) En caso de racionamiento, una vez aplicado lo estipulado en el numeral 2 del Anexo 8 del presente Reglamento o en caso que se presente reserva faltante como se estipula en el numeral 3.6 del presente Anexo, el Costo Marginal de Operación no podrá superar el precio del último escalón de la URF despachado.

3.2. CARGOS DEL SISTEMA.

3.2.1. Los Cargos del Sistema que deben ser trasladados directamente a la demanda pueden clasificarse de la siguiente manera:

- a) Cargo por Actualización del Registro en la SIGET
- b) Cargo por administración del Mercado Mayorista
- c) Cargo por Uso de Sistema de Transmisión
- d) Cargo asociado a Csis del Monto Remanente.
- e) Pérdidas de Transmisión
- f) Cargos asociados con Servicios Auxiliares: Regulación de Voltaje y aportes de energía reactiva, Arranque en Cero Voltaje, Reserva Fría por Confiabilidad.
- g) Compensaciones relacionadas con la determinación del costo marginal.
- h) Cargo Complementario de Transmisión Regional

3.2.2. El detalle de los Cargos del Sistema por intervalo de mercado a ser incorporados en el precio MRS, se describe a continuación:

- 3.2.2.1. Cargo por Actualización del Registro en la SIGET, es igual a la Tasa de Actualización por Registro en la SIGET que generadores y PMs con Retiros Regionales deben pagar anualmente por energía comercializada.
- 3.2.2.2. Cargo por administración del Mercado Mayorista determinado como el monto mensual a recolectar para los PMs que retiran energía dividido por la energía a retirar en el mes a liquidar.
- 3.2.2.3. Cargo por Uso del Sistema de Transmisión (CUST) a ser pagado por la energía neta inyectada en el mes a liquidar.
- 3.2.2.4. Cargo por Monto Remanente asignado como Csis de acuerdo con el numeral 18.5 del presente Reglamento.

- 3.2.2.5. Costo unitario de las pérdidas de transmisión igual al valor económico de las pérdidas de la hora dividido por la energía total retirada en el mismo período. El valor económico de las pérdidas de transmisión se calcula multiplicando el Costo Marginal de Operación por las pérdidas reales en el sistema de transmisión.
- 3.2.2.6. Costo unitario por las compensaciones por necesidades de control de tensión y aportes de energía reactiva, calculado como el costo de las compensaciones de la hora dividido por el retiro total en ese intervalo de mercado.
- 3.2.2.7. Valor mensual unitario del costo de arranque en cero voltaje, calculado dividiendo el costo mensual correspondiente por la energía total retirada en el mes a liquidar.
- 3.2.2.8. Costo unitario mensual de Reserva Fría por Confiabilidad (π), calculado de acuerdo con lo indicado en el numeral 12.7 de este Reglamento.
- 3.2.2.9. Costo unitario correspondiente a las compensaciones originadas cuando el costo variable, incluyendo la parte asociada a Arranque y Detención, de una unidad generadora que no está bajo prueba, y que no ha sido despachada como generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria, 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 y será dividida entre la demanda total en ese mismo intervalo.
- La compensación por Eficiencia de una unidad generadora en un intervalo de mercado, se calculará con la siguiente fórmula:

$$CompEfi_{i,g} = E_{i,g} * \left((CV_g + CAYD_g) - CMO_i \right)$$

Donde:

- $CompEfi_{i,g}$: Valor de la compensación por eficiencia aplicable a la unidad generadora “g” que no está bajo prueba y que no ha sido despachada como generación obligada para suplir déficit de reserva secundaria, cuyo costo variable incluyendo la parte asociada al arranque y detención es mayor al costo marginal de operación en el intervalo de mercado “i” (US\$).
- $E_{i,g}$: Energía inyectada de la unidad generadora “g” a ser compensada en el intervalo de mercado “i” (MWh).
- CV_g : Costo variable de operación de la unidad generadora “g” a ser compensada en el intervalo de mercado “i” (US\$/MWh).
- $CAYD_g$: Costo de arranque y detención vigente de la unidad generadora “g” a ser compensada en el intervalo de mercado “i” (US\$/MWh).
- CMO_i : Costo marginal de operación en el intervalo de mercado “i” (US\$/MWh).

3.2.2.10. Cargo Complementario de Transmisión Regional, determinado como el monto mensual indicativo a recolectar, reportado por el EOR a la UT en los primeros días hábiles del mes, dividido por la energía nacional retirada en el mes a liquidar.

3.2.3. La agregación de los cargos detallados en el numeral 3.2.2 conformarán el término de Cargos del Sistema (Csis).

3.2.4. A fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en el numeral 5.2 del Anexo 06 de este Reglamento, la UT deberá estimar valores de Csis de carácter indicativo.

3.2.5. Los Csis definitivos serán calculados de manera mensual con las mediciones obtenidas del SIMEC, determinándose así los Precios del

MRS definitivos. En el caso del Cargo Complementario de Transmisión Regional, su valor será recalculado considerando los valores reales informados por el EOR.

3.2.6. En los meses que se realice el ajuste del precio de la energía a trasladar a tarifas, la UT deberá calcular oportunamente los Csis definitivos del mes anterior de forma tal que pueda cumplir con el plazo definido para la elaboración y remisión a la SIGET del Informe de Comercialización Trimestral.

3.3. PRECIO DEL MRS EN CONDICIÓN NORMAL.

3.3.1. El precio de MRS se calcula como el costo marginal de operación más los Cargos del Sistema agregados en el término Csis.

3.3.2. La UT se encargará de trasladar los montos recolectados en concepto de Cargos del Sistema a cada uno de los PMs, según corresponda en las liquidaciones mensuales.

3.3.3. En el caso de los montos recolectados en concepto de la tasa de actualización de registro en la SIGET, serán trasladados por la UT a los PMs correspondientes que generen energía o realicen Retiros Regionales, a efectos de que éstos efectúen el pago de inscripción en la SIGET en la fecha de renovación de registro que les corresponde.

3.3.4. La UT emitirá por cuenta propia, comprobante de crédito fiscal por los montos recolectados en concepto de COSTAMM a los PMs que retiran energía del Mercado Mayorista.

3.3.5. Los montos recolectados en concepto de Cargo por Uso del Sistema Transmisión (CUST), serán trasladados por la UT a los PMs correspondientes que inyecten energía, mediante abonos al DTE a efectos de que estos realicen el pago al transmisor.

3.3.6. En el caso de los montos recolectados en concepto del Cargo Complementario de Transmisión Regional, serán trasladados por la UT a los PMs que retiran energía del Mercado Mayorista, por medio de un abono en el DTE correspondiente, a efectos de que éstos efectúen el

pago a la EPR, por medio del mecanismo utilizado entre la UT y el EOR en las fechas indicadas en el Calendario de Liquidación del Mercado Eléctrico Regional.

3.4. PRECIO DEL MRS EN SUBPERÍODOS.

3.4.1. Si durante el transcurso de un intervalo de mercado se producen fallas en unidades generadoras o elementos de transmisión que no permitan realizar un despacho económico, declarando condición de emergencia de acuerdo al numeral 17.5 de este Reglamento, la UT debe dividir el intervalo de Mercado en los 2 subperíodos definidos en este anexo.

3.4.2. En cada subperíodo se definirá el precio del MRS determinado por el Costo Variable de la unidad más cara en línea adicionando los cargos del sistema correspondientes a dicho subperíodo.

3.5. PRECIO DEL MRS EN CASO DE CONGESTIÓN EN LA RED.

3.5.1. De existir congestión en las líneas de transmisión, el sistema se dividirá en varios MRS, que se conectan a través de las líneas afectadas por la condición de congestión.

3.5.2. Dentro de cada una de estas áreas, ya sea importadoras o exportadoras se utilizarán los costos variables de los PMs generadores que se encuentren dentro de ellas, para realizar un despacho económico sin sobrepasar el límite del (o de los) elemento(s) que está (n) en congestión. El Costo Marginal de Operación de una zona queda determinado por el despacho económico, y la determinación del precio del MRS, con metodología descrita en condición normal. Los tramos congestionados serán representados como demanda (congestión de exportación) o PMs generadores (congestión de importación).

En caso de congestión se calcula:

a) El Costo Marginal de Operación de cada MRS

b) El precio de cada MRS

- c) El flujo en cada línea que conecta distintos MRS
- d) El cargo por congestión en cada línea que conecta distintos MRS.

3.6. PRECIO DEL MRS Y RESERVA FALTANTE.

3.6.1. En cada intervalo de mercado que resulte programado en el predespacho con una reserva menor que la requerida por los parámetros de calidad vigentes, la UT considerará que la reserva faltante se asigna a la URF. La UT determinará el Costo Marginal de Operación con reserva a partir del costo de la URF para la energía correspondiente a la reserva faltante.

3.7. CÁLCULO DEL PRECIO EN EL MRS EN CONDICIONES DE EMERGENCIA.

3.7.1. En caso que el sistema de transmisión esté en estado de emergencia, y no se pueda realizar el despacho de unidades generadoras en el orden de mérito económico, es decir con base en el Orden Económico normal del Despacho, se procederá para cada intervalo de mercado de la siguiente manera:

- a) Toda la energía inyectada y retirada será liquidada a través del MRS, por lo que los contratos declarados quedan sin efecto.
- b) Las inyecciones al MRS con Costo Variable, incluyendo la parte variable asociada a Arranque y Detención, mayor que cero, serán remuneradas a su respectivo Costo Variable.
- c) Los PMs con Inyecciones Regionales programadas reintegrarán en el MRS un monto igual a la Inyección Regional programada valorada al precio ex ante del MER del nodo respectivo.
- d) Los PMs con Retiros Regionales programados serán abonados en el MRS en un monto resultante igual al Retiro Regional programado valorada al precio ex ante del MER del nodo respectivo.

- e) Los cargos y abonos MER asignados a la UT producto de las transacciones de Retiro para sustitución de déficit y desviaciones serán asignados al MRS.
- f) El monto total resultante de los literales b), c), d) y e) anteriores será dividido entre la energía retirada para calcular el Costo Marginal de Operación y se le agregarán, a efectos de calcular el precio en el MRS, los Csis correspondientes.
- g) Toda la energía retirada del sistema será valorada al precio del MRS calculado en el literal f).
- h) Los Csis recolectados serán liquidados de acuerdo al numeral 3.3.2 de este anexo.
- i) Los servicios auxiliares no serán compensados económicamente, por lo que no originaran cobros ni pagos

3.8. POS DESPACHOS

3.8.1. La UT elaborará un posdespacho diario, con el objetivo de determinar el Costo Marginal de Operación. El procedimiento general a seguir es:

- a) Se recolectarán y validarán las lecturas de inyección y retiro, así como las asociadas a Transacciones Regionales.
- b) Se determinará el Costo Marginal de Operación de acuerdo al procedimiento indicado en el presente anexo.

ANEXO 10 – OPERACIÓN EN TIEMPO REAL

1. Objeto.

Definir las normas y procedimientos de la operación en tiempo real que deberán cumplir los PMs y definir los lineamientos generales que utilizará la UT para poder restablecer el Sistema de Potencia ante un colapso total o cero voltaje, de la manera más rápida y eficiente, tomando en cuenta los criterios de seguridad.

La operación en tiempo real debe ser coordinada entre la UT y el EOR, en lo que aplique, de acuerdo a el presente Reglamento y la Regulación Regional con los procedimientos, plazos y forma previstos.

2. Comunicación en Tiempo Real con la UT.

2.1. Todo PM deberá disponer, como mínimo, de los medios de comunicación siguientes:

- a) Un canal dedicado para comunicación de datos en tiempo real para monitoreo, control y secuencia de eventos y,
- b) Un canal para comunicación de voz con el despacho.

Las especificaciones de estos canales están en el Anexo Sistema de Administración de Energía.

2.2. Las comunicaciones a través del canal de voz serán consideradas oficiales, por lo que las indicaciones, decisiones y órdenes comunicadas a través de dicho medio serán registradas por la UT y reconocidas como tales por los PMs.

2.3. El canal de voz no podrá ser utilizado para comunicaciones que no estén relacionadas con la operación del sistema. La marca del tiempo de las comunicaciones grabadas estará sincronizada con el registro de tiempo del SAE.

- 2.4. El despacho tendrá la responsabilidad de conservar el registro de las comunicaciones del canal de voz por un período mínimo de seis meses. En caso de que en una investigación de un evento el registro de comunicaciones se vuelva evidencia del proceso, éste se deberá conservar hasta que la investigación haya concluido.
- 2.5. Cada PM deberá notificar a la UT la lista del personal autorizado a comunicarse a través de los canales de comunicación oficiales, para tomar decisiones e instrucciones en nombre de éste.
- 2.6. En condiciones de operación normal de la red, los PMs podrán comunicarse libremente con la UT y entre sí para intercambiar información relacionada con la operación del sistema de transmisión.
- 2.7. Cuando la UT considere que el sistema de transmisión se encuentre en condiciones que puedan poner en peligro la seguridad del mismo, informará a los PMs que el sistema se encuentra en Condición de Alerta. En tal situación, los PMs se abstendrán de utilizar los canales para comunicación de voz entre ellos, ocupándolos únicamente con la UT y por cuestiones relacionadas con la operación en tiempo real.
- 2.8. Cuando la UT considere que el sistema de transmisión se encuentre en condición de emergencia, informará a los PMs que el sistema de transmisión se encuentra en Condición de Emergencia. En tal condición, los PMs se abstendrán de utilizar los canales de voz y solamente se comunicarán con la UT cuando ésta se lo requiera o a juicio del PM si la información está relacionada con la condición de emergencia.
- 2.9. Al ocurrir el disparo de una unidad generadora, el PM dueño de esta unidad debe informar a la UT la posible falla que provocó el disparo, las protecciones actuadas y dar un tiempo estimado para que la unidad fallada entre nuevamente en servicio.

- 2.10. El PM que no respete las condiciones estipuladas anteriormente e interfiera con la operación del sistema de transmisión, será penalizado.

3. Incumplimientos a los Programas de Inyección y Retiro de la Red.

- 3.1. La banda de tolerancia para medir el cumplimiento de los programas de inyección y retiro, tanto en condiciones de operación normal como en condición de racionamiento forzado, será de ± 2 MW de la potencia despachada por punto de conexión, de acuerdo con las instrucciones de la UT. Para los nodos en los cuales debe cumplirse los criterios de medición establecidos en la Regulación Regional, en caso de existir diferencias entre este Reglamento y la Regulación Regional, en lo referente a la banda de tolerancia, 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.
- 3.2. De inyectar una unidad generadora o GGP por encima de la inyección asignada por la UT en más de la banda de tolerancia definida, habiendo sido advertido por la UT de su falta, no será remunerado por la energía inyectada en exceso. El valor resultante de multiplicar dicha energía por el costo marginal de operación será asignado como un abono a los PMs que disminuyeron su inyección asignada de energía en el intervalo de mercado en el que ocurrió la falta.
- 3.3. En caso de incumplimiento de un PM en mantenerse dentro de la banda de tolerancia en la energía a retirar de la red, deberá pagar adicionalmente a la energía retirada un monto equivalente a valorar la energía en exceso al costo variable de la unidad generadora o GGP que estaba inmediatamente superior a la unidad marginal en el orden de mérito de despacho. El monto cobrado al PM que incumple será asignado como un abono a los PMs que retiraron energía en el intervalo de mercado en el que ocurrió la falta.

- 3.4. Todo PM tiene la obligación de alcanzar la potencia inyectada o retirada de la red que le indique la UT, dentro de un rango de variación de cinco (5) minutos alrededor de la hora señalada para llegar a dicho nivel de potencia.
- 3.5. Para los generadores renovables no convencionales su inyección en tiempo real dependerá de la disponibilidad del recurso primario, por lo cual no se considerarán como incumplimientos de generación sus desviaciones respecto al predespacho. La UT podrá solicitar reducciones en su inyección por razones de seguridad operativa o emergencia en el Sistema de Potencia por la desconexión total o parcial de sus equipos.

4. Restablecimiento del Sistema de Potencia ante Situación de Colapso Total.

4.1. CONSIDERACIÓN GENERAL

- 4.1.1. Cuando se produzca una situación de colapso total en el sistema de potencia, la UT, en coordinación con el EOR cuando ésta sea factible y en lo que aplique, será la responsable de coordinar todas las maniobras necesarias, a través de los canales de comunicación oficiales, con todos los PMs involucrados en el proceso de restablecimiento hacia la condición normal de operación. Los PMs están en la obligación de seguir las instrucciones que se le indiquen, excepto aquellas que pongan en riesgo a personas, equipo o instalaciones, para lo cual el PM deberá hacerlo del conocimiento de la UT, inmediatamente.

4.2. PROCEDIMIENTOS GENERALES

- 4.2.1. Al ocurrir un evento que altere las condiciones operativas de seguridad del sistema, llevándolo a un colapso total, antes de iniciar el proceso de restablecimiento se deberán seguir los siguientes lineamientos:

- a) Informar el inicio del estado de emergencia a todos los PMs por medio de los canales oficiales establecidos, o cualquier otro medio disponible.
- b) Informar del estado de emergencia al EOR y al Centro de Control de cada uno de los países con los que se tenga interconexión eléctrica.
- c) Indicar a los PMs generadores que prestaban el servicio de CAG y que todavía estén en línea, que trasladen el control de sus unidades generadoras a control local
- d) Verificar la condición del estado post disturbio de la red por medio del diagrama mímico y/o del sistema SCADA, observando al menos:
 - ⊕ Líneas de transmisión fuera de servicio.
 - ⊕ Estado de la Red de Transmisión Regional.
 - ⊕ Posibles islas eléctricas formadas por el disturbio.
 - ⊕ Unidades generadoras sincronizadas.
 - ⊕ Unidades generadoras fuera de sincronismo, pero aun girando (disponibles a sincronizar). En caso de no tener indicación, solicitar el informe a cada PM generador que tenía unidades sincronizadas al momento de la contingencia.
 - ⊕ Perfil de voltaje y estado de los bancos de capacitores.
 - ⊕ Número de etapas actuadas del Esquema de Desconexión por Baja Frecuencia y del Esquema de Desconexión por Bajo Voltaje.
 - ⊕ Frecuencia(s) del sistema
- e) Los PMs con instalaciones en donde no exista supervisión remota de sus equipos de control y protección, deben notificar a la UT los equipos que hayan actuado durante el colapso y esperar las instrucciones de la UT para el restablecimiento.

- f) Todo PM Generador sin supervisión remota que 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 quede nuevamente disponible, el PM Generador debe informar a la UT para que ésta coordine, de ser necesario, su sincronización y toma de carga.
- g) Todo PM Generador sin supervisión remota que resulte con una unidad 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.
- h) Si se requiere la operación manual de equipos propiedad de los PMs, dichos PMs deberán realizar las maniobras requeridas por la UT, salvo por motivos de fuerza mayor o que exista riesgo para la seguridad de las instalaciones o personas.
- i) De forma alterna, se pueden revisar las protecciones actuadas y la secuencia de eventos para indagar la posible causa del disturbio, y de ser necesario aislar una zona específica de la red de transmisión (aislar elementos fallados de la red). Si falla el control remoto o no se tiene el equipo remoto necesario para desconectar dichos elementos, se darán las instrucciones al PM responsable para efectuar las maniobras; si además no existe operador disponible, se deberán desconectar elementos adicionales necesarios para aislar la falla.

4.2.2. En general, durante el proceso de restablecimiento se debe tomar en cuenta los siguientes lineamientos:

- a) Energizar la red de transmisión utilizando las unidades que proporcionan el servicio de arranque en cero voltaje o las Líneas de Interconexión internacionales.

- b) Los voltajes a nivel de transmisión no deberán ser mayores al 110% de su valor nominal. De ser necesario se deberá operar el voltaje de excitación de las unidades generadoras abajo de su factor de potencia nominal (preferiblemente a un 95%)
- c) Mantener la frecuencia arriba de 60 Hz antes de reconectar un circuito de distribución
- d) Energizar los transformadores de potencia reductores, con carga conectada, para evitar que los picos en la forma de onda de su corriente inicial de magnetización sean absorbidos únicamente por las unidades generadoras en línea.
- e) La cantidad de carga a conectar no será de un monto tal que desestabilice a las unidades generadoras que estén sincronizadas durante el proceso de restablecimiento. Además, se deberá de alcanzar la potencia mínima de estas unidades generadoras lo más pronto posible, sin poner en riesgo el proceso de restablecimiento (evitar re-colapso). Una potencia promedio de 6 MW en un alimentador o circuito de una compañía distribuidora se considera como una cantidad aceptable para el proceso de restablecimiento.
- f) Coordinar con el EOR el restablecimiento de las líneas los elementos la Red de Trasmisión Regional, de encontrarse fuera de servicio libre de falla y con el aval del sistema vecino.
- g) El Control Automático de Generación (CAG) debe ser activado hasta alcanzar la condición normal en el sistema de transmisión y los generadores en servicio permitan de nuevo su uso.
- h) Informar el final del estado de emergencia a todos los PMs por medio de los canales oficiales establecidos, u otro medio disponible.

- i) Informar el final del estado de emergencia al EOR por medio de los canales oficiales establecidos, u otro medio disponible.
- j) Informar sobre el final del estado de emergencia a la SIGET.

ANEXO 11 – SERVICIOS AUXILIARES

1. Objetivo.

Fijar los requisitos que deben cumplir los PMs que participen en el suministro de Servicios Auxiliares, así como las reglas de mercado para ser intercambiados, incluyendo los cargos a cobrar y pagar por el servicio.

Los compromisos de servicios auxiliares deben ser coordinados entre la UT y el EOR, en lo que aplique, de acuerdo con la Regulación Regional con los procedimientos, forma y plazos allí establecidos.

2. Regulación Primaria de Frecuencia.

- 2.1. Todas las unidades generadoras que estén inyectando a la red de transmisión, deben aportar el 3% de reserva de potencia activa con respecto a la inyección de potencia activa de la propia máquina, la cual será destinada a la regulación primaria de frecuencia del sistema.
- 2.2. El cálculo del porcentaje de referencia de la reserva para regulación primaria de frecuencia se basa en los siguientes criterios:
 - a) La determinación de la energía regulante, la cual está íntimamente ligada a la capacidad del parque generador para compensar los desbalances de corta duración entre oferta y demanda, y de la operación del sistema con el objeto de cumplir los criterios de seguridad y calidad.
 - b) Por la optimización resultante de balancear los mayores costos de producción asociados a la operación del parque de generación fuera del óptimo económico para mantener suficiente reserva para regulación primaria de frecuencia, con los costos evitados de energía no servida (ENS) de corta duración asociados a no contar con esa reserva en un semestre determinado.

- c) La reserva óptima para Reserva Primaria de Frecuencia será aquella que minimice los costos de ENS de corta duración y los mayores costos de operación asociados a mantener esa reserva en el parque generador.

2.3. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS.

- 2.3.1. Tener instalado un sistema de regulación de la frecuencia que es comúnmente llamado gobernador de velocidad, ya sea digital o electromecánico. Para los generadores renovables no convencionales, deberán implementar las estrategias de control primario de frecuencia de tal forma de cumplir con lo establecido en el numeral 12.5 del Capítulo 12 Servicios Auxiliares de este Reglamento.
- 2.3.2. El gobernador de velocidad o los mecanismos utilizados por generadores renovables no convencionales para regulación primaria de frecuencia, deben controlar la frecuencia todo el tiempo y tener ajustado los siguientes parámetros según lo indique la UT:
 - a) Banda muerta de frecuencia
 - b) Porcentaje de regulación de velocidad o la curva de respuesta en frecuencia para generadores renovables no convencionales.
 - c) Adicionalmente, los PMs Generadores deben presentar a la UT toda la información técnica que permita el modelaje de su equipo de regulación de frecuencia.
- 2.3.3. La UT deberá supervisar y realizar pruebas a los PM generadores para determinar el cumplimiento con el servicio de regulación primaria de frecuencia.
- 2.3.4. La tasa de toma de carga para asumir las variaciones no previsibles del ciclo de carga, es decir su respuesta inercial por tipo de generación, cuando la capacidad de la unidad generadora se encuentra entre el 50% y el 100% de su capacidad nominal, deberá ser mejor o igual a las siguientes:

- a) Vapor (carbón o hidrocarburo): 2-5%/min.
- b) Geotérmica: 2-5%/min.
- c) Turbina a Gas: 15-20%/seg.
- d) Motores de Combustión Interna: 5-10%/min.
- e) Hidroeléctrica Alta Caída (caída neta mayor que 75m): 1%/seg.
- f) Hidroeléctrica Media Caída (caída neta entre 35 y 75 m):5%/seg.
- g) Hidroeléctrica Baja Caída (caída neta menor que 35 m): 10%/seg.

2.4. COMPENSACIONES POR EL SERVICIO DE REGULACION PRIMARIA DE FRECUENCIA.

- 2.4.1. La UT mantendrá una potencia mínima disponible en el sistema para regulación primaria de frecuencia equivalente al tres por ciento (3%) de la demanda.
- 2.4.2. Los PMs generadores que no aporten la reserva indicada en el punto anterior deberán pagar el cargo por la potencia disponible para Regulación Primaria de Frecuencia que será calculado cada hora multiplicando el Costo Marginal de Operación por un porcentaje. Adicionalmente pagarán los mayores costos en que incurra el sistema para dar dicha reserva.
- 2.4.3. La UT cargará a los PMs generadores que no cumplan con el requisito por regulación primaria con precio igual a un 20% del Costo Marginal de Operación.

3. Regulación Secundaria de Frecuencia.

- 3.1. Se definen los requisitos a cumplir por los PMs Generadores con unidades que pueden dar el servicio de regulación secundaria de frecuencia mediante la disponibilidad de control automático de generación manejado remotamente por la UT.

3.2. Todas las unidades generadoras que estén inyectando a la red de transmisión, deben aportar como mínimo el 4% de reserva de potencia activa con respecto a la inyección de potencia activa de la propia máquina, la cual será destinada a la Regulación Secundaria de Frecuencia del Sistema.

3.3. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS.

El PM Generador interesado en ofrecer el servicio deberá cumplir los siguientes requisitos:

3.3.1. Las unidades generadoras que se encuentren operando en el mercado podrán participar en la Regulación Secundaria de Frecuencia, para contribuir en el funcionamiento estable del CAG, si comprometen una respuesta mínima de acuerdo a las especificaciones técnicas de diseño del equipamiento establecidas por el fabricante de la máquina. No obstante, la UT puede establecer, de acuerdo con los resultados de un estudio previamente aprobado por la SIGET, parámetros de respuesta diferentes que garanticen una calidad y seguridad del sistema acorde con el desempeño mínimo requerido en la operación normal del sistema.

3.3.2. Tener instalado una Unidad Terminal Remota (UTR) que actúe de interfaz entre el Sistema de Administración de Energía (SAE) de la UT y el gobernador de la unidad generadora que participará en la Regulación Secundaria de Frecuencia.

3.3.3. Disponer de unidades generadoras con gobernador digital o electromecánico. Si el gobernador es electromecánico, la UTR debe estar habilitada para que controle la unidad generadora mediante un control de lazo cerrado con características Proporcional, Integral, Derivativo.

3.3.4. Si el gobernador es digital, debe permitir el control de la unidad generadora mediante el lazo cerrado de la UTR; opcionalmente, pueda recibir la consigna digital a través de la UTR y que el control de lazo cerrado del gobernador controle y alcance dicha consigna.

- 3.3.5. La unidad generadora que opere dentro del Control Automático de Generación (CAG), debe permitir adicionalmente controlar la generación de potencia reactiva y control de voltaje en terminales del generador, a través de la misma UTR. Dicho control de potencia reactiva formará parte del control a distancia para la regulación de voltaje.
- 3.3.6. Los PMs generadores que participen en la Regulación Secundaria de Frecuencia, para contribuir a que el servicio auxiliar de CAG tenga un funcionamiento estable, deberán de proporcionar una rampa en MW/Min, no mayor a la tasa de toma de carga estipulada en la regulación primaria de frecuencia.
- 3.3.7. El tiempo necesario de toma de carga para asumir la consigna de potencia ordenada por la UT por las unidades generadoras que no participen en el CAG, desde que el PM recibe la orden, la ejecuta, hasta que el PM generador ha alcanzado el nivel de consigna; deberá ser mejor o igual a los siguientes valores (por tipo de generación):
- a) Vapor (carbón o hidrocarburo): 3 min.
 - b) Motores: 2 min.
 - c) Geotérmica: 3 min.
 - d) Turbina a Gas: 1 min.
 - e) Hidroeléctricas: 1 min.
- 3.3.8. El gobernador de los generadores que estén prestando el servicio auxiliar de regulación secundaria de frecuencia, debe ejercer la regulación primaria de frecuencia y seguir la consigna del SAE para regulación secundaria de frecuencia.
- 3.4. COMPENSACIONES POR EL SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.
- 3.4.1. La UT mantendrá una potencia mínima disponible en el sistema para CAG equivalente al cuatro por ciento (4%) de la demanda. Esta potencia deberá estar distribuida en al menos 2 unidades generadoras, de existir.

- 3.4.2. El cargo por la potencia disponible para CAG será calculado cada hora con base en la potencia disponible bajo CAG multiplicado por el Costo Marginal del sistema y por un porcentaje. Adicionalmente los PMs generadores que no presten el servicio pagarán el sobre costo en que incurra el sistema por dar este servicio.
- 3.4.3. El cargo que cada PM generador, que no cumpla con el requerimiento de regulación secundaria de frecuencia, debe pagar será de un 20% por ciento del Costo Marginal de Operación.
- 3.4.4. En caso de incumplimiento en tres ocasiones durante un período de treinta días, para proveer el servicio, la unidad generadora o GGP podrá ser inhabilitado por seis meses para proveer el servicio.
- 3.5. RESERVA RODANTE EN CONDICIONES DE OPERACIÓN DE EMERGENCIA.
- 3.5.1. Cuando la UT considere que el sistema se encuentra en condición de emergencia, todas las unidades generadoras que estén inyectando a la red de transmisión, deben aportar como mínimo un 4% de reserva rodante con respecto a la inyección de potencia activa de la propia máquina.
- 3.5.2. Cuando se dé una condición de déficit previsto en el predespacho, una falla y/o congestión imprevista en la operación en tiempo real o cualquier situación que requiera de un nivel de flexibilidad de la demanda mayor que el ofertado, todas las unidades generadoras que estén inyectando a la red de transmisión deben aportar en forma conjunta como mínimo un 4% de reserva rodante con respecto a las inyecciones totales, dando prioridad a la Reserva de Regulación Secundaria de Frecuencia.

4. Servicio de Arranque en Cero Voltaje.

Se definen las características a cumplir por los PMs Generadores con unidades que pueden dar el servicio de arranque en cero voltaje después de un colapso parcial o total, o por la formación de islas eléctricas.

4.1. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS.

Las unidades generadoras o GGP que pueden ofrecer los servicios de arranque en cero voltaje deberán cumplir con las siguientes características:

- 4.1.1. Contar con dispositivos de arranque en forma independiente de la red.
- 4.1.2. Tiempo máximo de la unidad generadora para conectarse al sistema de transmisión: quince (15) minutos.
- 4.1.3. Razón mínima de incremento de potencia: 10 MW/min.
- 4.1.4. Variación máxima del voltaje de la unidad generadora en el punto de conexión: $\pm 2.0 \%$
- 4.1.5. Variación máxima de la frecuencia en los terminales de la unidad generadora: $\pm 0.15 \%$
- 4.1.6. Potencia nominal mínima de la unidad generadora: 15 MW.

4.2. COMPENSACIONES POR EL SERVICIO DE ARRANQUE EN CERO VOLTAJE

- 4.2.1. La UT requerirá disponer de dos unidades generadoras capaces de prestar el servicio de arranque en cero voltaje, cumpliendo los requerimientos técnicos especificados anteriormente. Dichas unidades generadoras estarán ubicadas en distintas zonas del país (occidente, centro u oriente).
- 4.2.2. El cargo por la disponibilidad del servicio será una mensualidad fija. Además existirá un pago por cada operación que la UT requiera para que la unidad generadora entre en operación para arranque en condición de emergencia.
- 4.2.3. El pago mensual máximo que la UT pagará por disponibilidad es de Dos Mil Doscientos Ochenta y Cinco Dólares de los Estados Unidos de América con Setenta y Un centavos (US\$ 2,285.71). El pago máximo por entrada en operación en condición de emergencia es de Un Mil Ciento Cuarenta y Dos Dólares de los Estados Unidos de América con

Ochenta y Seis centavos (US\$ 1,142.86). Dichos valores serán revisados cada cinco años por la UT y aprobado por la SIGET.

4.2.4. La UT solicitará anualmente ofertas de los PMs Generadores que posean unidades con capacidad de arranque en cero voltaje, las cuales serán válidas para los períodos de enero a diciembre de cada año.

4.2.5. La UT asignará el servicio para el período solicitado en orden creciente según el monto ofertado, asumiendo 2 eventualidades al año.

4.2.6. La UT tendrá la facultad de exigir a los PMs Generadores que tengan unidades habilitadas para el servicio de arranque en cero voltaje, el arranque de dichas unidades generadoras en 4 pruebas no programadas durante el año, con el tiempo de aviso que el PM Generador haya indicado en su oferta.

4.2.7. En caso de que la unidad generadora falle de cumplir el arranque solicitado bajo las condiciones establecidas, en dos ocasiones durante el año, ya sea durante pruebas o en condiciones de emergencia, será deshabilitado de dicho servicio hasta el siguiente año, previa demostración de que ha corregido las fallas. En caso de existir ofertas disponibles para este servicio, serán utilizadas para sustituir la unidad generadora que ha sido deshabilitada.

Cuando una unidad generadora habilitada sea requerida de arrancar en condición de emergencia y no cumpla con el requerimiento, será despachada la siguiente unidad generadora en el orden establecido. El diferencial de costos por dicho incumplimiento será cubierto por el PM generador que no cumplió con el servicio.

5. Servicio de Suministro de Potencia Reactiva.

Se definen los requerimientos de aportes de potencia reactiva por los PMs, las características a cumplir por los equipos de compensación de potencia reactiva que pongan a disposición de la UT los PMs, así como los cargos y abonos por el servicio.

5.1. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS.

5.1.1. Los PMs pueden aportar los servicios de potencia reactiva a través de los siguientes equipos:

- ⊕ Unidades generadoras directamente conectadas a la red.
- ⊕ Bancos de compensación reactiva (capacitores o inductores) directamente conectados a la red.

5.1.2. Los equipos de control de flujo de reactivos en la red, tales como transformadores con cambio de tap bajo carga o transformadores con cambio de fase, son considerados como elementos de control de la red, por lo que están considerados dentro de los servicios prestados por el PM transmisor.

5.1.3. Las obligaciones de los PMs de proporcionar aportes para el suministro de potencia reactiva son las siguientes:

- a) Las unidades generadoras deberán aportar hasta una cantidad de potencia reactiva igual a la establecida en su curva de capacidad (P-Q) a potencia nominal, tanto en factor de potencia adelantado como atrasado.
- b) El PM transmisor pondrá a disposición de la UT todos sus elementos de control de tensión.

5.2. COMPENSACIONES POR EL SERVICIO DE POTENCIA REACTIVA

5.2.1. La UT requerirá disponer de los medios necesarios de compensación y control de la potencia reactiva, con base en las condiciones previstas del sistema y las condiciones en tiempo real, incluyendo la ubicación de las fuentes de reactivos dentro de la red.

5.2.2. No se asignará cargo por reactivo si existe suficiente capacidad obligatoria de generación de potencia reactiva en el sistema.

5.2.3. Cuando la UT determine que se requiere compensación reactiva, utilizará las fuentes de compensación reactiva buscando obtener la respuesta más eficaz y eficiente para el control del voltaje en la red. En

caso de existir condiciones técnicas similares para el uso alternativo de fuentes de potencia reactiva, utilizará la que tiene menor costo por el servicio.

- 5.2.4. En caso de que un equipo de compensación reactiva que ha sido ofrecido a la UT no cumple cuando es requerido en tiempo real, el PM responsable deberá pagar los costos asociados para compensar la falla de su aporte.
- 5.2.5. El cargo por servicio de potencia reactiva estará dado en US\$/MVARh, de acuerdo con la energía reactiva requerida fuera de los límites obligatorios establecidos anteriormente. El cargo máximo que la UT pagará por potencia reactiva es de 0.5143 US\$/MVARh, y será confirmado por el transmisor por medio de ofertas anuales de dicho servicio.

ANEXO 12 – NORMAS DE CALIDAD Y SEGURIDAD OPERATIVAS

1. Objetivo.

El presente Anexo tiene por objeto establecer los niveles de desempeño mínimo para la calidad y seguridad del sistema eléctrico de potencia, requeridos tanto en operación normal como en emergencia.

Las normas de calidad y seguridad operativas deben ser coordinadas entre la UT y el EOR de acuerdo a los criterios de calidad, seguridad y desempeño establecidos en la Regulación Regional con los procedimientos, plazos y formas allí establecidas.

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.

2. Regulación de Frecuencia.

- 2.1. La frecuencia nominal de la red de transmisión es de 60.00 Hz.
- 2.2. En condición normal, la UT deberá mantener la frecuencia dentro de un rango entre 60.12 Hz y 59.88 Hz ($\pm 0.2\%$).
- 2.3. En condición de emergencia operativa, la UT deberá mantener la frecuencia dentro de un rango entre 60.60 Hz y 59.40 Hz ($\pm 1\%$).
- 2.4. Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, deberá tomarse en cuenta que la frecuencia de la red podría sobrepasar los 63.00 Hz o caer por debajo de los 57.00 Hz en circunstancias excepcionales.

- 2.5. Toda unidad generadora debe ser capaz de suplir en forma continua la potencia programada por la UT en un rango de frecuencia comprendida entre 59.40 Hz y 60.00 Hz. Cualquier disminución en la potencia entregada estando la frecuencia entre 58.10 y 59.40 Hz, no podrá ser atribuida a la unidad. La UT realizará las correcciones necesarias (protecciones, uso de reserva), en forma automática o manual, para que esta condición sólo se mantenga por un breve tiempo.

3. Regulación de Voltaje.

- 3.1. Los valores nominales de voltaje en el sistema de transmisión son 230 kV y 115 kV. En el caso de que los equipos de transformación pertenezcan al PM Transmisor, los valores nominales de voltaje en el lado de entrega serán 46 kV, 34.5 kV y 23 kV. La UT podrá agregar otros niveles de voltaje si la incorporación de instalaciones adicionales al sistema de transmisión así lo requieran, verificando que no se afecte la operación normal del sistema de transmisión.
- 3.2. En condición normal, la UT deberá mantener el nivel de tensión del sistema de transmisión dentro de un rango entre 95% y 105% del valor nominal.
- 3.3. En condición de emergencia operativa, la UT deberá mantener el nivel de tensión del sistema de transmisión dentro de un rango entre 90% y 110% del valor nominal.
- 3.4. Para propósitos de diseño de equipos y unidades generadoras, deberá tomarse en cuenta que el voltaje de la red podría sobrepasar el 120% ó caer por debajo del 80% del valor nominal.
- 3.5. La potencia reactiva inyectada o absorbida en una unidad generadora operando en estado estable, deberá estar completamente disponible en un rango de variación del voltaje del 5% hacia arriba en el caso de

sobreexcitación del generador o un 5% por debajo en el caso que la unidad está trabajando en condición de subexcitación.

- 3.6. El factor de potencia en cualquier punto de retiro neto, en cualquier intervalo de Mercado, deberá ser igual o mayor a 0.950, atrasado o adelantado.

4. Contenido Armónico.

- 4.1. En condiciones normales, los máximos niveles de distorsión armónica que puede tolerar el sistema de transmisión debido a todas las fuentes de armónicas que se encuentran en la red, estarán regido por la norma IEEE-519. Las componentes máximas de corrientes armónicas como porcentaje de la corriente fundamental son:

Nivel de voltaje superior o igual a 115 KV

Icc/IL	h<=11	11<h<=17	17<h<=23 3	23<h<=35 5	h>35	THD
<20	2.00	1.00	0.75	0.30	0.15	2.5
20-50	3.50	1.75	1.25	0.50	0.25	4.0
50-100	5.00	2.25	2.00	0.75	0.35	6.0
100-1000	6.00	2.75	2.50	1.00	0.50	7.5
>1000	7.50	3.50	3.00	1.25	0.70	10.0

Nivel de voltaje inferior a 115 KV

Icc/IL	h<=11	11<h<=17 7	17<h<=23 3	23<h<=35	h>35	THD
<20	4.00	2.00	1.50	0.60	0.30	5.0
20-50	7.00	3.50	2.50	1.00	0.50	8.0
50-100	10.00	4.50	4.00	1.50	0.70	12.0
100-1000	12.00	5.50	5.00	2.00	1.00	15.0
>1000	15.0	7.00	6.00	2.50	1.40	20.0

Donde:

h: componente armónica de la corriente

lcc: corriente de cortocircuito

IL: corriente de carga

TDH: Distorsión armónica total

4.2. Distorsión máxima de voltaje en el punto de interconexión:

Porcentaje máximo

	< 69 kV	69-138 kV	> 138 kV
Armónico Individual	3.0	1.5	1.0
TDH	5.0	2.5	1.5

Picos no frecuentes y de corta duración pueden permitirse y exceder los límites establecidos para distorsión armónica.

5. Fluctuaciones de Voltaje.

5.1. Las variaciones de voltaje en los puntos de acoplamiento de PM no deberán de exceder el 4% del nivel del voltaje, ante cambios súbitos tanto de carga como de generación.

5.2. La severidad de las variaciones de voltaje de corta duración hasta 0.6 pu y las variaciones de larga duración de 0.8 pu, estarán sujetas a los estudios pertinentes desarrollados para el caso particular.

5.3. Desbalance de Fases

En condición normal, la máxima componente de secuencia negativa del voltaje deberá permanecer por debajo del 1%.

6. Equipos de Protección.

6.1. Los PM deberán instalar los equipos de protección de acuerdo a los requerimientos descritos a continuación, así como a las necesidades de

coordinación que indiquen los estudios que al respecto coordine y realice la UT.

6.2. TIEMPOS MÁXIMOS DE LIBERACIÓN DE FALLAS.

6.2.1. Los tiempos de liberación de fallas de protección primaria no deberán exceder los siguientes límites:

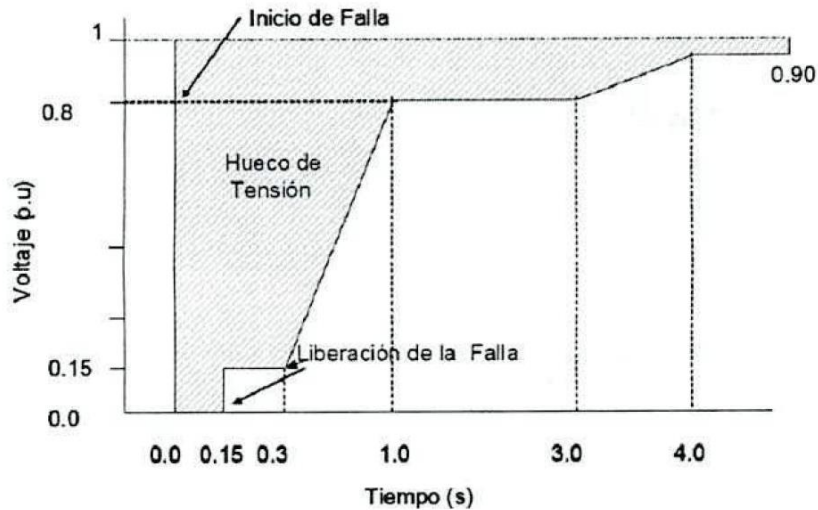
- a) 6 ciclos (100 ms) para unidades generadoras conectadas a 13.8 kV;
- b) 9 ciclos (150 ms) para circuitos de 115 kV y 230 kV si actúan dentro del 80% de distancia para una falla en su propia línea y 23 ciclos (383 ms) si la falla está ubicada en el 20% restante de la misma línea.
- c) 60 ciclos (1 seg.) para circuitos menores a 115 kV, aplicable al dispositivo que protege el 80% del ramal principal directamente conectado al sistema de transmisión

6.2.2. Los tiempos de liberación de fallas por protección de respaldo deberán ser ajustados de acuerdo a los siguientes límites:

- a) Mayor que 60 ciclos (1 seg.) para unidades generadoras.
- b) Menor que 60 ciclos (1 seg.) para los elementos de transmisión de 115 kV y 230 kV
- c) Menor que 60 ciclos para los circuitos menores a 115 kV

6.2.3. Todos los esquemas de protección primarios y de respaldo de todo PM deberán ser adecuadamente coordinados con los esquemas primarios y de respaldo de otros PM. Para unidades generadoras que se conecten a la red donde sólo se tiene un esquema principal de protección, el equipo deberá ajustarse a 400 ms para la liberación de fallas. Este tiempo es requerido para discriminar entre la protección de respaldo de los generadores y la protección de respaldo de la red primaria de transmisión o la de otros PMs que se encuentren cercanos al punto de conexión donde la falla haya ocurrido.

6.2.4. El tiempo de liberación de la falla por protección primaria para unidades generadoras renovables no convencionales deberá responder al menos a la curva adjunta.



6.3. EQUIPAMIENTO MÍNIMO PARA LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN.

6.3.1. Para los circuitos de distribución conectados a la red, los relevadores deberán de ser coordinados adecuadamente en tiempo, con respecto a los reconectores automáticos de las redes secundarias de distribución, con la operación de los seccionalizadores que existan en las principales derivaciones del circuito principal y con los fusibles existentes en la trayectoria de la línea.

6.3.2. Los métodos de coordinación de protección, en cuanto a los tiempos y los márgenes de coordinación adecuados, están sujeto al tipo de equipo existente en la red de transmisión y los equipos de protección de los PMs.

6.3.3. Los estudios de coordinación de las protecciones en los puntos de conexión de la red, serán realizados por los PMs y el PM transmisor, debiendo informar a la UT los ajustes de los equipos.

6.4. AJUSTE DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN.

Cada PM debe ajustar los equipos de protección teniendo en cuenta el punto de interconexión al sistema de transmisión, de las condiciones especiales en dicho sitio, del tipo de carga existente y de cualquier otra condición que imponga restricciones de tolerancia para el soporte de cortocircuitos o contingencias que pongan en peligro la integridad de los equipos conectados.

7. Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia.

- 7.1. Los esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia en la red serán implementados de acuerdo a los requerimientos que determinen los estudios correspondientes elaborados y coordinados por la UT junto con los PMs. El rango de variación que se elija para dicho esquema deberá de ser actualizado dependiendo de las necesidades de la red y de su evolución en el tiempo, debiendo revisarse periódicamente al menos una vez al año, durante los meses de octubre a diciembre.
- 7.2. Estos esquemas serán rotativos de manera de distribuir la carga a desconectar en caso de contingencia entre los diferentes PMs que tengan carga conectada al sistema de transmisión. El esquema de protección se deberá modificar en función de las características de la oferta y la demanda, teniendo en cuenta la estacionalidad hidrológica y la carga conectada a la red.
- 7.3. El rango máximo de variación de la frecuencia en el esquema de desconexión debe considerar 58.10 Hz como valor mínimo.
- 7.4. El ajuste de frecuencia del esquema debe indicar la frecuencia mínima y máxima de actuación y el paso de frecuencia entre las diferentes etapas.
- 7.5. El tiempo de actuación indicará el tiempo en que deberá ejecutarse la apertura del conjunto relevador interruptor

- 7.6. El tiempo de operación comprenderá el tiempo entre la detección del abatimiento de la frecuencia y la apertura del dispositivo de protección.
- 7.7. El esquema de desconexión de carga por baja frecuencia deberá actuar siempre y cuando el voltaje de la barra de referencia se encuentre arriba del 50% del voltaje nominal.
- 7.8. Los PMs Distribuidores y Usuarios Finales conectados al sistema de transmisión deberán presentar a la UT durante el mes de octubre de cada año un listado con su propuesta de la distribución de todas sus cargas en cada una de las etapas del esquema de desconexión de carga por baja frecuencia en orden de prioridad al disparo.
- 7.9. La UT coordinará con los PMs el estudio para determinar el esquema más adecuado para implementar la protección por baja frecuencia, tomando como base la secuencia propuesta por los PMs. El estudio que resulte será discutido con los PM antes de establecer el esquema que se implementará para el año siguiente, el cual será de carácter obligatorio para los PMs.
- 7.10. El esquema establecido podrá ser modificado antes del plazo de un año si la UT determina que hay condiciones que lo requieren.
- 7.11. La desconexión de cualquier carga dentro del esquema no deberá de distorsionar la actuación general del mismo. La probabilidad de falla combinada de los equipos de desconexión deberá ser tal, que la cantidad de carga que no se desconecte durante la actuación del esquema, en ningún momento sea mayor de 5% del total de la carga a desconectar.
- 7.12. La cantidad de carga que será desconectada debido a la actuación del esquema, no deberá reducirse cuando se tengan que efectuar trabajos de mantenimiento preventivos o correctivos, excepto que esto sea debidamente justificado ante la UT.

- 7.13. La UT informará a cada PM el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia, según le corresponda, con la siguiente información:
- a) Magnitud y ubicación de la carga a desconectar
 - b) Frecuencia de inicio de disparo
 - c) Frecuencia final de disparo
 - d) Número de pasos o etapas del esquema
 - e) Características mínimas.
 - f) Velocidad de los interruptores de potencia.

8. Esquema de Desconexión de Carga por Bajo Voltaje.

- 8.1. Los esquemas de desconexión de carga por bajo voltaje en la red serán implementados de acuerdo a los requerimientos que determinen los estudios correspondientes elaborados y coordinados por la UT junto con los PMs. El rango de variación que se elija para dicho esquema deberá de ser actualizado dependiendo de las necesidades de la red y de su evolución en el tiempo, debiendo revisarse periódicamente al menos una vez al año, durante los meses de octubre a diciembre.
- 8.2. Estos esquemas serán rotativos de manera de distribuir la carga a desconectar en caso de contingencia entre los PMs que tengan carga conectada al sistema de transmisión. El esquema de protección se deberá modificar en función de las características de la carga, así como de las fuentes de potencia reactiva.
- 8.3. El rango máximo de variación de esta variable será establecido al 80% del voltaje nominal como valor mínimo.
- 8.4. El ajuste de regulación del voltaje indicará el voltaje mínimo y máximo de actuación del esquema y el paso de regulación del voltaje entre las diferentes etapas.

- 8.5. El tiempo de actuación indicará el tiempo en que deberá ejecutarse la apertura del conjunto relevador interruptor.
- 8.6. El tiempo de operación comprenderá el tiempo entre la detección del abatimiento del voltaje y la apertura del dispositivo de protección.
- 8.7. El esquema de protección por bajo voltaje deberá actuar siempre y cuando la frecuencia de la barra de referencia no disminuya del 99% de la frecuencia nominal, de manera que no existan duplicidades en la actuación de los esquemas que controlen la frecuencia y el voltaje de la red.
- 8.8. Los PMs Distribuidores y Usuarios Finales conectados al sistema de transmisión deberán presentar a la UT durante el mes de octubre de cada año un listado con su propuesta de la distribución de todas sus cargas en cada una de las etapas del esquema de desconexión de carga por bajo voltaje en orden de prioridad al disparo.
- 8.9. La UT coordinará con los PMs el estudio para determinar el esquema más adecuado para la protección por bajo voltaje, tomando como base la secuencia propuesta por los PMs. El estudio que resulte será discutido con los PM antes de establecer el esquema que se implementará para el año siguiente, el cual será de carácter obligatorio para los PM distribuidores y usuarios finales.
- 8.10. El esquema establecido podrá ser modificado antes del plazo de un año, si la UT determina que hay condiciones que lo requieren.
- 8.11. La desconexión de cualquier carga dentro del esquema no deberá de distorsionar la actuación general del mismo. La probabilidad de falla combinada de los equipos de desconexión deberá ser tal, que la cantidad de carga que no se desconecte durante la actuación del esquema, en ningún momento sea mayor del 5% del total de la carga a desconectar.

- 8.12. La cantidad de carga que será desconectada debido a la actuación del esquema, no deberá reducirse cuando se tengan que efectuar trabajos de mantenimiento preventivos o correctivos, excepto que esto sea debidamente justificado ante la UT.
- 8.13. La UT informará a cada PM el esquema de desconexión de carga por bajo voltaje, según le corresponda, con la siguiente información:
- a) Magnitud y ubicación de la carga a desconectar
 - b) Voltaje inicial de disparo
 - c) Voltaje inicial de operación del equipo de compensación de potencia reactiva
 - d) Número de pasos o etapas del esquema
 - e) Características mínimas
 - f) Velocidad de los interruptores de potencia
 - g) Ubicación y ajustes de los equipos de compensación de potencia reactiva.

9. Esquema De Desconexión De Carga Por Elementos Con Sobrecarga.

- 9.1. Los esquemas de desconexión de carga por sobre carga en transformadores de potencia conectados en paralelo ante disparo de uno de ellos, serán implementados de acuerdo a los requerimientos que determinen los estudios correspondientes elaborados y coordinados por lo UT junto con los PMs. El rango de variación que se elija se revisará anualmente y será actualizado en función de las necesidades de la red.

10. Parámetros De Operación Del Sistema.

- 10.1. Inicialmente los parámetros de condición normal que deberá utilizar la UT en la operación de la red de transmisión son los siguientes:

- a) Las variables de voltaje y frecuencia deben estar dentro de los límites normales especificados en el presente Anexo.
- b) Todas las líneas de la red deben estar cargadas debajo del 100% de la capacidad térmica nominal de acuerdo a sus características de diseño.
- c) No existan oscilaciones de potencia arriba del 5% de la capacidad nominal de cada unidad entre los PMs generadores sincronizados a la red.
- d) Todos los transformadores que entregan energía a un PM Distribuidor o un Usuario Final, no estén arriba del 100% de la capacidad nominal máxima del transformador para cualquier condición de demanda.
- e) No existan desbalances de corriente en los puntos de entrega a PMs Distribuidores o Usuarios Finales, arriba del 110% de la fase con mayor corriente con respecto a la fase de menor corriente, medido simultáneamente a través del mismo equipo de medición trifásica.
- f) No existan desbalances de voltajes que excedan el 30% del voltaje nominal de fase, entre las fases de un transformador conectado en delta o estrella no aterrizado, y el 17% entre cada fase y el neutro virtual de transformadores conectados en delta no aterrizado.

11. Confiabilidad Del Sistema De Generación.

- 11.1. En general, la confiabilidad del sistema de generación será evaluado mediante el índice de Probabilidad de Pérdida de Carga y Valor Esperado de Energía No Servida.
- 11.2. La Probabilidad de Pérdida de Carga no excederá 5% semanal o 8.4 horas/semana.

- 11.3. Todos los PMs Generadores deben proporcionar a la UT, la siguiente información para el cálculo de la Probabilidad de Pérdida de Carga:
- a) Tasa de Salida Forzada (%) de cada unidad generadora, calculada para largo plazo, incluyendo los períodos en que la unidad generadora se vuelve indisponible por fallas propias o de los equipos con los cuales se conecta a la red de transmisión.
 - b) Tiempo medio de reparación (días)
 - c) Tasa de Indisponibilidad por Mantenimientos (%) de cada unidad generadora, calculado a largo plazo en que la unidad generadora se vuelve indisponible por mantenimientos programados mayores o menores.
 - d) Tiempo medio de reparación planeada (días/año)
 - e) Programa de mantenimientos mayores de cada una de las unidades generadoras, especificando el período de mantenimiento y el número de días.
- 11.4. La UT calculará la Probabilidad de Pérdida de Carga para cada uno de los meses, para determinar que el Programa Anual de Mantenimiento Mayores no sobrepasa los límites de confiabilidad y para todos los escenarios que la UT defina dependiendo de la información de demanda, previsiones de Inyecciones y Retiros Regionales y generación probable teniendo en cuenta la hidrología histórica disponible.
- 11.5. Para el cálculo de la Probabilidad de Pérdida de Carga se considerará la distribución de probabilidad de la carga pronosticada de una semana típica de cada mes, la probabilidad de salida forzada de cada unidad generadora, la Probabilidad de Pérdida de Carga de los sistemas interconectados y el flujo de potencia promedio de cada mes.

12. Confiabilidad Del Sistema De Transmisión.

- 12.1. En general, la confiabilidad del sistema de transmisión será evaluado mediante un modelo probabilístico para el estudio de confiabilidad global del sistema de generación y transmisión, incorporándole los datos de las capacidades máximas de generación, los límites de tolerancia aceptados para las excursiones del voltaje en todas las barras de tensión, las curvas de carga nodales, las tasas de falla y reparación de componentes de la red.
- 12.2. Con el modelo de confiabilidad se evaluará los modos de falla para situaciones de operación con todos los elementos de la red disponibles (condición N) y con un elemento de transmisión fuera de servicio por mantenimiento programado (condición N-1).
- 12.3. Todo programa de mantenimiento de elementos de red, será evaluado mediante el modelo de confiabilidad siguiendo una lista de contingencias establecida y resolverá en cada caso el flujo de carga resultante, verificando si existen:
 - a) Violaciones a los límites de tolerancia permitidos para las tensiones de red.
 - b) Sobrecargas en las líneas de transmisión y/o transformadores.
 - c) Insuficiencia de la capacidad de generación existente para abastecer la demanda.
 - d) Violación al índice de confiabilidad del sistema de potencia interconectado.
- 12.4. En caso se cumpla alguna de las condiciones anteriores, será causa de reacomodo del programa de mantenimiento de los elementos de red.

13. Programas De Mantenimiento.

- 13.1. Mantenimiento Mayor es el mantenimiento programado de un equipo por un período de tiempo mayor o igual a quince días.
- 13.2. Las solicitudes de Mantenimientos Mayores deberán presentarse a la UT antes del 15 de febrero de cada año.
- 13.3. La UT informará la propuesta de PAMM a los PMs antes del 1 de marzo de cada año.
- 13.4. Los PMs podrán discutir y enviar a la UT sus observaciones al PAMM antes del 15 de marzo de cada año.
- 13.5. La UT informará antes del 1 de abril de cada año el PAMM aprobado para el periodo de la semana 20 del año en curso hasta la semana 19 del año siguiente.

14. Compensaciones Por Fallas En El MRS.

- 14.1. El factor a ser aplicado al precio Monómico con el que se calculan las compensaciones por fallas en el MRS es de doscientos por ciento (200%).

ANEXO 13 – MEDICIÓN COMERCIAL

1. Objeto.

Definir las características del sistema de medición comercial que deberán instalar los PMs para participar en el Mercado Mayorista.

2. Sistema de Medición.

2.1. REQUISITOS

- 2.1.1. Cada PM es responsable de contar con el sistema de medición correspondiente a cada vinculación física con la red de transmisión, o con la red de distribución en el caso de generadores conectados directamente al sistema de distribución, mediante el cual se medirán sus transacciones en el mercado para cada nodo en el que inyecta o retire energía.
- 2.1.2. Para los casos de Enlaces entre áreas de control, el propietario de la línea deberá instalar el sistema de medición comercial en el extremo nacional de la línea.
- 2.1.3. Los medidores de energía serán trifásicos, tetrafilares y de sólo lectura, es decir que las mediciones no podrán ser alteradas.
- 2.1.4. Cada sistema de medición contará por lo menos con:
 - a) Un medidor principal y un medidor de respaldo, de iguales características.
 - b) Los transformadores de corriente y potencial, que podrán ser compartidos o independientes para cada medidor.
 - c) El medio de comunicación con la UT
- 2.1.5. La implementación del sistema de medición estará a cargo del PM responsable del punto de conexión, y será un requisito indispensable para la realización de sus transacciones.

- 2.1.6. Los medidores principal y de respaldo deberán estar conectados en el punto de interconexión al cual inyectan o retiran energía del sistema de transmisión, o con la red de distribución en el caso de generadores conectados directamente al sistema de distribución.
- 2.1.7. Los medidores serán del tipo multifunción de estado sólido, trifásico, tetrafilar, bidireccional, dotado de un módulo de memoria masiva no volátil, de acuerdo a la norma ANSI C12.16, con módulo de comunicación asíncrono (módem) o cualquier otro dispositivo de comunicación que permita la transferencia de información en forma íntegra, módulo de entrada y salida, con alimentación independiente.
- 2.1.8. El porcentaje de error máximo para los transformadores de instrumento, y para los medidores conectados en los secundarios de estos, será la indicada en la tabla siguiente:

EQUIPO	PRECISION
Medidor de estado sólido	0.2
Transformador de corriente	0.3
Transformador de potencial	0.3

En caso de instalar algún equipo adicional al Medidor, Transformador de Corriente y Transformador de Potencial, la precisión requerida para toda la cadena del sistema de medición comercial no debe sobrepasar de 0.8%.

Las precisiones para los equipos de medición están basadas en las normas: ANSI C12.16; ANSI C57.13; o Normas IEC equivalentes.

- 2.1.9. Para cada instalación será obligatorio presentar el cálculo de la carga, en VA, que será conectada a los transformadores de corriente y potencial, asociados a los medidores principal y de respaldo. Con el cálculo se adjuntarán datos garantizados por los fabricantes de los equipos que estarán conectados en la cadena de medición (medidores, graficadores, cables, etc.), no pudiendo en ningún momento sobrepasar

el rango de carga de los transformadores de instrumento especificado en la norma ANSI C57.13, para la exactitud requerida.

- 2.1.10. La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de corriente (TC) y potencial (TP) destinados a la medición comercial, deberá estar comprendida dentro del límite inferior y superior de la exactitud correspondiente, de acuerdo a lo estipulado en la norma ANSI C57.13 o Normas IEC equivalentes.
- 2.1.11. No se deberá sobredimensionar la corriente primaria de los transformadores de corriente con respecto a la carga máxima. La carga conectada deberá ser de al menos 10% de la corriente nominal primaria del transformador, en la relación seleccionada. Para futuros sistemas de medición se utilizarán transformadores de corriente con multirrelación, debiendo poseer la mejor exactitud en el devanado donde se estime que el medidor operara nominalmente.
- 2.1.12. El sistema de medición contará con los elementos necesarios que permitan separar y/o intercalar dispositivos de medida en forma individual con la instalación en servicio, para verificación en el lugar y/o reemplazar sin afectar los elementos restantes.
- 2.1.13. El incumplimiento en las normas y clases de los equipos componentes del sistema de medición comercial será sujeto a sanción.

2.2. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL MEDIDOR.

- 2.2.1. Todos los medidores deberán tener registradores integrados al mismo, que obtendrán y almacenarán los valores a registrar, los que serán periódicamente extraídos en forma remota y/o eventualmente local, por la UT y el PM propietario.
- 2.2.2. Los registradores integrarán los pulsos generados en los medidores de energía, en períodos programables conforme a los requerimientos.
- 2.2.3. El procedimiento normal de lectura de los registradores será remoto mediante la utilización de vínculos de comunicación privada o pública, para lo cual el equipo estará dotado de un módem y módulo de

comunicación vía IP con la inteligencia necesaria para la comunicación, con el grado de protección requerido. Adicionalmente dispondrá de la posibilidad de extracción local.

2.2.4. Como referencia de tiempo, los registradores utilizarán sincronización externa.

2.2.5. La protección de los datos deberá abarcar tanto el almacenamiento como la extracción y transmisión, disponiendo de memoria masiva no volátil o alimentación asegurada, palabra clave y protocolos de transmisión con detección de errores y repetición de bloques de datos defectuosos, respectivamente.

2.2.6. Todo PM propietario de medidores incluidos en el SIMEC, deberá garantizar completa compatibilidad para trabajar con el Sistema de Recolección de medidores utilizado por la UT.

2.2.7. Todo PM propietario de medidores incluidos en el SIMEC deberá garantizar que los medidores cuenten con la carga necesaria en la batería interna que asegure su correcto funcionamiento ante la pérdida de la alimentación independiente.

2.3. CARACTERÍSTICAS DE REGISTRO.

2.3.1. El módulo de registros del medidor multifunción de estado sólido se ajustará a las siguientes características:

- a) El período de integración de pulsos será programable, desde un mínimo de un minuto hasta una hora, en intervalos que contemplen todos los submúltiplos de 60 minutos.
- b) Capacidad de almacenamiento de la información en memoria masiva de 60 días como mínimo, con 10 ó más canales activos y un período de integración fijado por la UT que inicialmente será de 30 minutos.
- c) La asignación de las variables a ser registradas en los canales de los medidores será la siguiente:

Canal	Registro
1	Energía activa inyectada (kwh),
2	Energía reactiva inyectada (kvarh),
3	Energía activa retirada (kwh ret),
4	Energía reactiva retirada (kvarh ret)
5	Voltios hora fase A (Vha)
6	Voltios hora fase B (Vhb),
7	Voltios hora fase C (Vhc)
8	Amperios hora fase A (Aha),
9	Amperios hora fase B (Ahb)
10	Amperios hora fase C (Ahc)

- d) El soporte de almacenamiento de los datos debe garantizar la permanencia y la inalterabilidad de los mismos, ante faltas de alimentación del equipo o acciones externas, con baterías para 30 días de duración como mínimo u otro sistema no volátil.
- e) El equipo deberá permitir una lectura local de los datos, para lo que dispondrá de puertos de acceso (cable óptico, lectoras manuales y conector RS-232), y lectura remota vía IP, para lo que deberá incluir el correspondiente medio de comunicación, con la velocidad y especificaciones proporcionadas por la UT.

3. Responsabilidades de Cada PM.

- 3.1. Cada PM es responsable por el correcto funcionamiento de sus sistemas de medición y por el mantenimiento de la hora del medidor dentro de un rango de dos (± 2) minutos cada mes, cuando falla la sincronización externa. La sincronización externa podrá ser realizada periódicamente por la UT desde su centro de recolección de medidores.
- 3.2. Toda intervención a realizar por un PM sobre componentes de la cadena de medición, que implique cambio o alteraciones de las condiciones de diseño, requerirá la autorización previa de la UT y deberá ser certificada por un Auditor Técnico aprobado por la UT.

- 3.3. Posterior a la intervención, el PM deberá presentar a la UT un informe sobre lo actuado incluyendo toda la información que corresponda. Tal informe deberá ser firmado por el Auditor Técnico. En los casos que el Auditor Técnico no avale lo ejecutado por el PM, la UT ordenará la inmediata inhabilitación del punto de conexión del PM.

4. Habilitación de Equipo de Medición.

- 4.1. Previo a la entrada en servicio de una conexión de un PM, deberá contar con el sistema de medición habilitado.

- 4.2. Tal habilitación será realizada por la UT, para lo cual el PM deberá presentar, con una antelación de 15 días a la fecha de entrada en servicio, una solicitud de habilitación del nodo en el SIMEC, incluyendo el proyecto de la instalación, con el visto bueno de un auditor, conteniendo la información indicada a continuación:

- a) Esquema unifilar de la instalación de potencia mostrando la conexión de los equipos de medición.
- b) Esquema de cableado de los TC, TP, fusibles, medidores, resistencias de carga, etc.
- c) Transformadores de corriente
 - ⊕ Carga a conectarse en el devanado de medición
 - ⊕ Corriente primaria / secundaria [A]
 - ⊕ Clase y potencia de exactitud
 - ⊕ Corriente(s) nominal(es)
 - ⊕ Relaciones de transformación disponibles e implementadas
 - ⊕ Marca, modelo, número de serie
 - ⊕ Protocolos de ensayo de clase.
- d) Transformadores de tensión

- ⊕ Carga a conectarse en el devanado de medición
 - ⊕ Tensión primaria / secundaria [kV.]
 - ⊕ Clase y potencia de exactitud
 - ⊕ Marca, modelo, número de serie
 - ⊕ Protocolos de ensayo de clase.
- e) Medidor de energía principal y de respaldo
- ⊕ Marca, modelo, tipo, número de serie, clase
 - ⊕ Programación adoptada por los medidores incluyendo sus Identificadores (ID)
 - ⊕ Constante del medidor
 - ⊕ Factor de multiplicación por cada canal
 - ⊕ Peso del pulso por cada canal
 - ⊕ Capacidad de almacenamiento.
 - ⊕ Programa para la toma de datos y la configuración para la comunicación remota con el mismo, incluyendo la información para la lectura de cada medidor.
- f) Documentación técnica del fabricante de los equipos, datos garantizados, diagramas dimensionales, esquemas de bornera, etc.
- g) Ensayos de tipo de instrumental tanto para los equipos existentes o si son equipos nuevos; los ensayos de tipo deberán haber sido ejecutados en laboratorios de reconocido prestigio que incluirán al menos lo siguiente:
- ⊕ Prueba dieléctrica
 - ⊕ Marcha de vacío
 - ⊕ Factor de potencia
 - ⊕ Carga alta y carga baja

- ⊕ Influencia de la variación de la corriente
 - ⊕ Influencia por el tiempo de uso
 - ⊕ Influencia por la temperatura
 - ⊕ Influencia por radiofrecuencia, campos magnéticos y campos eléctricos
 - ⊕ Verificación de la constante
- h) Previsiones en materia de interrupciones del servicio debidas a los trabajos de instalación del sistema de medición.
- i) Sistema de Registro y Transmisión de Datos.
- 4.3. Toda la información solicitada en los literales anteriores deberá ser presentada utilizando los formularios que se encuentran en el Apéndice 1 del presente Anexo.
- 4.4. Una vez recibida la solicitud de habilitación del nodo en el SIMEC, y completados los requerimientos definidos anteriormente, la UT configurará el punto de medición en el Sistema de Recolección de Medidores utilizado por la UT, con lo cual se inicia el proceso de Programación de la Auditoria de acuerdo a lo establecido en el Numeral 9 del presente Anexo.

5. Lectura de los Medidores.

5.1. MEDICIÓN REMOTA.

- 5.1.1. La interrogación remota de los medidores será realizada por la UT y por el PM propietario del sistema de medición.
- 5.1.2. Cada PM deberá proporcionar a la UT un juego de programas para llevar a cabo la programación y configuración de procesos automáticos para la lectura remota, el procesamiento de los datos y la emisión de reportes y archivos con los registros almacenados en los medidores. El

formato de deberá ser en texto (ASCII) o en el formato hoja electrónica o base de datos comerciales. Las instrucciones para el manejo de los programas deberán estar en castellano o inglés. Los programas deberán proporcionarse en disco magnético u óptico, compatible para sistemas operativos Windows.

5.2. MEDICIÓN LOCAL.

5.2.1. La UT hará periódicamente rondas de interrogación local para fines de comparación en la precisión de las lecturas remotas, para esto se hará acompañar por un representante del PM propietario del sistema.

5.2.2. En caso de indisponibilidad temporal de alguna medición remota, la medición oficial será realizada localmente por los PMs y enviada a la UT en el formato electrónico.

5.2.3. Para tal procedimiento el PM contará con un máximo de dos días después de finalizar el mes.

6. Pérdida de Registro en Mediciones Comerciales.

6.1. ERROR DE MEDICIÓN.

6.1.1. En caso que, durante una auditoría a los medidores del SIMEC, el valor medido de error supere el error teórico de clase de la medición, dicho medidor deberá ser reemplazado dentro de los 5 días hábiles siguientes a la notificación escrita por parte de la UT al PM propietario.

6.1.2. Si la lectura del medidor con error de medición se utilizó para elaborar el Documento de Transacciones Económicas, se aplicará a la energía facturada un ajuste igual a la valorización del desvío de medición detectado, de acuerdo a lo establecido en el Anexo Administración de los Procesos de Facturación-Liquidación

6.1.3. En tanto el medidor con error de medición no sea reemplazado, se seguirá el procedimiento del numeral 7.1 de este anexo.

6.1.4. No se reconocerán beneficios económicos a las empresas que tengan mediciones con elementos de mejores clases que las requeridas.

6.2. INDISPONIBILIDAD DE LA MEDICIÓN.

6.2.1. En caso de que un medidor principal falle pero no el de respaldo, el equipo fallado deberá ser reemplazado dentro de los 5 días hábiles siguientes a la notificación escrita por parte de la UT al PM propietario.

6.3. FALTA DE VÍNCULO DE COMUNICACIONES.

6.3.1. Cuando la UT no pueda acceder a un sistema de medición durante setenta y dos horas o más, buscará los medios para acceder en forma local a la información, cargando los costos al PM propietario del Medidor.

7. Procedimiento por Falta de Medición.

7.1. Cuando la UT, en sus verificaciones rutinarias y/o auditorias, detecte que el medidor oficial no cumple con la exactitud especificada, se deberá de tomar como oficial la lectura del medidor de respaldo. En caso de que este último no esté disponible o se detecte que no cuenta con la exactitud requerida, se sustituirán las mediciones rechazadas por registros del SAE, de estar disponibles; si no se cuenta con dicho dato se sustituirán por valores históricos del medidor en períodos similares al cual se está sustituyendo, en el caso de PMs que realizan retiros y por lecturas de medición local no comercial, suministrada a la UT, en el caso de PMs generadores, mientras el PM soluciona el problema que originó la falta de medición o la pérdida de exactitud.

7.2. Cuando por cualquier causa la UT no pueda acceder a los medidores principales del SIMEC a través de la lectura remota, adoptará información de las siguientes fuentes, en el orden indicado:

a) Lectura remota del medidor de respaldo;

- b) Lectura local del medidor principal;
 - c) Lectura local del medidor de respaldo;
 - d) Registros del SAE;
 - e) Para los PMs generadores, lecturas de medición local no comercial, suministrada a la UT por los operadores de las unidades o GGP y para los PMs que retiran, registros históricos.
- 7.3. Para la estimación indicativa de transacciones que realiza la UT para cada día, cuando por cualquier causa la UT no pueda acceder a los medidores principales del SIMEC a través de la lectura remota, adoptará información de las siguientes fuentes, en el orden indicado:
- a) Lectura remota del medidor de respaldo;
 - b) Registros del SAE;
 - c) Para los PMs generadores, lecturas de medición local no comercial, suministrada a la UT por los operadores de las unidades o GGP y para los PMs que retiran, registros históricos.
- 7.4. Cuando se utilice como fuente de información la medición de potencia por Intervalo de Mercado recolectada por el SAE, la UT la convertirá a mediciones de energía a partir de la mejor representación que se obtenga del valor medio de la potencia en cada Intervalo de Mercado.
- 7.5. Cuando se utilicen como fuente de información los registros históricos, la UT elegirá un conjunto de datos correspondiente a situaciones operativas análogas a las existentes en el período de ausencia total de otra fuente de información.

8. Validación de las Mediciones.

- 8.1. La UT validará por Período de Mercado todas las mediciones disponibles. Las validaciones serán realizadas entre el Medidor Principal (MP), Medidor de Respaldo (MR) y el SAE.
- 8.2. La validación por Período de Mercado se realizará de acuerdo a los siguientes criterios:
- Las curvas que resulten de cada fuente de información deberán presentar igual tendencia.
 - Los porcentajes máximos de diferencia entre lecturas serán los presentados en el siguiente cuadro, y resultan de considerar el porcentaje de error máximo permitido para los transformadores de instrumento del SIMEC y del SAE y la configuración de conexión en las cadenas de medición:

VALIDACIÓN	MP – MR	MP - SAE	MR – SAE
MP y MR comparten Transformadores de Corriente	0.4%	5%	5%
MP y MR no comparten Transformadores de Corriente	1.0%	5%	5%

- 8.3. La determinación de la medición comercial será realizada de acuerdo a las siguientes tablas:

Cumplimiento de Parámetros de Revisión (Validación con tres lecturas)			de	Revisión
MP - MR	MP - SAE	MR - SAE		Resultado
si	si	si		MP
si	si	no		MP
si	no	si		MP
si	no	no		Revisión tendencia de curvas
no	si	si		MP
no	si	no		MP
no	no	si		MR
no	no	no		Revisión tendencia de curvas

Cumplimiento de Parámetros de Revisión (Validación con dos lecturas)	
MP y MR disponibles	
MP – MR	Resultado
si	MP
no	Revisión tendencia de curvas
MP y SAE disponibles	
MP – SAE	Resultado
si	MP
no	Revisión tendencia de curvas
MR y SAE disponibles	
MR – SAE	Resultado
si	MR
no	Revisión tendencia de curvas

- 8.4. Si como resultado de las validaciones por Período de Mercado se detecta la necesidad de realizar una auditoría, esta será ordenada por la UT y notificada al PM propietario del punto de conexión respectivo.
- 8.5. Una vez la validación de los datos se haya realizado, la UT enviará a los PMs propietarios la consolidación de las lecturas validadas como medición oficial por punto de medición y el reporte de sustituciones realizadas para que sean confirmadas. El formato de envío de confirmación de las lecturas validadas se encuentra en el Apéndice 3
- 8.6. El PM propietario contará con un día hábil para enviar su confirmación a las lecturas validadas.
- 8.7. La confirmación de la medición oficial se realizará cada 15 días, con el objeto de remitir al EOR mediciones definitivas para la determinación de los precios posdespacho del MER.
- 8.8. De no recibirse confirmación a las lecturas validadas o si el PM propietario no está de acuerdo con las lecturas validadas, se realizará la facturación con los datos validados por la UT, pudiendo el PM propietario presentar un reclamo posterior a la facturación de acuerdo al

Anexo Administración de los Procesos de Facturación – Liquidación, numeral 6 Actividad No.9.

9. Procedimientos para Auditorías.

9.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES.

9.1.1. Las Auditorias podrán ser realizadas en los siguientes casos:

- a) A solicitud del PM al incorporar nuevos equipos al SIMEC o al hacer sustituciones de los existentes.
- b) Por instrucción de la UT, indicando las razones que la motivan.

9.1.2. Para la realización de las auditorias de verificación y ensayo, el PM propietario deberá permitir el acceso de los auditores y la realización de las tareas en el sitio sobre el equipamiento de medición (transformador de intensidad, transformador de tensión, medidores, cableado, módem y sistema de comunicación según corresponda).

9.1.3. Cuando sea necesario retirar instrumental para su contraste en laboratorio, el PM propietario deberá reemplazar los elementos a ensayar. Todo instrumento que se retire de la cadena de medición, deberá ser sometido a los ensayos de habilitación.

9.1.4. Toda revisión rutinaria programada del sistema de medición comercial, requerirá la autorización de la UT, debiendo ésta notificarla por escrito al PM.

9.1.5. En caso de mantenimiento correctivo por situaciones de emergencia en el sistema de medición, el PM propietario notificará a la UT por el medio más inmediato. Los informes de las verificaciones de todos los dispositivos deberán ser remitidos a la UT con un máximo de tres días hábiles posteriores a los trabajos realizados.

9.1.6. De detectarse algún tipo de fraude en los equipos o sistemas de medición, se pondrá en conocimiento de Junta Directiva de la UT para los efectos indicados en el Anexo Infracciones y Conflictos, de lo cual se notificará al PM propietario.

9.1.7. La cadena de medición completa, medidores, transformadores y demás elementos del Sistema de Medición Comercial serán sometidos a revisión y pruebas de exactitud por lo menos cada año; los costos de dicha revisión serán cubiertos por el PM propietario del medidor. El auditor autorizado que realice las revisiones y pruebas deberá entregar un informe a la UT y al PM propietario con los resultados de las mismas, a más tardar tres días hábiles posteriores a los trabajos. El procedimiento de pruebas se define en la sección 3.5 del Apéndice 2 del presente Anexo.

9.1.8. El PM propietario del medidor podrá solicitar una revisión del medidor en cualquier momento, cargando con los gastos que ocasione dicha revisión.

9.1.9. La UT podrá solicitar la revisión de un medidor. En caso de detectarse algún error será el PM propietario del medidor quien pague los gastos de dicha revisión, de lo contrario los costos serán cubiertos por cuenta de la UT.

9.1.10. En caso de pérdida de datos en algún período debido a trabajos de configuración, se harán los ajustes de acuerdo al procedimiento establecido en este Anexo.

9.2. AUTORIZACIÓN POR PARTE DE LA UT DE AUDITORES TÉCNICOS.

9.2.1. Toda Auditoría del SIMEC deberá ser realizada por un Auditor Técnico autorizado por la UT.

9.2.2. El listado de Auditores Técnicos autorizados por la UT será publicado en su Sitio WEB.

9.2.3. Las personas naturales o jurídicas que se sometan a la autorización de la UT como Auditores Técnicos, deberán presentar como mínimo los siguientes documentos:

a) Solicitud de Autorización como Auditor Técnico

b) Listado del Personal que realizará las Auditorias, anexando sus hojas de vida que muestren la experiencia en el área

- c) Listado del Equipo de Campo disponible para la realización de las Auditorías, detallando sus especificaciones técnicas
- d) Certificación Vigente del Patrón de Prueba para la verificación de Medidores, incluyendo el reporte de certificación.

9.2.4. La UT revisará la documentación presentada y podrá solicitar información adicional, de ser necesaria.

9.2.5. La UT notificará por escrito la autorización como Auditor Técnico.

9.2.6. Los auditores técnicos autorizados por la UT deberán mantener actualizada la información presentada en el numeral 9.2.3 y/o la renovación para los equipos que la requieran.

9.3. PROGRAMACIÓN DE LA AUDITORÍA.

9.3.1. Cuando la UT solicite la auditoría de un equipo del SIMEC, lo comunicará por escrito al PM correspondiente, con una anticipación de al menos 3 días hábiles de la fecha programada.

9.3.2. Cuando un PM solicite la auditoría de un equipo del SIMEC, lo comunicará por escrito a la UT, con una anticipación de al menos 3 días hábiles de la fecha programada.

9.3.3. El PM deberá notificar a la UT los nombres de un representante titular y un suplente para la auditoría a realizar. El titular o en su defecto el suplente, será el responsable de coordinar con la UT la programación de la auditoría, así como de estar presente en el desarrollo de la misma y firmar el Acta correspondiente.

9.3.4. Una vez acordada la fecha de una auditoría, ésta solamente podrá ser suspendida por una de las partes si existe justificación debidamente motivada, proponiendo nueva fecha para reprogramar la auditoría. De existir costos por la suspensión, estos serán a cuenta de la parte que requirió la suspensión.

9.3.5. El PM responsable del equipo a ser auditado deberá obtener las autorizaciones necesarias para el acceso de sus representantes, los de

la UT y el personal del auditor, así como para efectuar las tareas de auditoría en las instalaciones y equipos asociados al SIMEC

9.4. RESPONSABILIDADES DEL PM PROPIETARIO.

9.4.1. El PM propietario deberá notificar a la UT la nómina de representantes del PM por sitio de medición. Debe designar como mínimo un representante titular y un suplente, los cuales deberán:

- a) Recibir las notificaciones referidas a las tareas de auditoría.
- b) Enviar a la UT, con 3 días hábiles de anticipación de la realización de las tareas, el programa de trabajos de auditoría que impliquen la necesidad de retirar de servicio equipos que componen la cadena de medición. Las tareas deberán realizarse en las fechas mencionadas en el programa, salvo inconvenientes operativos.
- c) Recibir a la UT y/o al auditor, autorizando el acceso y trabajo en las instalaciones.
- d) Responder a solicitudes para los trabajos que requieran una autorización de un tercero debido a que pueden afectar la disponibilidad, confiabilidad y seguridad de sus equipos,
- e) Responder a consultas que haga la UT y/o el auditor.
- f) Permitir el acceso inmediato a la instalación donde se realizará la auditoría, gestionando ante quien corresponda los permisos, licencias, y/o cualquier otro tipo de autorización sobre los equipos que se requieran al efecto. Si el representante del PM para el sitio de medición y/o su suplente no estuvieran presentes al momento de la auditoría, deberán facilitar los medios para que la UT y el auditor pueda realizar su trabajo.
- g) Verificar el cumplimiento de las medidas de seguridad, a fin de garantizar con su presencia que los trabajos a realizar por el auditor no comprometan la seguridad de las personas y/o de las

instalaciones. Si es necesario, demarcará el área de trabajo, fijando los límites físicos de intervención del auditor sobre las instalaciones. En el caso extremo de que no pueda garantizar las condiciones mínimas de seguridad, podrá suspender las tareas y señalar el momento de la reanudación de las mismas. Los sobrecostos derivados de este hecho estarán a su cargo.

- h) Permitir al auditor fotografiar/filmar las instalaciones relacionadas al SIMEC y sus componentes.
- i) Asistir al auditor. Disponer de personal técnico propio para la conexión del instrumental del auditor, o permitir a éste realizarlo, bajo responsabilidad del PM.
- j) Hacer observaciones si corresponde, y firmar el acta.

9.4.2. La ausencia del Representante del PM o de su suplente en el Sitio de Medición, no constituyen justificante alguna para denegar el acceso a las instalaciones ni para invalidar los resultados de la auditoría.

9.5. RESPONSABILIDADES DEL AUDITOR TÉCNICO.

9.5.1. El auditor técnico deberá presentar autorización de la UT, y detallar el instrumental que ingresa a las instalaciones donde se realizará la auditoría

9.5.2. Coordinar con el PM las verificaciones y tareas a desarrollar que no impliquen corte de servicio por lo menos con 3 días hábiles de anticipación.

9.5.3. Hacer observaciones si corresponde, elaborar y firmar el Acta

9.5.4. Elaborar el informe técnico sobre los trabajos, revisiones y pruebas realizadas, y presentar una copia a la UT y al PM propietario a más tardar 3 días hábiles posteriores a la auditoría.

9.5.5. El auditor será responsable frente al PM por los daños directos que por dolo o negligencia sufran los equipos del SIMEC del sitio en proceso de verificación.

9.6. RESPONSABILIDADES DE LA UT.

- 9.6.1. La UT notificará a los Participantes de Mercado la nómina del personal habilitado para realizar las tareas de auditoría.
- 9.6.2. La UT requerirá de los Participantes de Mercado el envío de la nómina de Representantes del PM por sitio de medición.
- 9.6.3. La UT podrá asistir al sitio de auditoría y verificará que se siguen los procedimientos de auditoría que se detallan en el presente Anexo.
- 9.6.4. Hacer observaciones si corresponde, y firmar el acta
- 9.6.5. La ausencia del Representante de la UT o de su suplente en el Sitio de Medición no constituyen justificante alguna para denegar el acceso a las instalaciones, ni para invalidar los resultados de la auditoría.

9.7. EJECUCIÓN DE LA AUDITORÍA.

- 9.7.1. El auditor deberá estar presente en el sitio de la auditoría a la hora indicada en la solicitud aprobada, así como los designados por el PM y la UT, en caso de asistir. Si las instalaciones pertenecen a otro PM, un Representante de éste deberá estar presente para permitir el ingreso de los mencionados anteriormente, manteniendo el derecho de estar presente durante la ejecución de la auditoría si lo desea.
- 9.7.2. Antes de iniciar la auditoría, el auditor deberá presentar al personal del PM y del propietario de las instalaciones, si corresponde, la autorización de la auditoría, el procedimiento a seguir y el detalle del instrumental que ingresa al sitio para realizar la tarea.
- 9.7.3. El personal del PM responsable de los equipos a ser auditados deberá verificar el cumplimiento de las medidas de seguridad, incluyendo las restricciones informadas por el propietario de las instalaciones, a fin de garantizar que los trabajos a realizar por el auditor no comprometan la seguridad de las personas y de las instalaciones. Si es necesario demarcará el área de trabajo, fijando los límites físicos de intervención del auditor sobre las instalaciones. En el caso extremo de que no pueda garantizar las condiciones mínimas de seguridad, podrá suspender las

tareas y señalar el momento de la reanudación de las mismas, a su cuenta y riesgo.

9.7.4. A fin de garantizar la seguridad de las tareas, las conexiones necesarias para el instrumental del auditor serán realizadas por el personal del PM. Alternativamente y bajo su responsabilidad, el PM puede autorizar al personal del auditor a realizar las conexiones.

9.7.5. Las tareas a desarrollar en la Auditoría Técnica se describen en el Apéndice 2 del presente Anexo

9.8. INFORME DEL AUDITOR.

9.8.1. Al final de la auditoría el Auditor elaborará un acta la cual deberá contener un informe de los equipos revisados y su condición, y la configuración almacenada en la memoria de los medidores de energía. También deberá hacer constar cualquier incumplimiento a los requisitos técnicos o alteraciones hechas a los equipos y sus conexiones.

9.8.2. En los casos en que la auditoría refleje problemas en las instalaciones que impidan el correcto funcionamiento de la medición, o cuando la auditoría sea suspendida, el auditor elaborará un acta con las observaciones pertinentes y será firmada por el representante del PM y de la UT presentes en la auditoría.

9.8.3. El representante del PM podrá hacer constar en el acta de la auditoría las observaciones u objeciones que tuviere.

9.8.4. El representante de la UT podrá hacer constar en el acta de la auditoría las observaciones u objeciones que tuviere.

9.9. CAUSALES DE NO HABILITACIÓN DE UN PUNTO DE MEDICIÓN.

9.9.1. Las siguientes son causales por las que no se podrá dar como habilitado un punto de medición:

- a) Falta de Documentación o documentación incompleta relativa a: protocolos de ensayos de transformadores de medición y medidores, planos unifilares y trifilares conformes a obra, cálculos de caídas de

- tensión, de corrección de pérdidas, dimensionamiento del TC en función de la carga, etc.
- b) Falta de Resistencias de carga de circuitos de medición cuando éstas sean necesarias.
 - c) Falta de Carteles indicadores del/los sitio/s y medidor/es.
 - d) Falta de Protección mecánica y contra polución del equipamiento de medición.
 - e) Falta de Sellado de la cadena, incluyendo al menos:
 - ⊕ Caja de conexiones
 - ⊕ Borneras intermedias. Agregar si es necesario tapa de acrílico
 - ⊕ Tapadera principal y de conexiones del medidor oficial y de respaldo
 - ⊕ Bloque de prueba asociados al medidor oficial y de respaldo
 - ⊕ Borneras de transformadores de medición
 - ⊕ Fusibles.
 - f) Imposibilidad de lectura desde la UT aún cuando tenga medio de comunicación instalado.
 - g) Falta de Medición de Respaldo.
 - h) Existencia en el circuito de equipos y cableados no previstos en el proyecto, así como también falta de numeración en el cableado, que impidan el seguimiento correcto del mismo.
 - i) Elección incorrecta de transformadores de medición, debido a clase no adecuada según normativa o transformadores sobredimensionados.
 - j) Error en el cableado y conexión de los elementos de la cadena de medición detectado durante la realización de la auditoría.

k) Error o inconsistencia de cualquier tipo en las instalaciones eléctricas asociadas al punto de medición detectado durante la realización de la Auditoría.

9.9.2. En caso que el Participante de Mercado solicite habilitación y el Auditor al concurrir al sitio observe que la instalación no cumple con lo señalado, se elaborará el acta correspondiente donde se indique los faltantes y se dará plazo para cumplirlo.

10. Procedimiento para Cambios en Equipos del SIMEC.

10.1. Toda modificación, adición o retiro de equipos o instalaciones asociadas con el SIMEC deberá ser reportada previamente por el PM a la UT y contar con su aprobación antes de ejecutarse. Este requerimiento se aplica también a modificaciones de configuración de equipos o cambio de programas de aplicaciones.

10.2. La solicitud de cambio del SIMEC deberá presentarse por escrito a la UT, con por lo menos cinco días hábiles de anticipación a la fecha esperada del cambio. El formato de la solicitud se encuentra en el Apéndice 4 del presente Anexo.

10.3. El PM es el responsable de coordinar todos los permisos y maniobras que sean necesarios para efectuar el cambio. Asimismo, será el responsable durante la ejecución del mismo, así como de las consecuencias adversas de los trabajos, en caso de suscitarse alguna.

10.4. Dentro de los tres días hábiles previos a la fecha del cambio solicitado, la UT deberá notificar al solicitante, por escrito, su aprobación o rechazo de la petición. En este último caso, deberá indicar las razones de su decisión.

10.5. En caso de suspensión del trabajo por causas imputables al solicitante, deberá hacerlo del conocimiento de la UT por escrito. Si desea

reprogramar el trabajo, deberá hacer otra solicitud con la nueva fecha propuesta.

- 10.6. Si el cambio involucra modificación de equipos o instalaciones, al llegar al sitio de trabajo, el solicitante deberá obtener la autorización del encargado de Despacho de la UT para proceder con los trabajos. La UT solamente podrá denegar la ejecución de los trabajos, si existen condiciones que afecten la calidad o seguridad del servicio, debiendo justificar dicha decisión.
- 10.7. Si el cambio involucra retiro de sellos de seguridad, la UT proporcionará nuevos sellos para sustituir los retirados. El formulario para entrega de sellos se encuentra en el Apéndice 5 del presente Anexo.
- 10.8. Una vez terminados los trabajos, el solicitante deberá notificarlo a la UT, indicando claramente las horas de inicio y finalización de los trabajos. Posteriormente, deberá hacer llegar a la UT un informe escrito detallando la ejecución, el período real de trabajo, las modificaciones realizadas, los códigos de los sellos retirados y de los sellos entregados por UT para su sustitución, indicando el lugar en el que fueron colocados y el estado final de los equipos e instalaciones afectadas. El informe deberá ser firmado por el responsable de Operación de la empresa ante la UT.
- 10.9. La UT tendrá la facultad de enviar personal propio o un Auditor Técnico a supervisar el estado final de los equipos e instalaciones del SIMEC afectados, de lo cual elaborará un informe, con la firma del responsable de los trabajos.
- 10.10. Si el PM no está conforme con el reporte del Auditor Técnico o de la UT, podrá hacerlo del conocimiento de la UT, con la respectiva justificación. Si no existe acuerdo entre la Administración de la UT y el PM con respecto al informe de la auditoría, éste podrá solicitar la formación de

un Comité de Conflictos para que resuelva el diferendo conforme el Anexo Infracciones y Conflictos.

11. Registro del SIMEC.

- 11.1. La UT llevará el registro de todos los equipamientos que pertenezcan al SIMEC, así como de las modificaciones que se hagan a los mismos, sus configuraciones o sus programas, así como de los resultados de las auditorias o ensayos que se les hagan. Para tal efecto, la UT podrá solicitar toda la información relacionada con los equipos de medición para su verificación y actualización.
- 11.2. La información estará integrada en una base de datos, la cual podrá ser consultada por cada PM para verificar el registro de sus equipos.

APÉNDICE 1 - FORMULARIOS PARA PRESENTACIÓN DE INFORMACIÓN TÉCNICA DEL SIMEC

EMPRESA:

DATOS TECNICOS
MEDICION MULTIFUNCION: OFICIAL

RESPALDO

Subestación/Interruptor:

1. Datos de placa

Marca :		Voltaje del Sistema	V
Tipo :		Voltaje de Power Supply	
Modelo		No de Elementos	
No de Serie		No de Hilos	
Forma		Frecuencia :	Hz
Clase (CL)		Kh	
Corriente de Prueba (TA)	Amp	Clase de Precisión	

2. Datos de Programación

<p>ID :</p> <p>Configuración: _____</p> <p>Capacidad de Memoria _____</p> <p>Intervalo de Integración _____</p> <p>No de Canales Programados _____</p> <p>No de días de retención de Información _____</p> <p>Corriente de Prueba (TA) _____</p> <p>Multiplicadores de registro:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Energía _____ • Instantáneos (Watt, Var y VA): _____ • Voltios _____ • Amperios _____ 	<p>Peso de Pulso:</p> <p>1. KWh d _____</p> <p>2. KVARh d _____</p> <p>3. KWh r _____</p> <p>4. KVARh r _____</p> <p>5. Vha _____</p> <p>6. Vhb _____</p> <p>7. Vhc _____</p> <p>8. Iha _____</p> <p>9. Ihb _____</p> <p>10. Ihc _____</p> <p>11. _____</p> <p>12. _____</p>
<p>Control de Sellos:</p> <p>Bloque de pruebas: _____</p> <p>Tapa Terminal: _____</p> <p>Dispositivo de Demanda: _____</p> <p>Caja de Conexiones TP: _____</p>	<p>Comunicación:</p> <p>Velocidad: _____</p> <p>No. Telefónico: _____</p> <p>Extensión: _____</p>

Observaciones:

EMPRESA:

DATOS TECNICOS
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Subestación/Interrupor: _____

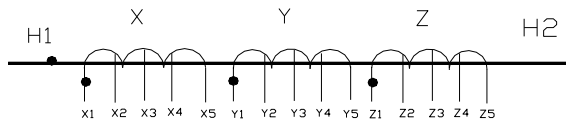
1. Datos de placa

Fabricante :	_____	Año de Fabricación:	_____
Tipo :	_____	Bil :	_____ KV
No. Serie :	A) _____	Voltaje Nominal:	_____ KV
	B) _____	Frecuencia :	_____ Hz
	C) _____	Rating Factor (RF):	_____
Peso Neto	_____ Kgr	I(th)	50 normal relaging KA/s
Tipo Aceite	_____	I(dyn)	50 normal relaging KA

	Devanados			
	Primario	Secundario		
	H1 - H2	X	Y	Z
Corriente: A (MR)*				
Potencia (Burden): VA				
Clase de Exactitud/Relación				
Tipo de Devanado		Medición		

* MR: Multirelación Según Norma ANSI C57.13, otros anotar en observaciones.

2. Diagrama de Devanado



Observaciones:

EMPRESA:.

DATOS TECNICOS
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL:

Subestación/Interrupor:

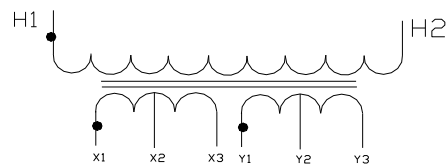
1. Datos de placa

Fabricante :	_____	Año de Fabricación:	_____
Tipo :	_____	Bil :	_____ KV
No. Serie :	A) _____	Voltaje Nominal:	_____ KV
	B) _____	Voltaje Máximo	_____ KV
	C) _____	Frecuencia :	_____ Hz
Peso Aproximado	_____ Kgr	CR:	_____
Tipo Aceite	_____	Carga Máx. Térmica	_____ VA

	Devanados		
	Primario	Secundario	
	H1 - H2	X1-X2, Y1-Y3	X2-X3, Y2-Y3
Voltaje: V			
RTP: (:1)			
Clase de Exactitud/Relación *			
Tipo de Devanado		Medición	Medición/Protección

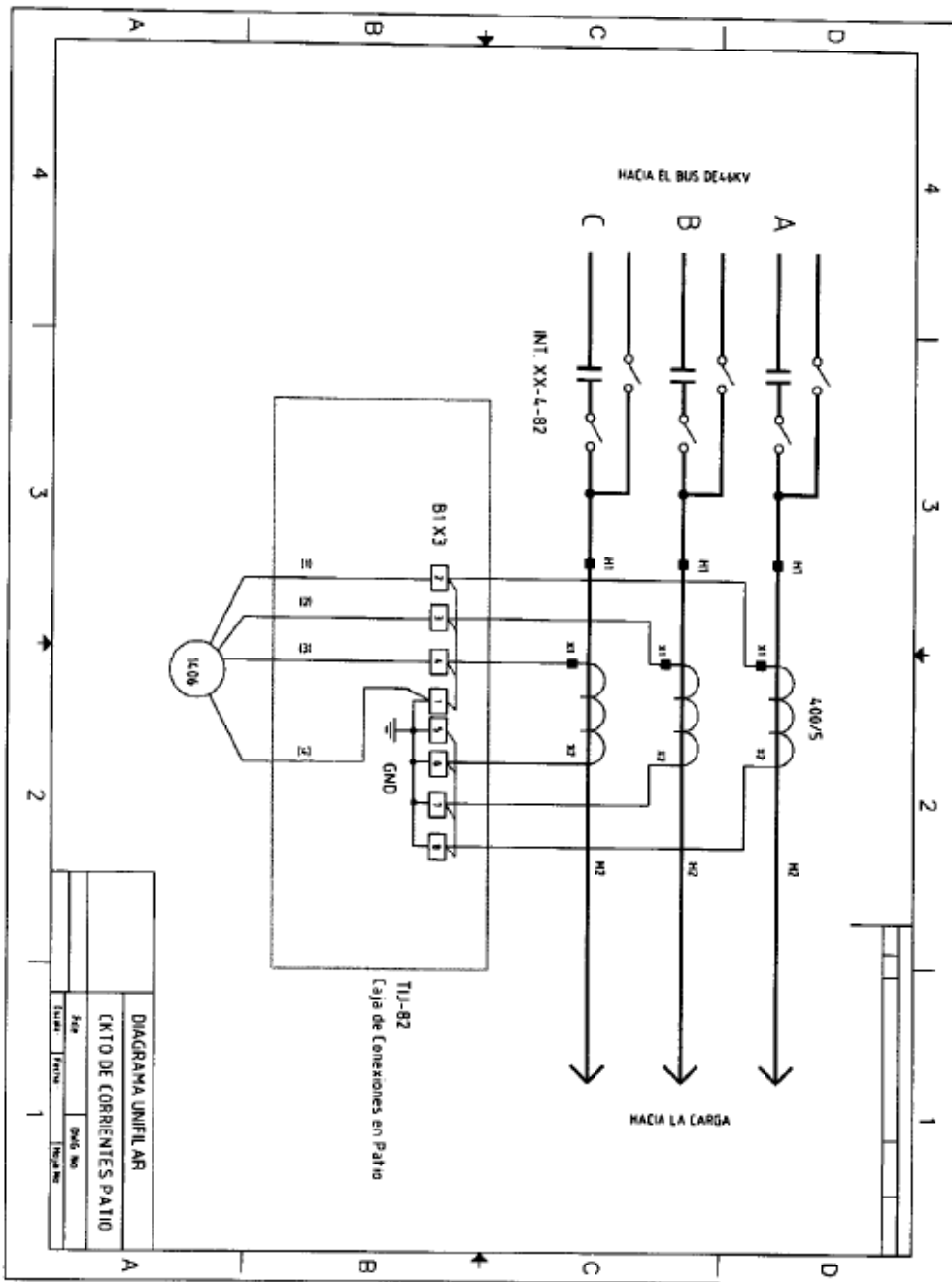
* Según Norma ANSI

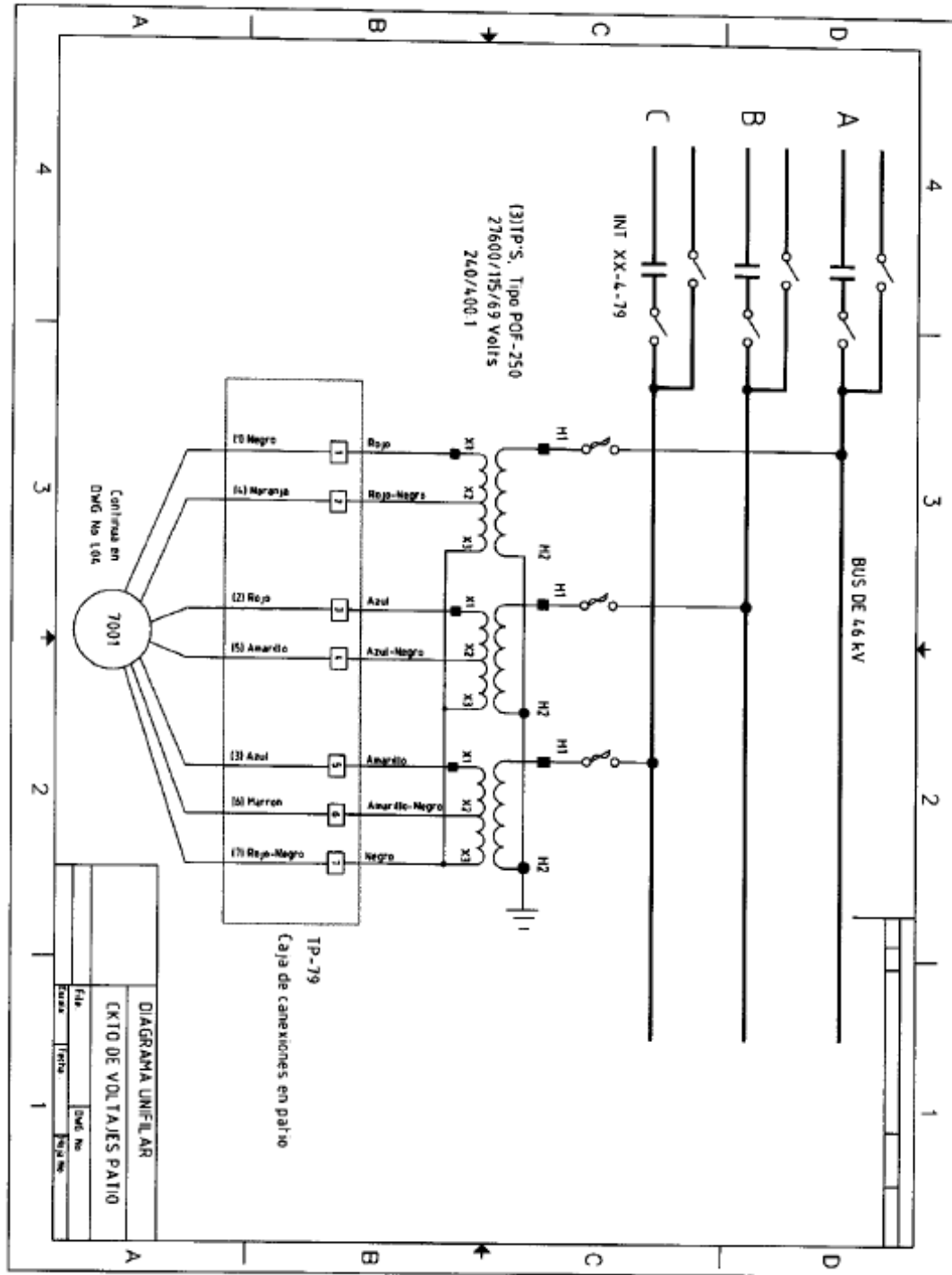
2. Diagrama de Devanado

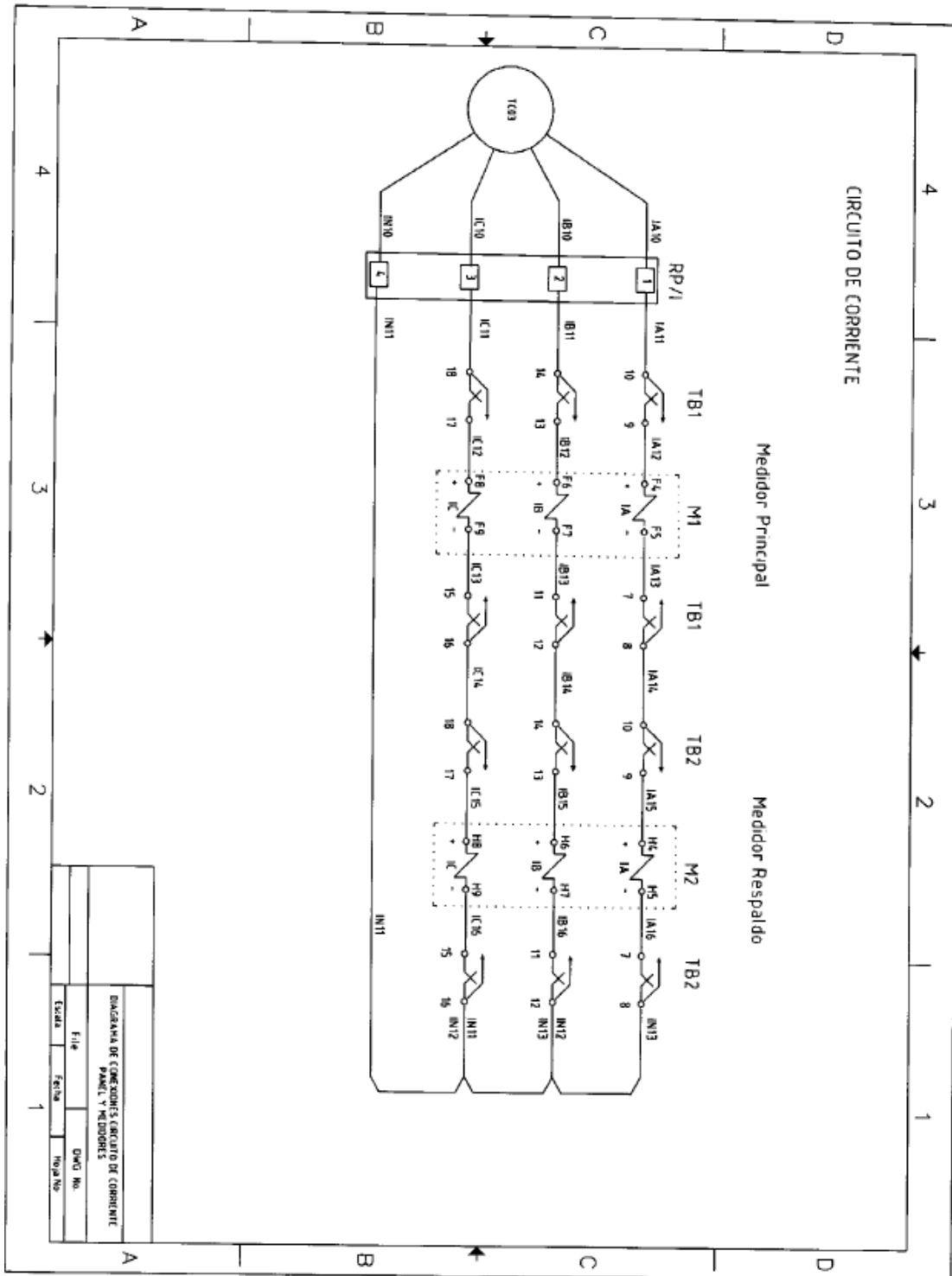


Observaciones:

FORMATO DE DIAGRAMAS A PRESENTAR.







CUADRO RESUMEN PARA VERIFICACIÓN DE INFORMACIÓN RECIBIDA.

Descripción	Datos	Documentación
Participante de Mercado		
Punto de Medición		
MEDIDOR (PRINCIPAL y RESPALDO)		
Marca		
Modelo		
No. de Serie		
Identificación Medidor		
Tipo de Medidor		
Tipo de Servicio		
Identificación de Configuración		
Voltaje		
Rango de Corriente		
Conexión		
Clase		
Constante del Medidor (factor k)		
Factor de Multiplicación (para P,Q,V,I,S)		
Peso del Pulso (para P,Q,V,I,S)		
Capacidad de Memoria		
Capacidad de Almacenamiento (días)		
Fecha de Última reconfiguración		
Responsable		
Fecha de Verificación de exactitud de Reloj		
Canales habilitados		
Frecuencia de Integración de Pulsos		
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE		
Marca		
Modelo		
No. de Serie		
Devanado Utilizado		
Carga conectada		
Corriente Primaria/Secundaria/Nominal		
Clase y Potencia de exactitud		
Relaciones de Transformación		
Protocolos de ensayo de clase		
TRANSFORMADORES DE TENSIÓN		
Marca		
Modelo		
No. de Serie		
Devanado Utilizado		
Carga conectada		
Tensión Primaria/Secundaria		
Clase y Potencia de exactitud		
Protocolos de ensayo y clase		
MEDICIÓN REMOTA		
Identificador		
Tipo de medio		
Número		
Número Alternativo		
Automática/Manual		
No. Licencia Software		

APÉNDICE 2 - TAREAS DE AUDITORÍA.

1. El listado de tareas descritas es el mínimo a ejecutar. El Auditor podrá ampliarlo si lo considera necesario, según normas y estándares aceptados internacionalmente.
2. La cadena de medición a auditar, incluye los siguientes elementos:
 - a) Transformadores de instrumento
 - b) Medidores
 - c) Cableados y Fusibles.
 - d) Borneras de Paso y de Contraste
 - e) Dispositivos Auxiliares (de existir)
 - f) Resistencias de compensación de cargas de los circuitos de medición (de existir)
 - g) Cualquier otro elemento que afecte la cadena de medición
3. TAREAS A DESARROLLAR.
 - 3.1. Verificación visual.
 - 3.1.1. El auditor con la documentación y diagramas de conexión de los equipos proporcionados por el PM, realizará una observación visual de la instalación a fin de detectar diferencias entre esa documentación y el esquema eléctrico real de la instalación, los datos de placa de los componentes de la cadena de medición, la existencia y numeración de sellos de seguridad (marchamos), la existencia y/o recambio de los medidores y demás componentes de la cadena de medición.
 - 3.1.2. Respecto a los transformadores de medición se comparará lo observado en su placa característica con lo indicado en los respectivos protocolos dejando constancia de toda anomalía que se detecte o mencionado que no se ha observado ninguna.

- 3.1.3. Se verificará si la relación de transformación del transformador de corriente es la adecuada a la potencia declarada en la programación estacional, indicando el porcentaje de sobredimensionamiento o sobrecarga correspondiente, para el factor de potencia promedio del sitio, según norma ANSI C57.13.
- 3.1.4. En los casos en que se detecte una sobrecarga en el circuito primario superior al 100 % de la corriente nominal el auditor solicitará la disminución de la carga del circuito.
- 3.1.5. Si se detecta sobredimensionamiento tal que la corriente debida a su potencia máxima sea menor al 10% de la corriente nominal, el auditor solicitará la adecuación de la correspondiente relación de transformación si ésta es posible o el cambio del TC.
- 3.1.6. En el acta debe quedar fijada la fecha de la disminución de la carga y/o de cambio de relación, en caso que esta sea posible. Si hay que sustituir el TC, el Participante de Mercado debe hacerlo en el mínimo plazo acorde con los tiempos de mercado de suministro de transformadores.
- 3.1.7. El auditor verificará los diagramas fasoriales de corrientes y voltajes para detectar errores en el cableado de conexión de los elementos de la cadena de medición o cualquier otro tipo de problema en las instalaciones eléctricas asociadas al punto de medición.
- 3.2. Verificación de las impedancias de los circuitos de corriente.
 - 3.2.1. Se medirán corrientes y tensiones del circuito de corriente trifásico asociado al sistema de medición de corriente.
 - 3.2.2. Las tensiones se medirán en la bornera de la caja de conexiones de los TC, o en la bornera más cercana a los TC, donde no haya riesgo físico para el Auditor, para poder abarcar en la medición a todos los componentes de la cadena.

- 3.2.3. Para calcular el valor total de la impedancia conectada al TC, se deberá evaluar la impedancia del cableado no incluido en la medición, y agregarla al valor medido en el entendido de que las borneras donde el auditor realizará las medidas son utilizadas únicamente por el sistema de medición oficial y de respaldo.
- 3.3. Verificación de las impedancias de los circuitos de tensión.
- 3.3.1. Se medirán corrientes y tensiones de cada una de las tres fases del circuito de medición de tensión.
- 3.3.2. Las tensiones se medirán en la bornera de la caja de conexiones de los TP, o en la bornera más cercana a los TP, donde no haya riesgo físico para el Auditor.
- 3.3.3. Para calcular el valor total de la impedancia conectada al TP, se deberá evaluar la impedancia del cableado no incluido en la medición, y agregarla al valor medido. En el caso de los TP en los cuales el devanado secundario es compartido por el sistema de medición y otros equipos (protecciones, sincronización etc.), deberán medirse todas las salidas correspondientes a ese devanado. Solo si el TP tuviera devanado exclusivo para la medición comercial, se medirá únicamente las salidas de éste.
- 3.4. Verificación de las caídas de tensión de los circuitos de medición de tensión.
- 3.4.1. Si las resistencias de carga están conectadas a los bornes de los TP se procederá de la siguiente forma:
- a) Desconexión de los cables de las tres fases de los bornes de la caja de conexiones del TP o en la bornera más cercana al mismo.
 - b) Cortocircuitado de los bornes de tensión de los últimos medidores de la cadena conectados al circuito en análisis.

- c) Inyección con una fuente trifásica adecuada de una tensión tal que haga circular como máximo 100 mA. por la cadena de medición.
 - d) Medición de la tensión y corriente de cada fase a fin de determinar la impedancia.
 - e) Evaluación de la longitud, sección y material del cableado no medido.
 - f) Con las mediciones anteriores y el valor de corriente descrito en el literal c), determinar la caída de tensión del circuito, y referirla a la tensión nominal.
 - g) De haberlos, verificar caídas parciales en fusibles.
- 3.4.2. Si las resistencias de carga adicionales no están conectadas en bornes del transformador, (y si la distancia no es excesiva que sea impráctico realizarlo) la caída se medirá mediante un voltímetro conectado entre los bornes del transformador o los más cercanos a dichos bornes y los del medidor, con cálculo de las caídas en el cableado no medido y verificando caídas parciales en los fusibles.
- 3.4.3. En caso que la distancia sea excesiva y las resistencias estén instaladas cerca del medidor se evaluarán caídas parciales, y tensión en el medidor con y sin las resistencias conectadas
- 3.4.4. Deberá de tomarse nota de la hora en que se realizó la desconexión y conexión de los cables de las tres fases de los bornes de la caja de conexiones del banco de TP's, con el propósito de informar a UT sobre el periodo en que la medición oficial y/o de respaldo fue interrumpida.
- 3.5. Verificación del funcionamiento de los medidores principal y de respaldo.

3.5.1. Verificaciones utilizando patrones

3.5.1.1. Se realizarán las siguientes verificaciones:

- a. Entregando y recibiendo energía, haciéndose una verificación de la variación del error del medidor con respecto al patrón con los siguientes valores de corriente nominal (I_n) y factor de potencia ($\cos\phi$) inductivo (i) y capacitivo (c):
 - i) $\cos\phi = 1$: 100% I_n ., 10 % I_n .
 - ii) $\cos\phi = 0,5i$ y $0,8c$: 100% I_n , 10 % I_n .
 - iii) $\cos\phi = 1$: 10% de la clase (CI) y a voltaje nominal del medidor.
 - iv) $\cos\phi = 0.5$ y 1 : 100% de la clase (CI) y a voltaje nominal del medidor.
- b. Además se verificará la corriente de arranque y el no funcionamiento del medidor sin carga.

3.5.1.2. Debido a que estas verificaciones implican la pérdida de medición en el caso que el medidor esté bajo carga, se utilizarán las fuentes de medición de acuerdo al numeral 7.2 de este Anexo.

3.5.1.3. Esta información deberá ser enviada a la UT, el siguiente día hábil de la realización de las verificaciones. Representantes de la UT, del PM y el auditor, verificarán esta prueba y se levantará un acta la cual contendrá los periodos de interrupción, así como toda la información requerida para realizar los respectivos ajustes.

3.5.1.4. En caso que los ensayos señalen que el medidor se aleja de los errores admisibles el PM propietario del equipamiento deberá reemplazar el medidor dejándose constancia de lo anterior en el acta respectiva.

3.5.2. Error máximo admisible

- 3.5.2.1. El error de todo el punto de medición deberá ser el mínimo posible, asegurando que cada una de las partes constitutivas de la cadena estén en clase
 - 3.5.2.2. No se deberán superar los límites de clase indicado en las Normas ANSI C12.16 e IEC equivalente existentes para los medidores, corregidos con el error del equipo de verificación
 - 3.5.2.3. Se compararán los resultados con los protocolos originales y de no existir dichos protocolos se tomará como válidos los valores de calibración típicos de fábrica obtenidos de otros protocolos de medidores del mismo tipo a fin de analizar la tendencia del error del medidor y hacer las recomendaciones correspondientes al Participante de Mercado responsable.
 - 3.5.2.4. De contar con las curvas de error de los transformadores, será necesario también evaluar la incidencia de los errores de relación y ángulo para el estado de carga que posea el medidor.
 - 3.5.2.5. Deberá considerarse la temperatura del ensayo a fin de evaluar su incidencia en los errores conforme a lo especificado en las normas ANSI C12.16 e IEC equivalente.
 - 3.5.2.6. El medidor principal y de respaldo deberán tener como máximo un error permisible del 0.2%, en el entendido de que en este valor están incluidos las precisiones individuales de cada uno de los componentes.
- 3.5.3. Verificación de la medición con el medidor de Respaldo
- 3.5.3.1. Una vez realizada la verificación del medidor principal se realizarán las mismas verificaciones en el medidor de respaldo, evitando en la medida de lo posible las verificaciones de ambos medidores en un mismo periodo de mercado.

3.5.4. Verificación del funcionamiento de la Lectura Remota

3.5.4.1. Se deberá probar la funcionalidad integral de la Lectura remota de acuerdo a la modalidad operativa prevista en todos sus aspectos. Para ello deberá realizarse una prueba entre la UT y el Sitio o punto de entrega donde se encuentre localizado el medidor oficial y de respaldo.

3.5.5. Verificación de los Sellos de seguridad en la cadena de medición

3.5.5.1. Al final de la auditoría de habilitación comercial de un nodo del SIMEC, así como al inicio y final de una auditoría en un nodo del SIMEC ya habilitado, se deberán verificar y registrar los códigos de sellos (marchamos) retirados o instalados en los siguientes puntos:

- a) La tapadera principal y de conexiones del medidor oficial y de respaldo.
- b) Bloque de prueba asociados al medidor oficial y de respaldo.
- c) Caja de conexiones
- d) borneras intermedias (agregar si es necesario tapa de acrílico)
- e) borneras de transformadores de medición
- f) Fusibles.

APÉNDICE 3 - CONFIRMACIÓN DE LECTURAS COMERCIALES

Unidad de Transacciones, S.A. de C.V.

Medición Oficial

Período (Fecha Inicio) _____ al _____ (Fecha Fin) _____

PM: _____

Unidad/ Alimentador	Retiro			Inyección		
	Factor K_R	MWh (Medidor)	MWh (K)	Factor K_I	MWh (Medidor)	MWh (K)
Totales						

Mediante esta confirmación declaro conocer y aceptar los valores aquí consignados, así como los ajustes y sustituciones efectuados en la medición de cada una de las unidades y/o alimentadores aquí mencionados para integrar la medición oficial durante el período en cuestión.

Persona Responsable: _____

Lugar y Fecha: _____

Sello

Notas:
 Factor $K_{R/I}$: Factor de Ajuste (numeral 8.3.2 de este Reglamento).
 MWh (Medidor): Lecturas del medidor.
 MWh (K): Medición afectada por el Factor de Ajuste.

APÉNDICE 4.

SOLICITUD DE CAMBIOS EN SIMEC

Fecha de Solicitud: _____

Participante de Mercado: _____

Subestación: _____ Punto de Conexión: _____

Fecha y período de los trabajos: _____

Operadores afectados: _____

Descripción de los trabajos (agregar diagrama, de corresponder)

Responsable del trabajo: _____ Cargo: _____

Solicitante: _____ Cargo: _____

Firma: _____

PARA USO DE LA UT

APROBADO

RECHAZADO

SUSPENDIDO

Observaciones: _____

Nombre: _____ Firma: _____

APÉNDICE 5.

Formulario para la Sustitución de Sellos en Cadenas de Medición Nuevas y Existentes

Fecha de Solicitud: _____

Participante de Mercado Afectado: _____

Subestación: _____ Punto de Conexión: _____

Fecha y período de los trabajos: _____

Compañía que recibe los sellos: _____

Persona que recibe los sellos: _____

Cantidad	No. De Sello	Ubicación en instalación	Fecha de Instalación

Solicitante: _____ Cargo: _____

Firma: _____

PARA USO DE LA UT
Observaciones: _____

Nombre: _____ Firma: _____

ANEXO 14 – ADMINISTRACIÓN DE LOS PROCESOS DE FACTURACIÓN Y LIQUIDACIÓN

1. Objeto.

Definir los procedimientos de facturación y liquidación de las transacciones comerciales realizadas por los PMs.

2. Documento de Transacciones Económicas (DTE).

2.1. Al finalizar cada mes, la UT integrará la información de carácter comercial para cada intervalo de mercado, y determinará para cada PM el resultado neto mensual, en el Documento de Transacciones Económicas que deberá incluir por lo menos, los resultados de su participación en:

- a) El resultado de sus transacciones en el MRS;
- b) El resultado del balance de capacidad firme;
- c) El resultado de su participación en las transacciones por Servicios Auxiliares;
- d) El resultado de su participación en las transacciones por pérdidas;
- e) El resultado de su participación en los cargos por congestión;
- f) El resultado de su participación en las compensaciones y cargos por generación obligada, energía no servida, etc.
- g) El resultado por inyecciones de unidades generadoras o GGP en pruebas.
- h) El resultado de su participación en los Cargos del Sistema, según lo definido en el numeral 3.2.2 del Anexo: Cálculo del Precio en el MRS.
- i) El resultado de la interiorización de las Transacciones Regionales que le asigna el EOR a la UT.

- 2.2. Con la información del numeral anterior, la UT calculará el resultado neto mensual de cada PM como la suma de sus transacciones correspondientes a lo indicado. De este resultado, cada PM podrá ser:
- a) Deudor, si su resultado neto mensual es negativo (monto deudor), o sea, sus ingresos en el mes fueron menores que sus egresos.
 - b) Acreedor, si el resultado neto mensual es positivo (monto acreedor), o sea, sus ingresos fueron mayores que sus egresos.
- 2.3. Adicionalmente, la UT calculará para cada PM, los cargos que cobrará por la operación del sistema de transmisión y la administración del mercado eléctrico mayorista.

3. Cuentas Bancarias.

- 3.1. La UT habilitará cinco cuentas en una institución del sistema financiero para registrar en forma separada cada una de las siguientes operaciones:
- a) Transacciones económicas del mercado.
 - b) Cargos por congestión.
 - c) Cargos de la UT por su función de operación del sistema de transmisión y del mercado mayorista.
 - d) Sanciones aplicadas a los PMs por faltas al Reglamento.
 - e) Transacciones económicas del Mercado Eléctrico Regional asignadas a la UT.
- 3.2. Cada PM deberá tener habilitada su cuenta, la cual podrá ser consultada por la UT para efectos de verificación de fondos.

4. Aspectos Fiscales.

- 4.1. Los comprobantes de cobro y pago los emitirá la UT a nombre de los PMs, de conformidad con el Art. 33 de la Ley General de Electricidad y Artículos 107, 108 y 110 del Código Tributario. En todo caso la UT emitirá documentos fiscales para cobrar los cargos por administración del Mercado Mayorista.

5. Garantía de Pago.

- 5.1. Para su habilitación a operar en el Mercado, un PM deberá integrar una garantía de pago a favor de la UT, que le permita a ésta poder hacerla efectiva en un día. El monto de la garantía se calculará según el detalle siguiente:

- a) Para los PMs que ya operan en el Mercado Mayorista de Electricidad y que por su naturaleza resulten deudores, el promedio mensual de los montos liquidados en los últimos doce meses más el valor máximo facturado en concepto del cargo por la administración del Mercado Mayorista de la UT. Para los PMs que por su naturaleza resulten acreedores, el valor máximo del cargo facturado por la Administración del Mercado Mayorista de la UT más el quince por ciento del monto promedio acreedor en los últimos doce meses. Si se dieran casos en que un PM registre ambas situaciones en los últimos doce meses, acreedor-deudor, se tomará como referencia el valor mayor de ambos cálculos. En todo caso, para los cálculos se tomarán como base los registros, que para tal efecto lleva la UT.

Se entiende por monto liquidado, el valor neto pagado por cada PM en la liquidación mensual correspondiente, el cual resulta de aplicar al monto facturado los descuentos o adiciones que correspondan.

Para la entrada en vigencia del presente Reglamento, se utilizarán las facturas de los últimos seis meses disponibles, más el monto deudor

mensual resultante de los balances de Capacidad Firme Provisoria detallado en el numeral 6.14 de este Reglamento.

- b) Para nuevos PMs que retiren, la UT calculará la cantidad máxima de retiro con base en la capacidad declarada conectada al sistema, y será valorada al precio promedio del MRS del último mes. El monto de la garantía será el 50% de dicho valor, más el monto deudor mensual resultante de los balances de Capacidad Firme Provisoria detallado en el numeral 6.14 de este Reglamento. Este monto se mantendrá vigente hasta cumplidos seis meses de operar en el Mercado Mayorista.
- c) Para nuevos PMs que inyecten, la UT calculará la cantidad máxima de inyección con base en la capacidad declarada conectada al sistema o los excedentes declarados, y será valorada al precio promedio del MRS del último mes. El monto de la garantía será el 25% de dicho valor, más el monto deudor mensual resultante de los balances de Capacidad Firme Provisoria detallado en el numeral 6.14 de este Reglamento. Este monto se mantendrá vigente hasta cumplidos seis meses de operar en el Mercado Mayorista.
- d) Para nuevos PMs comercializadores, el monto de la garantía de pago será equivalente al valor de sus transacciones previstas de compra o venta en el MRS reportadas a la UT, valoradas al precio promedio del MRS del último mes previo a la presentación de la garantía. El PM Comercializador deberá aumentar el monto de la garantía de acuerdo con sus proyecciones de transacciones previas con la UT.

- 5.2. La UT llevará un control diario del monto estimado de las transacciones declaradas y efectuadas por cada PM en los mercados en que participe. En caso de calcularse que el monto estimado de lo acumulado en el mes, incluyendo todos los cargos estimados establecidos en este Reglamento por la UT, asciende hasta el 90% del valor de la garantía de pago, la UT solicitará al PM que aumente el monto de ésta. En caso que el monto de la garantía no sea aumentado, no se admitirán

transacciones adicionales del PM en los mercados que administre la UT hasta que cancele sus obligaciones económicas vigentes con la UT o aumente el monto de la garantía para cubrir sus transacciones previstas.

- 5.3. Si un PM informa por escrito a la UT que asume la responsabilidad por los pagos al Mercado Mayorista de las transacciones de otro PM, deberá integrar la garantía de pago correspondiente a dichas transacciones.
- 5.4. Todos los montos indicados en este numeral para el cálculo de la garantía, deberá incluir el Impuesto a la Transferencia de Bienes y la Prestación de Servicios.
- 5.5. Garantías en el MER a cargo de la UT
 - 5.5.1. La UT deberá disponer en el EOR las garantías de pago que respaldan las ofertas de Retiro esperadas para sustitución de déficit, así como para cubrir los montos esperados de las desviaciones en los Enlaces. Las garantías deberán provenir de los PMs para lo cual la UT aplicará el procedimiento indicado en los siguientes numerales.
 - 5.5.2. Garantías en el MER asociadas a las ofertas de Retiro Regional efectuadas por la UT.
 - 5.5.2.1. La UT estimará, en función de eventos anteriores en que se operó con déficit de generación, el monto mínimo de garantía a constituir para compra de energía en el mercado regional para sustitución de déficit.
 - 5.5.2.2. El monto esperado de las obligaciones económicas derivadas de los Retiros Regionales de energía resultantes de las ofertas al MER efectuadas por la UT para sustitución de déficit, será cubierto mediante garantías contempladas en el Mercado Eléctrico Regional por los PMs que realicen retiros en el Mercado Mayorista. Para el efecto la UT deberá:

- a) Estimar semestralmente, en los meses de mayo y noviembre de cada año, o de acuerdo a los requerimientos del sistema, las cantidades y precios de la energía por déficit a adquirir del MER mediante Retiros Regionales, según la información histórica disponible.
- b) Estimar el monto de garantías a asignar a los PMs, para respaldar los Retiros Regionales.
- c) Determinar la participación de cada uno de los PMs que retiran energía en el Mercado Mayorista. Con estos valores, la UT asignará a los PMs el valor por concepto de monto de garantías, a prorrata de su participación.
- d) Informar a los PMs la asignación de las garantías, con el objeto de que sean consignadas y constituidas a favor del EOR en los plazos establecidos.
- e) Cuando se presenten eventos en los cuales la UT tenga que efectuar compras de energía en el Mercado Eléctrico Regional para sustitución de déficit, deberá revisar la garantía de pago que cubra este tipo de transacciones e informará a los PM por lo menos con una semana de anticipación el monto por el cual deberá ser incrementada la misma. Si por alguna razón el PM no atiende la solicitud de la UT en cuanto al incremento de la garantía se aplicará lo indicado en el Anexo 02 Infracciones y Conflictos, numeral 4.3.5 Faltas muy graves.

5.5.3. Garantías en el MER asociadas a las desviaciones en tiempo real por área de control

5.5.3.1. El monto esperado de las obligaciones económicas derivadas de las desviaciones en tiempo real por áreas de control deberá ser cubierto por los PMs mediante garantías contempladas en el Mercado Eléctrico Regional en proporción de sus inyecciones y retiros. Para el efecto la UT deberá:

- a) Considerar el valor asignado por el EOR por desviaciones en tiempo real por área de control, correspondiente al Monto de Garantías por Desviaciones.

- b) Determinar la participación de cada uno de los PMs en las inyecciones y retiros de energía de acuerdo a los plazos de cálculo establecidos por el EOR. Con estos valores, la UT asignará a los PMs el valor por concepto de garantías por desviaciones en tiempo real por área de control, a prorrata de su participación.
- c) Informar a los PMs la asignación de las garantías, con el objeto de que sean constituidas a favor del EOR.

5.5.4. Manejo de los rendimientos financieros por garantías en efectivo a favor del EOR.

- 5.5.4.1. Los rendimientos financieros generados, en cuentas del EOR, por los depósitos en concepto de garantías efectuados por los PMs para respaldar compras para sustitución de déficit y las desviaciones en tiempo real por área de control, serán distribuidos trimestralmente a prorrata de la participación en el monto total de garantía constituida por cada PM, durante los meses respectivos, con independencia de la fecha del depósito de los mismos.

5.5.5. Responsabilidad por las garantías contempladas en el Mercado Eléctrico Regional a favor del EOR

- 5.5.5.1. La constitución de garantías para sustitución de déficit y desviaciones en tiempo real por área de control es responsabilidad de los PMs.
- 5.5.5.2. En relación con las garantías del numeral anterior, la UT será responsable única y exclusivamente de estimar, recibir y transferir los montos de garantía contempladas en el Mercado Eléctrico Regional a las cuentas del EOR.

6. Actividades para Facturación y Liquidación.

- 6.1. Antes del último día hábil de cada mes, la UT pondrá a disposición de cada PM el calendario de facturación y liquidación del mes siguiente correspondiente a las transacciones nacionales, el cual contendrá la programación de las actividades que se describen en este numeral.

- 6.2. La liquidación de las transacciones regionales será realizada de acuerdo a las fechas establecidas por el EOR con base en la Regulación Regional vigente.
- 6.3. La liquidación del Mercado Mayorista de Electricidad será realizada antes de la liquidación del Mercado Eléctrico Regional, para lo cual, de ser necesario, se ajustarán los plazos de las actividades definidas en el numeral 6.4 de este anexo.
- 6.4. PROCESO DE FACTURACIÓN Y LIQUIDACIÓN.

Actividad No. 1:

INICIO DEL PROCESO DE FACTURACIÓN

Duración: 3 días hábiles

La UT consolidará las mediciones oficiales del mes anterior, provenientes del Sistema de Medición Comercial (SIMEC), en los primeros tres días hábiles del siguiente mes.

La UT remitirá a los PMs las mediciones oficiales por punto de conexión para su verificación, debiendo enviar su confirmación al siguiente día hábil después de enviada la información.

Actividad No. 2:

ELABORACIÓN Y REMISIÓN DEL DTE Y DOCUMENTOS DE COBRO Y PAGO

Duración: el día hábil antes del pago del IVA

La UT elaborará el DTE, con base en las mediciones oficiales y el DTER emitido por el EOR, que contendrá el detalle de la participación de cada PM y lo remitirá de forma electrónica a cada uno de ellos, sin menoscabo de hacerlo adicionalmente en otro medio. Además, deberá remitir en la misma fecha la memoria de cálculo de la diferencia de

precios, según el capítulo sobre la Administración de las Diferencias entre los Precios de la Energía en el MRS y los PE_o.

La UT emitirá los documentos de cobro y pago respaldados en el DTE.

Actividad No. 3:

REVISIÓN DEL DTE Y DIFERENCIAS

Duración: 2 días hábiles

Cada PM dispondrá de dos días hábiles para efectuar la revisión del DTE, debiendo informar en dicho período si tiene observaciones o reclamos. En caso de existir alguno, deberá presentar sus observaciones por escrito, debidamente justificadas.

En caso de ser aceptado el reclamo por la UT, las diferencias serán liquidadas en el DTE del mes próximo en el que se dirimió la disputa.

En caso de existir cambios al DTER emitido por el EOR, la UT deberá considerar dicho ajuste en el DTE del mes próximo.

Actividad No. 4:

DEPÓSITO DE SALDOS DEUDORES

Duración: 4 días hábiles

Cada PM deudor y en la fecha indicada en el calendario de facturación y liquidación deberá tener disponibles los montos deudores completamente liberados a la cuenta recolectora en el banco designado por la UT. Para autorizar dicha operación el participante enviará al Banco una nota de autorización para el traslado de los fondos de acuerdo al formato incluido en el Apéndice A de este Anexo.

Actividad No. 5:

VERIFICACIÓN DE FONDOS DISPONIBLES

Duración: 1 día hábil

Un día antes de realizar las transferencias de fondos, la UT corroborará con el Banco que los fondos están disponibles para transferirse. Una vez verificados los depósitos de cada PM deudor, la UT procederá a elaborar y remitir las instrucciones de transferencia de fondos a las instituciones bancarias para que desde la cuenta de la UT se realicen los pagos a los PMs con saldo acreedor.

Si en la cuenta de un PM deudor no existen los fondos suficientes, la UT hará efectiva la garantía de pago correspondiente, hasta cubrir el monto deudor.

Si existieren circunstancias que impidan hacer una liquidación completa, del monto disponible aportado por los PMs deudores, la UT:

- a) Descontará del monto correspondiente al Cargo de Operación y Administración del Mercado Mayorista,
- b) Descontará el monto correspondiente al Cargo por el Uso del Sistema de Transmisión.
- c) Descontará el monto neto resultante de las desviaciones en tiempo real por área de control asociadas a las transacciones del MER, y los montos de otros cargos asignados a la UT por el EOR,
- d) Distribuirá los montos disponibles proporcionalmente a los saldos acreedores e instruirá al banco los valores a liquidar; lo hará del conocimiento de todos los PMs e informará a la Junta Directiva de la UT.
- e) Aplicará la sanción respectiva.

Actividad No. 6:

LIQUIDACIÓN DE SALDOS

Duración: 1 día hábil

La liquidación para los PMs será realizada por la UT en un día mediante instrucciones a la institución financiera donde están abiertas las cuentas de liquidación. Al final del día, la UT comprobará que en su cuenta se hayan registrado los montos de cargos y abonos correspondientes.

Actividad No. 7:

NOTIFICACIÓN ESTADO DE CUENTAS DIFERENCIAL DE PRECIOS

Duración: 3 días hábiles

A más tardar tres días hábiles posteriores a la fecha de liquidación del Mercado Mayorista, la UT deberá: Notificar el estado de las respectivas cuentas a los participantes del mercado involucrados en el financiamiento del diferencial de precios entre el MRS y PEO.

Actividad No. 8:

AJUSTES AL PROCESO DE FACTURACIÓN

Duración: 30 días calendario

Si existieren reclamos de algún PM después de finalizado el proceso de facturación y liquidación, el reclamante dispondrá de 30 días, contados a partir del día de liquidación para efectuar el reclamo. Los ajustes serán incorporados al DTE del mes siguiente a la fecha de resolución del reclamo. Los reclamos no devengarán intereses de ningún tipo.

Si por efecto de ajuste a la facturación del MER existiesen diferencias, los ajustes necesarios serán incorporados al DTE del mes siguiente a la fecha del cambio.

Actividad No. 9:

AJUSTES DE OFICIO DE UT AL PROCESO DE FACTURACIÓN

Duración: 2 liquidaciones

Si por cualquier motivo UT estableciera, de oficio, que hay necesidad de realizar ajustes en las facturaciones de una o más liquidaciones de uno o más PM, podrá realizarlos cumpliendo con lo establecido a continuación:

- a) Los valores a ajustar serán incluidos en el DTE siguiente a la realización del ajuste.
- b) Dichos ajustes solamente se podrán efectuar, como máximo, para las dos liquidaciones anteriores a la fecha en que la UT notifique los ajustes a los PMs interesados.
- c) Los ajustes serán notificados a los PMs interesados y éstos tendrán el plazo de tres días hábiles, contados a partir de la notificación, para manifestar a la UT su conformidad o no con los ajustes, exponiendo, en este último caso, sus justificaciones.
- d) Transcurrido el plazo antes expuesto sin tener respuesta del PM, se presumirá que está de acuerdo con los ajustes remitidos y la UT continuará con el trámite.
- e) Si las razones de oposición del PM son valederas, se dejarán sin efecto los ajustes a las facturaciones, de lo contrario la Gerencia General de la UT someterá el conflicto a su Junta Directiva, a fin de que se le dé cumplimiento a lo establecido en el Anexo: Infracciones y Conflictos.
- f) Si el o los PMs interesados manifestaran su conformidad con los ajustes a la facturación, si se presume dicha conformidad, o el Comité de Conflictos resolviera su procedencia, la Administración de

la UT podrá realizar los ajustes necesarios, los cuales serán incluidos en el DTE de la siguiente liquidación.

7. Recargo por Mora.

7.1. Las deudas no canceladas de un PM tendrán un recargo por mora, calculado con una tasa de interés equivalente a la tasa de interés promedio ponderada semanal de bancos y financieras en moneda nacional, publicada por el Banco Central de Reserva de El Salvador, más cinco puntos. La mora se calculará a partir del día siguiente a la fecha de la liquidación en la que se incumplió el pago, según la fórmula siguiente:

$$IM = [MM * (TA + 5\%) * TM] / [100 * 365]$$

Donde:

IM = Interés moratorio diario.

MM = Monto en mora.

TA = Tasa de interés promedio ponderada semanal del sistema bancario para préstamos hasta un año plazo, publicado por el Banco Central de Reserva de El Salvador, vigente el día siguiente a la fecha de la liquidación en que se incumplió el pago

TM = Tiempo de mora contado en días a partir del día siguiente a la fecha de la liquidación en que se incumplió el pago

APÉNDICE A - FORMATO DE LA CARTA DE AUTORIZACIÓN PARA LA CONSULTA Y TRANSFERENCIA DE FONDOS

_____ de _____ de _____

[Titulo]
[Nombre Ejecutivo (a)]
Banco [Nombre Banco]
Presente

Con el objeto de cumplir los procedimientos de pago de nuestra empresa por las transacciones efectuadas en el Mercado Mayorista de Electricidad, en esta fecha autorizamos a la Unidad de Transacciones, S.A. de C.V., para que:

Durante el período comprendido entre el _____ de ____ y _____ de _____ del corriente año:

1. Consulte los saldos de nuestra cuenta (Corriente, de ahorro, etc), N° _____ durante los dos días hábiles previos a la fecha de liquidación establecida en el calendario del procedimiento de Facturación y Liquidación que les proporcionará la Unidad de Transacciones;
2. Aplique los abonos provenientes de las actividades el Mercado Mayorista de Electricidad, de existir.
3. Aplique los cargos correspondientes a la misma cuenta con el fin de liquidar los compromisos adquiridos en dicho mercado, de conformidad a los montos establecidos por la Unidad de Transacciones; y
4. En caso de no existir los fondos suficientes en dicha cuenta, solicitar al Banco _____ o Institución financiera, la aplicación de la garantía de pago establecida, constituida por (sobregiro, línea de crédito rotativo, carta de crédito, etc.), a fin de cubrir los cargos respectivos.

Atentamente,

f. _____

Representante Legal

ANEXO 15 - DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD FIRME

1. OBJETO

- 1.1. Establecer los procedimientos de cálculo de la Capacidad Firme y de la Potencia Máxima Inyectable al Sistema, según lo indicado en el Capítulo 6 “Capacidad Firme” del presente reglamento.
- 1.2. Este anexo tiene los siguientes objetivos específicos:
 - a) Presentar el procedimiento específico para determinar la capacidad firme inicial, provisoria y definitiva a ser remunerada a los generadores según la metodología general de cálculo indicada en el capítulo 6 del presente reglamento.
 - b) Determinar los balances de capacidad firme y las transacciones de compra y venta de capacidad en relación con la capacidad comprometida en contratos que resultan entre los Participantes de Mercado (PMs), producto de las diferencias 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 Inyección y/o Retiro firmes Regionales.
 - c) Determinar la potencia máxima inyectable que puede salir intempestivamente de servicio 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.

2. Disponibilidad

2.1. Estadísticas

2.1.1. La disponibilidad de cada unidad generadora o GGP es igual al complemento de la tasa de salida forzada:

$$D_i = (1 - TSF_i)$$

Donde:

D_i : Disponibilidad de la unidad generadora o GGP “ i ” (p.u.).

TSF_i : Tasa de salida forzada de la unidad generadora o GGP “ i ” (p.u.).

La disponibilidad equivalente de una central hidroeléctrica conformada por una o más unidades generadoras se calculará utilizando la estadística individual de cada una de sus unidades, aplicando la siguiente fórmula:

$$D_p = (1 - TSFE_p)$$

Donde:

D_p : Disponibilidad equivalente de la central hidroeléctrica “ p ” (p.u.).

$TSFE_p$: Tasa de salida forzada equivalente de la central hidroeléctrica “ p ” (p.u.).

2.1.2. La Tasa de Salida Forzada se calcula para cada unidad generadora o GGP “ i ” como una relación de horas, del siguiente modo:

$$TSF_i = \frac{(HIMnoP_i + HFE_i + HIFT_i + HIFC_i)}{(HIMnoP_i + HIFT_i + HS_i + HIFC_i)}$$

Donde:

$HIMnoP_i$: Horas de indisponibilidad por mantenimiento no programado en el Programa Anual de Mantenimientos Mayores para la unidad generadora o GGP i .

HS_i : Horas en servicio para la unidad generadora o GGP i entendiéndose éstas como las horas en que se encuentra la unidad sincronizada e inyectando potencia al sistema.

HFE_i : Número de horas de indisponibilidad forzada equivalente para cada unidad generadora o GGP “ i ”, donde $P_{dis} > 0$;

$HIFT_i$: Número de horas de indisponibilidad forzada total, es decir cuando $P_{dis}=0$.

$HIFC_i$: Número de horas de indisponibilidad forzada equivalente por falta de combustible según los mínimos requeridos.

La Tasa de Salida Forzada equivalente de una central hidroeléctrica con una o más unidades generadoras se determinará utilizando la estadística individual de cada una de sus unidades, aplicando la siguiente fórmula:

$$TSFE_p = \frac{\sum_{i=1}^n (HIMnoP_i + HFE_i + HIFT_i) * P_{max_i}}{\sum_{i=1}^n (HIMnoP_i + HIFT_i + HS_i) * P_{max_i}}$$

Donde:

- TSFE_p: Tasa de Salida Forzada equivalente de cada central hidroeléctrica “p”;
- Pmax_i: Potencia máxima neta de cada unidad generadora “i” que pertenece a “p”;
- n: Número de unidades generadoras “i” que pertenecen a “p”.

2.1.3. El término HFE_i , se calcula a partir de los eventos que generan indisponibilidad, incluyendo las causadas por limitaciones de combustible o vapor para las unidades térmicas y geotérmicas, respectivamente. En el caso de las centrales hidroeléctricas no se considera como indisponibilidad las limitaciones de generación por falta de agua en la central.

2.1.4. La expresión para el cálculo del número de horas de indisponibilidad forzada equivalente es la siguiente:

$$HFE_i = \sum_{e=1}^E \left[\frac{(P_{\max_{i,e}} - P_{dis_{i,e}}) \times \Delta t_e}{60 \times P_{\max_{i,e}}} \right]$$

Donde:

$P_{\max_{i,e}}$: Potencia Máxima Neta (MW) de la unidad generadora o GGP “i” durante el evento “e”. En el caso de las unidades hidroeléctricas se debe considerar el nivel del embalse para identificar $P_{\max_{i,e}}$.

$P_{dis_{i,e}}$: Potencia disponible de la unidad generadora o GGP “i” durante el evento “e” (MW).

Δt_e : Duración del evento “e” (minutos).

E: Número total de eventos “e” que llevan a una reducción de potencia máxima para la unidad generadora o GGP “i” en el período considerado.

2.1.5. La base de datos estadística a considerar durante los últimos 5 años se extenderá sólo a los años de operación. Una vez transcurridos los últimos 12 meses, se reemplazan los datos del período de 12 meses más antiguo de la estadística por los del más reciente. Trabajos especiales como repotenciación de unidades o reemplazo y actualización de equipos de unidades generadoras, de conformidad al numeral 17.11 del presente reglamento, no afectarán la tasa de disponibilidad y serán tratados de conformidad a lo indicado en el numeral 6.16 del Capítulo 6 del presente reglamento para el caso de pago de la capacidad firme.

2.1.6. Para unidades generadoras que se incorporen al sistema, la disponibilidad que se aplicará el primer año será definida inicialmente por el propietario. Posteriormente, la disponibilidad se calculará cada año utilizando los datos reales de todo el período en el que dicha máquina ha permanecido en servicio hasta alcanzar la ventana de 5 años definida en el numeral 6.18.4.2 del Capítulo 6 del presente reglamento, momento a partir del cual se aplicará el numeral 2.1.5 del presente anexo.

2.2. Procedimiento para las pruebas de disponibilidad de capacidad firme

2.2.1. La prueba incluirá:

- a) El arranque y sincronización;
- b) El proceso de carga hasta alcanzar plena-carga en función de la rampa de carga propia de la unidad;
- c) Un período de operación a plena-carga igual al máximo entre el Intervalo de Mercado definido en el numeral 2 del Anexo 9 del

presente reglamento y el tiempo mínimo técnico de operación de la unidad de acuerdo con su tecnología;

d) Bajada de carga.

2.2.2. Si la unidad no alcanza su Potencia Máxima Neta en la etapa de carga durante la prueba, ésta se continuará con la potencia máxima que pueda suministrar la máquina en las condiciones que se encuentre.

2.2.3. Si la prueba no resultara exitosa, la indisponibilidad total o parcial de las unidades, en esta etapa de prueba, serán evaluadas tomando en consideración lo previsto en los numerales 6.19.1.1 a 6.19.1.6 del Capítulo 6 del presente reglamento.

3. Capacidad Firme Inicial

3.1. Centrales hidroeléctricas

3.1.1. La hidrología seca se determina mediante la obtención de la menor energía generable, que se ha verificado corresponde a la de menor energía afluente, de cada una de las series históricas de caudales medios semanales asociadas a los ciclos hidrológicos de los últimos cinco años.

3.1.2. Procedimiento para determinar la hidrología seca

3.1.2.1. Para todos los años hidrológicos considerados se calcula la energía afluente correspondiente mediante la siguiente expresión:

$$EA(y) = \sum_{t \in y} \sum_{i=1}^I q(i,t) \times \phi(i)$$

Donde:

$t \in y$: Semanas que pertenecen al año hidrológico “y” (por lo tanto, abarcan el período entre la semana 20 del año calendario “y” hasta la semana 19 del año calendario “y+1”)

$EA(y)$: Energía afluyente del año hidrológico “y” (MWh).

$q(i,t)$: Caudal natural total del período “t” afluyente a la central “i” (m^3/s).

$\phi(i)$: Coeficiente de producción promedio de la central hidroeléctrica “i” ($MWh/m^3/s$) de un total de “I” centrales.

3.1.2.2. Se identifica el año hidrológico “y” con menor energía natural afluyente $EA(y)$ de los últimos 5 años.

3.1.2.3. Cada vez que se incorpore una nueva central hidroeléctrica la UT verificará que la hidrología con menor energía generable corresponde con la de menor energía afluyente de los últimos 5 años.

3.1.3. Determinación de la capacidad firme hidroeléctrica inicial

3.1.3.1. Para la determinación de la capacidad firme inicial de las centrales hidroeléctricas a partir de la energía media semanal, debe encontrarse aquélla que por una o varias restricciones debe ser generada de pasada, es decir a una potencia media constante para todas las horas de la semana, y aquélla que puede ser empuntada, es decir que puede ser despachada en forma óptima durante la semana.

3.1.3.2. Se define la Potencia Máxima Disponible de cada central hidroeléctrica como la Potencia Máxima Neta considerando el embalse lleno multiplicado por la Disponibilidad equivalente de la Central.

$$P_{max}D_i = P_{max_i} \times D_i$$

Donde:

$P_{max}D_i$: Potencia Máxima Disponible de la central hidroeléctrica “i” (MW)

P_{max_i} : Potencia Máxima Neta de la central hidroeléctrica “ i ” (MW), limitada a su potencia máxima neta inyectable al sistema.

D_i : Disponibilidad equivalente de la Central hidroeléctrica “ i ” (p.u.).

3.1.4. Energía media semanal para la condición hidrológica seca

- 3.1.4.1. Se define como centrales con regulación a aquéllas cuyo volumen útil del embalse propio más los volúmenes de los embalses aguas arriba, le permitan generar por lo menos siete días continuos a potencia máxima.
- 3.1.4.2. Para la determinación de la energía media semanal en la condición hidrológica seca, en el Período de cálculo de la capacidad firme se realizará una simulación determinística en etapas semanales con el modelo de programación anual de la operación, comenzando en la semana 20 y finalizando en la semana 19 del año próximo, utilizando las potencias máximas disponibles ($P_{max}D_i$) de cada central hidroeléctrica y los volúmenes iniciales reales de los embalses de la semana 20. De esta simulación se extraerá la energía media semanal en la condición hidrológica seca.
- 3.1.4.3. El procedimiento para realizar la simulación determinística es el siguiente:
 - 3.1.4.3.1. Se utilizará el modelo de programación anual para la configuración del sistema.
 - 3.1.4.3.2. La simulación considerará para el período de la semana 20 del año actual hasta la semana 19 del año próximo los caudales correspondientes a la hidrología seca identificada según el procedimiento establecido en el numeral 3.1.2.
 - 3.1.4.3.3. El estudio deberá realizarse sin restricciones de la red de transmisión y sin considerar volúmenes de alerta en los embalses. De la base de datos más reciente que disponga la UT para la actualización de la

programación anual de la operación, se utilizará únicamente la información detallada a continuación:

- a) Proyección de demanda.
- b) Proyección de precios de combustible.

3.1.4.3.4. Las siguientes características de ejecución del modelo de programación anual deben ser seleccionadas:

- a) Estudio dinámico con cincuenta y dos semanas de duración y empleo de dos años adicionales para evitar disminución artificial de los embalses al final del horizonte estudiado.
- b) Utilización de caudales históricos, considerando como año inicial de hidrología los correspondientes el año seco “y” identificado en el numeral 3.1.2.2 del presente anexo.
- c) Utilización de caudales históricos correspondientes al año calendario en el que comienza el año hidrológico seco “y*” en las semanas que transcurren desde el inicio de la simulación hasta el comienzo del año hidrológico seco “y”.
- d) Cálculo de política determinística.

3.1.4.3.5. Se debe calcular la potencia media despachada de cada generador i en el Período de cálculo de la capacidad firme, con los datos de generación hidroeléctrica que resultan de la ejecución del modelo de programación anual como sigue:

$$P_i = \frac{\sum_{t \in PC} \sum_{k=1}^K g_{i,t,k}}{T_{PC}}$$

Donde:

P_i : Potencia media despachada semanal (MW) para la central hidroeléctrica i durante el Período de cálculo de la capacidad firme.

- $t \in PC$: Conjunto de semanas (índice t) que pertenecen al Período de cálculo de la capacidad firme
- T_{PC} : Duración del Período de cálculo de la capacidad firme (horas)
- i : Índice de las centrales hidroeléctricas
- k : Índice de los bloques de demanda (de un total de K bloques)
- $g_{i,t,k}$: Generación de la central hidroeléctrica i en la semana t , bloque de demanda k (resultado del modelo de la programación anual, en MWh)

3.1.4.4. La energía media semanal para la condición hidrológica más seca de los últimos 5 años será recalculada únicamente si se cumplen las siguientes condiciones

- a) Que una nueva central hidroeléctrica entre en operación para lo cual se deberán determinar valores de energía media semanal para el subperíodo que se genere. El PM dueño de la nueva central deberá suministrar a la UT un estudio que contenga la historia hidrológica asociada a su central y las características técnicas de la planta que se describen en el anexo 3 de este Reglamento; este estudio deberá realizarse considerando la información hidrológica y características de las centrales hidroeléctricas existentes para determinar la energía media semanal para la condición hidrológica más seca y el año con la serie hidrológica más seca de los últimos 5 años. La UT analizará dicho estudio y lo remitirá, junto con sus observaciones y recomendaciones, para aprobación de la Dirección de Energía, Hidrocarburos y Minas con copia a SIGET. Una vez aprobado éste, la UT aplicará los resultados del estudio en el cálculo de la capacidad firme. El criterio para incorporar la nueva serie hidrológica deberá ser tal que

prevenga la pérdida de información hidrológica asociada a las centrales hidroeléctricas existentes.

- b) Que las centrales hidroeléctricas existentes modifiquen su capacidad instalada, para lo cual se deberán determinar valores de energía media semanal para el subperíodo que se genere. El PM dueño de la central deberá suministrar a la UT un estudio que contenga las nuevas características técnicas de la planta que se describen en el anexo 3 de este Reglamento; este estudio deberá realizarse considerando la información hidrológica y características de las centrales hidroeléctricas existentes para determinar la energía media semanal para la condición hidrológica más seca y el año con la serie hidrológica más seca de los últimos 5 años. La UT analizará dicho estudio y lo remitirá, junto con sus observaciones y recomendaciones, para aprobación de la Dirección de Energía, Hidrocarburos y Minas con copia a SIGET. Una vez aprobado éste, la UT aplicará los resultados del estudio en el cálculo de la capacidad firme.
- c) Cada vez que se actualicen las tasas de salida forzada y disponibilidades de las Centrales Hidroeléctricas, la energía media semanal será actualizada.

3.1.5. Colocación de la generación hidroeléctrica en la curva de demanda

- 3.1.5.1. Para las centrales de pasada, la capacidad firme inicial es igual a P_i .
- 3.1.5.2. Para las centrales con capacidad de regulación propia o en una central aguas arriba, es necesario realizar la colocación de esta generación en la curva de demanda.
- 3.1.5.3. La colocación de la generación hidroeléctrica en la curva de demanda tiene como objetivo reducir al máximo la demanda a ser suministrada por otros recursos del sistema (unidades térmicas, de biomasa, etc.). Esto es coherente con el objetivo de minimización de los costos de producción y maximización de la confiabilidad del suministro.
- 3.1.5.4. Se determina la curva de demanda semanal típica del Período de cálculo de la capacidad firme siguiendo el procedimiento establecido

en el numeral 3.1.6 del presente Anexo. El cálculo de la colocación óptima de la potencia hidroeléctrica de cada central con capacidad de regulación “i” en la curva de demanda resulta de resolver el siguiente problema de programación cuadrática:

$$\text{Minimizar } \sum_{h=1}^{168} (DEM_h - P_{i,h})^2$$

$$\text{Sujeto a: } \sum_{h=1}^{168} P_{i,h} = E_i$$

$$0 \leq P_{i,h} \leq P_{max} D_i \quad h = 1, \dots, 168$$

Donde:

DEM_h : Demanda del período horario “h” (MW), con h = 1, ..., 168, correspondiente a la curva de demanda semanal típica del Período de cálculo de la capacidad firme. DEM_h se debe ordenar de mayor demanda (DEM_1 corresponde a la demanda máxima del sistema) hasta la menor demanda (DEM_{168} corresponde a la menor demanda horaria del sistema).

$P_{i,h}$: Potencia despachada por la central “i” en el período horario “h” expresada en MW (variable de decisión).

$P_{max} D_i$: Potencia máxima disponible de la central “i” (MW).

E_i : Promedio de la energía semanal generada por la central “i” (MWh).

3.1.5.5. La colocación de la energía conjunta de todas las centrales hidroeléctricas consiste en resolver el problema anterior a partir de la

creación de una central hidráulica ficticia “i” que acumula las potencias máximas disponibles y energías medias despachadas semanalmente de las centrales individuales “i”.

- 3.1.5.6. La potencia despachada por la central agregada “i” en la hora con demanda máxima (primera hora) es $P_{i^*,1}$. Este valor mide la capacidad firme inicial del conjunto de centrales con capacidad de regulación a ser dividida entre las mismas en proporción a sus potencias despachadas en la hora de máxima demanda $P_{i,1}$, resultantes de la resolución del problema indicado en el numeral 3.1.5.4 del presente anexo para cada central con capacidad de regulación “i”:

$$CFini_i = P_{i^*,1} \times \left(\frac{P_{i,1}}{\sum_i P_{i,1}} \right)$$

$CFini_i$: Capacidad firme inicial de la central hidroeléctrica con capacidad de regulación “i” (MW).

- 3.1.6. Procedimiento para determinación de la curva de demanda semanal típica.

- 3.1.6.1. Con base en los registros del SIMEC se determinan los valores de demanda nacional a nivel de generación (medida como generación total de centrales nacionales menos Inyecciones Regionales más Retiros Regionales) para cada Intervalo de Mercado definido en el numeral 2 del Anexo 9 del presente reglamento para cada semana del último Período de cálculo de capacidad firme operado. En caso de ser el referido Intervalo menor a una hora, se integrarán los valores correspondientes a cada hora operada, obteniéndose así un conjunto de 168 valores de energía horaria para cada semana del Período de cálculo de la capacidad firme referido.
- 3.1.6.2. Los valores horarios obtenidos se normalizarán respecto del valor máximo de energía registrado a nivel horario para cada semana. Se

obtienen así, por cada semana del Período de cálculo de capacidad firme, un conjunto de 168 valores, todos ellos positivos y menores o iguales a la unidad.

- 3.1.6.3. Para cada semana se ordenan los 168 valores normalizados en forma decreciente, obteniéndose así la curva de duración de demanda horaria normalizada correspondiente a cada semana del Período de cálculo de capacidad firme.
- 3.1.6.4. Para cada intervalo horario, se promedian los valores normalizados sobre las semanas del Período de cálculo de capacidad firme, obteniéndose así un conjunto de 168 valores de demanda normalizada decrecientes representativos de la curva de duración de demanda semanal normalizada típica del Período de cálculo de capacidad firme

$$DEM N_h = \frac{\sum_{s=1}^{NS} DEM N_{s,h}}{NS} \quad h = 1, \dots, 168$$

Donde:

$DEM N_{s,h}$: Valor “h” de la curva de duración de demanda normalizada correspondiente a la semana “s” del Período de cálculo de capacidad firme (p.u.).

$DEM N_h$: Valor promedio “h” de la curva de duración de demanda normalizada típica del Período de cálculo de capacidad firme (p.u.).

NS : Número de semanas incluidas en el Período de cálculo de capacidad firme.

3.1.6.5. Se obtienen los valores de demanda a emplear en el cálculo establecido en el numeral 3.1.5.4 del presente Anexo de acuerdo con la siguiente expresión

$$DEM_h = DEMN_h \times (D_{max S}) \quad h = 1, \dots, 168$$

Donde:

DEM_h : Demanda del período horario “h” (MW) correspondiente a la curva de demanda semanal típica del Período de cálculo de capacidad firme.

$DEMN_h$: Valor promedio “h” de la curva de duración de demanda normalizada típica del Período de cálculo de capacidad firme (p.u.).

$D_{max S}$: Demanda Máxima del Sistema en el próximo Período de Control (MW), determinada según se establece en el numeral 6.1 del presente Anexo.

3.2. Centrales térmicas y geotérmicas

3.2.1. La capacidad firme inicial para las centrales térmicas y geotérmicas se define por medio de la siguiente expresión:

$$CFini_i = Pmax_i \times D_i$$

Donde:

$CFini_i$: Capacidad firme inicial de la unidad térmica o geotérmica “i” (MW).

$Pmax_i$: Potencia Máxima Neta de la unidad térmica o geotérmica “i” (MW), limitada a su potencia máxima neta inyectable al sistema.

D_i : Disponibilidad de la unidad térmica o geotérmica “ i ” (p.u.).

3.3. Autoproductores y cogeneradores

3.3.1. Para los efectos del cálculo de la capacidad firme, los excedentes que pueda inyectar un autoproducer o un cogenerador, se representarán como una unidad térmica con una potencia máxima neta igual al excedente máximo de potencia.

3.3.2. La capacidad firme inicial de autoproduceres y cogeneradores es determinada por la Potencia Máxima Neta multiplicada por la tasa de disponibilidad.

$$CFini_i = Pmax_i \times D_i$$

Donde:

$CFini_i$: Capacidad firme inicial del autoproducer o cogenerador i (MW).

$Pmax_i$: Potencia Máxima Neta del autoproducer o cogenerador i (MW), limitada a su potencia máxima neta inyectable al sistema.

D_i : Disponibilidad del autoproducer o cogenerador i (p.u.).

3.3.3. Para garantizar que el autoproducer o cogenerador esté en condiciones de inyectar potencia al sistema, de acuerdo al numeral 6.7.1 del Capítulo 6 del presente reglamento, la Potencia Máxima Neta será considerada como aquélla que resulte de los excedentes de su capacidad instalada en relación con su demanda con probabilidad de excedencia del ochenta por ciento (80%) en el Período de cálculo de capacidad firme. Esta probabilidad de excedencia deberá ser determinada a partir del registro histórico horario de los últimos sesenta

meses de operación o con el período de información disponible, si es inferior a los sesenta meses.

3.3.4. Para el caso de un nuevo autoprodutor o cogenerador que se incorpore al sistema, la Potencia Máxima Neta reconocida será aquel excedente de potencia máxima definido inicialmente por el propietario. Dicho excedente junto con la disponibilidad proyectada deberá ser comunicados a la UT con dos meses de anticipación a la entrada en operación al sistema. Después de transcurridos los primeros doce meses se aplicará la metodología determinada en el numeral 3.3.3 de este Anexo.

3.3.5. Disposición Transitoria

3.3.5.1. Al inicio de la aplicación de este Reglamento, para efectos de determinación de la capacidad firme, todos los autoprodutores o cogeneradores existentes serán catalogados como generadores nuevos, por lo que aplicará para ellos lo dispuesto en el numeral 3.3.4.

3.4. Centrales no convencionales

3.4.1. La capacidad firme inicial de unidades generadoras no convencionales, entre las que se incluyen las tecnologías eólicas, solar (en cualquiera de sus variantes), biomasa y mareomotriz, se determinará con la energía generable en el año de menor disponibilidad del insumo primario de los últimos 5 años.

3.4.2. El propietario de la central no convencional enviará un estudio a la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas con copia a SIGET, para su aprobación, demostrando la potencia promedio anual (generación total, en MWh, dividida por 8,760 horas) correspondiente al año con menor disponibilidad del insumo primario de los últimos 5 años. Este estudio debe basarse en una serie temporal con las mediciones históricas del insumo primario con una duración mínima de tres años. La serie de mediciones del insumo primario deberá ser certificada por una

auditoría independiente. El mismo estudio debe también describir el proceso de conversión del insumo primario en energía eléctrica.

3.4.3. Si en cualquier año de operación comercial la potencia promedio anual de una central no convencional (generación anual, en MWh dividida por 8,760 horas) es inferior al valor de referencia del estudio presentado por su propietario a la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas con copia a SIGET, entonces la capacidad firme será reducida a este valor.

3.4.4. Para el caso de un nuevo generador no convencional que se incorpore al sistema, el propietario enviará un estudio a la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas con copia a SIGET, para su aprobación con la potencia promedio anual estimada (generación total, en MWh, dividida por 8,760 horas) para el año siguiente y la correspondiente disponibilidad del insumo primario. Dicho estudio aprobado deberá ser enviado a la UT con dos meses de anticipación a la entrada en operación al sistema.

3.5. Contratos firmes de Retiros Regionales

3.5.1. La capacidad firme inicial asociada a un contrato firme de Retiro Regional se asigna y representa según lo establecido en los numerales 6.9.1, 6.9.2 y 6.9.3 del capítulo 6 del presente reglamento. La capacidad firme inicial asociada a los contratos firmes de Retiro Regionales se determina con base en las siguientes fórmulas:

$$CFini_i = \text{Min}\{CPunta_i, CMedia_i\}$$

CFini_i: Capacidad Firme Inicial asociada al contrato firme de Retiro Regional “i” (MW).

CPunta_i: Capacidad en punta asociada al contrato firme de Retiro Regional “i” (MW), dado por la siguiente fórmula:

$$CPunta_i = \frac{\sum \text{Contrato}_{i,p}}{\sum p}$$

Contrato_{i,p}: Cantidad de energía contratada para el Intervalo de Mercado “p” asociada al contrato firme de Retiro Regional “i” (MW).

p: Intervalo de Mercado donde se presente la demanda máxima para cada uno de los días entre junio del año en curso o la fecha de inicio del contrato “i”, la más tardía, y mayo del año siguiente o la fecha de terminación del contrato “i”, la más temprana.

CMedia_i: Capacidad media asociada al contrato firme de Retiro Regional “i” (MW), dado por la siguiente fórmula:

$$CMedia_i = \frac{\sum \text{Contrato}_{i,r}}{\sum r}$$

Contrato_{i,r}: Cantidad de energía contratada para el Intervalo de Mercado “r” asociada al contrato firme de Retiro Regional “i” (MW)

r: Intervalos de Mercado comprendidos entre junio del año en curso o la fecha de inicio del contrato “i”, la más tardía, y mayo del año siguiente o la fecha de terminación del contrato “i”, la más temprana.

4. Limitación a la Capacidad Firme Inicial

- 4.1. La limitación a la capacidad firme inicial $CFini_i$, establecida en el numeral 6.10 del Capítulo 6 del presente reglamento, aplica a unidades de generación nacionales y se implementa de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CFini_i \text{ ajustada} = \min \{ CFini_i ; 0.15 \times Dmax S \}$$

Donde:

$Dmax S$: Demanda Máxima del Sistema en el período de control calculada de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.1 del presente anexo (MW).

Para los contratos firmes de Retiro Regional, se aplica:

$$CFini_i \text{ ajustada} = CFini_i$$

5. Capacidad Firme Provisoria

- 5.1. La capacidad firme provisoria de cada central hidroeléctrica o unidad de generación térmica, geotérmica, cogenerador, autoproducer, no convencional o contrato firme de Retiro Regional se calcula de la siguiente manera:

$$CFpro_i = \frac{CFini_i \text{ ajustada}}{\sum_i CFini_i \text{ ajustada}} \times Dmax S$$

Donde:

$CFpro_i$: Capacidad firme provisoria de cada unidad de generación o contrato firme de Retiro Regional i (MW).

CFini_i ajustada: Capacidad firme inicial ajustada de cada unidad de generación o contrato firme de Retiro Regional “*r*” (MW).

DmaxS: Demanda Máxima del Sistema en el Período de Control calculada de acuerdo a lo establecido en el numeral 6.1 del presente anexo (MW).

6. Demanda

- 6.1. La demanda máxima del sistema en el período de control (D_{maxS}) se calcula con base en la proyección de demanda máxima de potencia nacional a nivel de generación durante el próximo período de control, medida como energía prevista por intervalo de mercado definido en el numeral 2 del anexo 9 al presente reglamento, a la que, una vez calculada, se agregarán las potencias máximas durante el período de control comprometidas en contratos firmes de Inyección Regional que cumplan con la condición establecida en el numeral 6.11.3 del capítulo 6 del presente reglamento. La proyección de demanda máxima a que se refiere este numeral, deberá ser consistente con la proyección de demanda de energía que se utilice en la programación anual de la operación correspondiente a la primera semana de abril de cada año.
- 6.2. La demanda máxima real del sistema en el período de control (D_{maxSR}) se calcula con base en la información registrada en el SIMEC, como la demanda máxima de potencia medida como energía por intervalo de mercado definido en el numeral 2 del anexo 9 al presente reglamento; y es igual a la suma de inyecciones de generación más Retiro Regionales menos Inyecciones Regionales, más las potencias máximas registradas durante el período de control comprometidas en contratos firmes de

Inyección Regionales que cumplan con la condición establecida en el numeral 6.11.3 del capítulo 6 del presente reglamento.

6.3. El procedimiento para determinar la Participación Provisoria de cada PM “p” en el requerimiento de capacidad firme es el siguiente:

- a) De la información suministrada por los PMs en los términos establecidos en el numeral 3.2 del Capítulo 3 del presente reglamento, se selecciona la demanda máxima promedio por Intervalo de Mercado definido en el numeral 2 del Anexo 9 del presente reglamento, que prevé retirar cada PM “p” para cada mes “m” durante el próximo Periodo de Control ($DMR_{p,m}$) de la capacidad firme. Se considerarán asimismo las potencias máximas comprometidas en contratos firmes de Inyección Regionales, identificando para los mismos la potencia máxima comprometida por cada PM “p” con este tipo de contratos para cada mes “m” durante el próximo Período de Control, medidas como energía por Intervalo de Mercado definido en el numeral 2 del Anexo 9 del presente reglamento.
- b) Para cada PM “p” se escoge el valor máximo de las demandas máximas mensuales determinadas en el punto anterior, al cual se denomina “Demanda Máxima Mensual Prevista” del PM “p” ($DMmax P_p$).

$$DMmaxP_p = Max \{DMP_{p,m}\}$$

Donde:

$DMP_{p,m}$: Demanda máxima prevista a retirar por cada PM “p”, incluyendo inyecciones asociadas a contratos firmes regionales, en cada mes “m” del período de control determinada según el literal a) del presente numeral.

- c) Se determina la Participación Provisoria de cada PM “p” (PR_p) en el requerimiento DM_{maxP_p} de capacidad firme como la relación entre su Demanda Máxima Mensual Prevista y la sumatoria de las Demandas Máximas Mensuales Previstas de todos los PM “p”, incluyendo contratos firmes de Inyección Regionales en los términos establecidos en el literal a) del presente numeral.

$$PR_p = \frac{DM_{maxP_p}}{\sum_{p=1}^P DM_{maxP_p}}$$

- 6.4. Se determina la Demanda Reconocida Provisoria para cada PM “p” según la siguiente expresión:

$$DR_p = PR_p \times D_{maxS}$$

Donde:

DR_p : Demanda Reconocida Provisoria del PM “p” (MW).

PR_p : Participación Provisoria de cada PM “p” en el requerimiento de capacidad firme.

D_{maxS} : Demanda Máxima del Sistema en el Período de Control (MW).

- 6.4.1. Para el caso de un PM comercializador que utilice redes de un PM intermediario, éste acordará con el PM distribuidor que corresponda 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 y asignada al correspondiente PM comercializador. 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. Los valores acordados entre el PM distribuidor y el comercializador serán informados a la UT en los plazos establecidos en este Anexo.

6.5. El procedimiento para determinar la Participación Definitiva de cada PM “p” en el requerimiento de capacidad firme es el siguiente:

- a) De los registros del SIMEC se selecciona la energía máxima retirada en un Intervalo de Mercado de duración establecida en el numeral 2 del Anexo 9 del presente reglamento, por cada PM “p”, para cada mes “m”, durante el último período de control de la capacidad firme. La potencia horaria máxima retirada por cada PM “p” para cada mes “m” durante el último Período de Control de la capacidad firme se define igual a la energía máxima obtenida del SIMEC para cada PM “p” dividido por la duración del Intervalo de Mercado definido en el numeral 2 del Anexo 9.
- b) Se determinarán las potencias máximas comprometidas en contratos firmes de Inyecciones Regionales, identificando para los mismos la potencia máxima comprometida por cada PM “p” con este tipo de contratos para cada mes “m” durante el último Período de Control medidas como energía por Intervalo de Mercado definido en el numeral 2 del Anexo 9 al presente reglamento.
- c) Para cada PM “p” se escoge la máxima de las demandas máximas mensuales determinadas en el punto anterior, a la cual se denomina Demanda Máxima Mensual Real del PM “p” ($DM_{max} R_p$).

$$DM_{max} R_p = \max_m \{ DMR_{p,m} \}$$

Donde:

$DMR_{p,m}$: Es la Demanda Máxima Mensual Real de cada PM “p” en cada mes “m” determinada según el literal a) del presente numeral

d) Se determina la Participación Definitiva de cada PM “p” (PRD_p) en el requerimiento de capacidad firme como la relación entre su Demanda Máxima Mensual Real y la sumatoria de las Demandas Máximas Mensuales Real” determinadas para todos los PM “p”.

$$PRD_p = \frac{DM \max R_p}{\sum_{p=1}^p DM \max R_p}$$

6.6. La expresión para determinación de la Demanda Reconocida Definitiva para cada PM “p” es la siguiente:

$$DRD_p = PRD_p \times DmaxSR$$

Donde:

DRD_p : Demanda Reconocida Definitiva del PM “p” (MW).

PRD_p : Participación Definitiva de cada PM “p” en el requerimiento de capacidad firme.

$DmaxSR$: Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control (MW).

7. Transacciones de Capacidad Firme Provisoria

7.1. Las transacciones de capacidad firme provisoria se expresan matemáticamente de la siguiente manera:

a) Para inyecciones:

$$TCFI_p = \sum_{k \in p} CFpro_k - \sum_{c \in p} CFC_c - \sum_{cRNC \in p} CFC_{cRNC}$$

b) Para retiros:

$$TCFR_p = \sum_{c \in p} CFC_c + \sum_{cRNC \in p} CFC_{cRNC} - DR_p$$

Donde:

$TCFI_p$: Transacción de Capacidad Firme asociada a inyecciones del PM “p” (MW).

$TCFR_p$: Transacción de Capacidad Firme asociada a retiros del PM “p” (MW)

$CFpro_k$: Capacidad Firme Provisoria asignada a la central hidroeléctrica, unidad generadora térmica, geotérmica, cogenerador, autoproducer, no convencional o contrato firme de Retiro Regional “k” cuyo titular es el PM “p” (MW).

CFC_c : Capacidad firme contratada del PM “p” mediante el Contrato de Libre Concurrencia “c” (MW).

CFC_{cRNC} : Capacidad Firme Contratada del PM "p" mediante Contrato de Libre Concurrencia Respaldado con Recursos Renovables No Convencionales "cRNC" (MW), al cual se le asignará una Capacidad Firme Contratada de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3 del presente Anexo.

DR_p : Demanda Reconocida Provisoria del PM “p” (MW).

- 7.2. En todos los casos, las transacciones de capacidad firme resultantes serán valorizadas al “cargo por capacidad” vigente establecido por la SIGET.
- 7.3. Los "Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no Convencionales" no tienen compromiso comercial de suministro ni pago de capacidad firme; no obstante lo anterior, a efectos únicamente de los cálculos de las transacciones de capacidad firme, se les asignará a cada uno de ellos una "Capacidad Firme Contratada" de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CFC_{cRNC} = \sum_{k \in q} CF_{proRNC_k} \times \% Participación_{cRNC}$$

Donde:

CFC_{cRNC} : Capacidad Firme Contratada asignada al Contrato de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no Convencionales "cRNC" que está respaldado por el grupo de unidades generadoras renovables no Convencionales "q" (MW).

CF_{proRNC_k} : Capacidad Firme Provisoria de cada unidad generadora "k" que forma parte del grupo de unidades generadoras renovables no convencionales "q" (MW).

$\% Participación_{cRNC}$: Porcentaje de participación de cada contrato "cRNC" que está respaldado por el grupo de unidades generadoras renovables no convencionales "q" (%). El porcentaje de participación es el mismo al que se hace referencia en el numeral 4.3.5 del Capítulo 04

"Mercado de Contratos" y que deberá estar especificado en cada contrato "c" de tal manera que la suma de los porcentajes de participación de todos los contratos respaldados por el grupo de unidades generadoras "q" tiene que ser igual al ciento por ciento (100%).

8. Transacciones de Capacidad Firme Definitiva

8.1. Una vez finalizado el período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso, se determinarán las transacciones de capacidad firme definitiva, las cuales deben determinarse según el siguiente procedimiento:

- a) Antes de iniciar los cálculos se actualizan las estadísticas de disponibilidad para todos los tipos de generadores para ser incorporadas como parte de la estadística de disponibilidad de los últimos doce meses.
- b) Con los datos indicados en la letra a) precedente se actualizan las tasas de salida forzada tal como lo define el numeral 6.18.1.1 del Capítulo 6 del presente reglamento.
- c) Para los contratos firmes de Retiro Regional se consideran las energías realmente asignadas a dichos contratos según la información publicada por el EOR en el despacho de dichos contratos.
- d) Los datos de demanda reales a utilizar para el cálculo de la capacidad firme definitiva serán los registrados por el SIMEC, los cuales deberán estar disponibles a más tardar el segundo día hábil de la semana 20.
- e) Utilizando los datos de demanda reales registrados por el SIMEC en el período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso y

los datos de demanda máxima real. acordada e informada por los comercializadores y el respectivo distribuidor, la que será provista por ambos a más tardar el quinto día hábil de junio, se calcula la Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control ($D_{max SR}$) siguiendo el procedimiento establecido en el numeral 6.2 del presente anexo. Posteriormente se determinan los valores de demanda reconocida definitiva para cada PM aplicando los procedimientos definidos en los numerales 6.5 y 6.6 del presente anexo.

- f) La $D_{max SR}$ calculada será asimismo usada para determinar la capacidad firme definitiva de las centrales hidroeléctricas, unidades térmicas, geotérmicas, auto-productores, cogeneradores, unidades no convencionales o contratos firmes de Retiro Regional autorizados por SIGET. Para ello, a partir de la actualización de las tasas de indisponibilidad y las energía realmente asignadas por el EOR a los contratos firmes de Retiro Regional, se calculan los valores de Capacidad Firme Inicial Real ($CFiniR_i$) utilizando el mismo procedimiento definido en el numeral 3 del presente anexo (a excepción de lo establecido en el literal “g”), respecto a las centrales hidroeléctricas), aplicando las mismas limitaciones a los valores de capacidad indicadas en ese numeral y en el numeral 4.1 del presente anexo, y empleando para ello la Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control ($D_{max SR}$), obteniendo así los valores de Capacidad Firme Inicial Real ajustada ($CFiniR_i$ ajustada). Los valores de Capacidad firme definitiva ($CFdef_i$) se calculan de la siguiente manera:

$$CFdef_i = \frac{CFiniR_i \text{ ajustada}}{\sum_i CFiniR_i \text{ ajustada}} \times D_{max SR}$$

Donde:

CFdef_i: Capacidad Firme Definitiva de cada central hidroeléctrica, unidades térmicas, geotérmicas, cogeneradores, auto-productores, unidades no convencionales o contratos firmes de Retiro Regional “i” (MW).

CFiniR_i ajustada: Capacidad Firme Inicial Real ajustada de cada central hidroeléctrica, unidades térmicas, geotérmicas, cogeneradores, auto-productores, unidades no convencionales o contratos firmes de Retiro Regional “i” (MW), incorporando la estadística de disponibilidad de los últimos doce meses recién transcurridos, que reemplazarán los datos del período de doce meses más antiguo que se utilizó para el cálculo provisional, las estadísticas no aplican para los contratos firmes de Retiro Regional para los cuales se consideran las energías realmente asignadas por el EOR a los contratos firmes de Retiro Regional.

DmaxSR: Demanda Máxima Real del Sistema en el Período de Control (MW).

- g) La capacidad firme definitiva de las centrales hidroeléctrica será calculada con el valor de energía media semanal real que fue registrada en el período de cálculo de la capacidad firme.
- h) Usando el mismo procedimiento definido en el numeral 7 del presente anexo, para los balances de las transacciones de

capacidad firme provisoria, se realizarán los balances de transacciones de capacidad firme definitiva para subperíodos en los cuales se produjeron cambios en los contratos o incorporaciones y/o retiros de centrales hidroeléctricas, unidades térmicas, geotérmicas, cogeneradores, auto-productores, unidades generadoras renovables no convencionales o contratos firmes de Retiro Regional. La Capacidad Firme Contratada asignada a los "Contratos de Libre Concurrencia respaldados con Recursos Renovables no Convencionales" se determinará con base en la capacidad firme definitiva de las unidades generadoras renovables no convencionales que los respaldan.

- i) En todos los casos, las transacciones de capacidad firme definitivas resultantes serán valorizadas al cargo por capacidad vigente establecido por SIGET.

8.2. Determinada la capacidad firme definitiva para cada subperíodo, debe realizarse una comparación con los montos pagados, a título de capacidad firme provisoria efectuados a lo largo del período anual de junio del año anterior a mayo del año en curso. El monto acumulado de las diferencias que surjan se liquidará con el documento de transacciones económicas (DTE) del mes de junio.

9. Plazos para el Cálculo de la Capacidad Firme

9.1. Los plazos para el desarrollo de las actividades asociadas al cálculo de la Capacidad Firme y Demanda Reconocida son los siguientes:

9.1.1. A efectos del cálculo de la Demanda Reconocida Provisoria, a más tardar el quinto día hábil del mes de junio, los PMs comercializadores y distribuidores informarán a la SIGET y a la UT sobre la demanda máxima que será usada para el cálculo de la demanda reconocida

provisoria de cada PM comercializador y que corresponda a sus retiros en las redes de cada PM distribuidor.

- 9.1.2. Si una central o unidad de generación 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, empieza a regir en una fecha al interior del período anual de junio del año en curso a mayo del año siguiente el PM responsable por la central deberá comunicar esta entrada en operación o modificación de capacidad instalada a la UT a más tardar con dos meses de anticipación a la fecha de entrada o modificación. La UT procesará la información previa verificación del cambio en la capacidad instalada y creará un subperíodo para el recálculo de la capacidad firme, de acuerdo con lo establecido en los numerales 6.16.1 y 6.16.2 del Capítulo 6 “Capacidad Firme” del presente reglamento e informará los nuevos valores de capacidad firme a los PMs y la SIGET.
- 9.1.3. 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, deberá comunicar esta entrada en operación a la UT con la proyección de demanda máxima mensual a más tardar con dos meses de anticipación. La UT procesará la información previa verificación de la nueva demanda incorporada, creará un subperíodo para el recálculo de la capacidad firme, de acuerdo a lo establecido en los numerales 6.16.3 y 6.16.4 del capítulo 6 “Capacidad Firme” del presente reglamento e informará los nuevos valores de demanda reconocida y capacidad firme a los PMs, a la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas y a SIGET.
- 9.1.4. A más tardar el décimo quinto día hábil del mes de junio, la UT calculará las Capacidades Firmes Provisorias y Demandas Reconocidas Provisorias, y serán informadas a los PMs junto con los datos utilizados

para el cálculo, quienes dispondrán de cinco días hábiles para efectuar observaciones.

- 9.2. La UT evaluará las observaciones recibidas, tomando en cuenta las que estime debidamente justificadas; además informará a los PMs, a la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas y a la SIGET a más tardar el 30 de junio los nuevos valores de demandas reconocidas y capacidades firmes provisionales.
- 9.3. A efectos del cálculo de la Capacidad Firme Definitiva, a más tardar el quinto día hábil del mes de junio, los PMs comercializadores y distribuidores informarán a la Dirección General de Energía, Hidrocarburos y Minas, SIGET y a la UT sobre la demanda máxima real que será asignada a cada PM comercializador y que corresponda a sus retiros en las redes de cada PM distribuidor, este cálculo se efectuará con la información disponible a la fecha del envío.
- 9.4. Los cálculos de Capacidad Firme Definitiva y Demanda Reconocida Definitiva serán realizados por la UT a más tardar el décimo día hábil del mes de junio de cada año. Dichos valores serán puestos a disposición de todos los PMs en la zona pública del sitio web de la UT y las transacciones resultantes para cada PM en su DTE.

10. Potencia Máxima Inyectable al Sistema

- 10.1. La potencia máxima inyectable al sistema es aquella que puede inyectar una unidad de generación tal, que si esta potencia se pierde en forma repentina, el sistema eléctrico puede superar con éxito la etapa transitoria de la primera oscilación; de esta forma se asegura que la salida de servicio no provoque 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.

10.2. El estudio que se debe realizar para determinar la potencia máxima inyectable al sistema se enmarca en el análisis de seguridad de la operación de sistemas eléctricos que se describe a continuación. Este estudio será actualizado anualmente en el mismo período en que se realicen los estudios de desempeño mínimo del sistema, según lo establecido en el numeral 17.10.2 del Capítulo “Calidad y seguridad operativa” de este Reglamento.

10.2.1. El análisis de seguridad de un sistema de potencia involucra los siguientes pasos:

- a) Estado del Sistema: Para este estudio se consideran estados típicos de demanda de potencia para los períodos de punta, resto y valle comprendidos entre la semana 20 a la semana 45, y de la semana 46 a la semana 19 del siguiente año. Se considerará como estado inicial de los generadores los despachos económicos típicos y los márgenes de reserva rodante previstos en cada uno de los casos.
- b) Selección de Contingencias: El conjunto de contingencias que se debe considerar en este estudio está limitado a la pérdida repentina de cada generador en el sistema de El Salvador considerándolo interconectado con el Sistema Eléctrico Regional. Esto se corresponde al criterio de seguridad N-1 aplicado al sistema de generación. Para el caso de contratos firmes de Retiros Regionales se considera que los mismos tienen asociados la capacidad firme de transmisión, por tanto, no serán considerados en el conjunto de contingencias.
- c) Determinación del Comportamiento Dinámico Frente a Contingencias: Para este fin se utiliza el programa de simulación dinámica disponible en la UT.
- d) Evaluación de los Resultados: Los resultados de la simulación se evalúan considerando una frecuencia mínima y una caída en la

tensión máxima, según los numerales 2.4 y 3.3 del Anexo “Normas de Calidad y Seguridad Operativa” del presente reglamento.

10.2.2. Se evalúa el comportamiento de los controles primarios de la frecuencia y las tensiones durante un tiempo de simulación de 20 segundos seguidos al instante en que se produce cada contingencia.

10.3. La nomenclatura a utilizar será la siguiente;

- a) G_i : Generador “ i ”
- b) P_{G_i} : *Potencia Activa Generador “ i ”*
- c) $P_{G_i,max}$: *Potencia Activa Máxima Generador “ i ”*
- d) $P_{max,iny,i}$: *Potencia Activa Máxima de Inyección del Generador “ i ”*
- e) n : *Número de Generadores de El Salvador*

10.4. La metodología usada para determinar la potencia máxima inyectable para los generadores del sistema de potencia de El Salvador se detalla a continuación:

10.4.1. Se seleccionan los estados de operación punta, resto y valle que representen los posibles estados críticos de carga para las épocas húmeda y seca.

10.4.2. Se estudia una unidad generadora a la vez, la cual ante una salida intempestiva del sistema no debe producir colapso en ninguno de los estados de operación típicos seleccionados. Para ello se simula el comportamiento dinámico del sistema de potencia frente a la salida intempestiva de servicio del generador bajo estudio en cada uno de los estados típicos seleccionados.

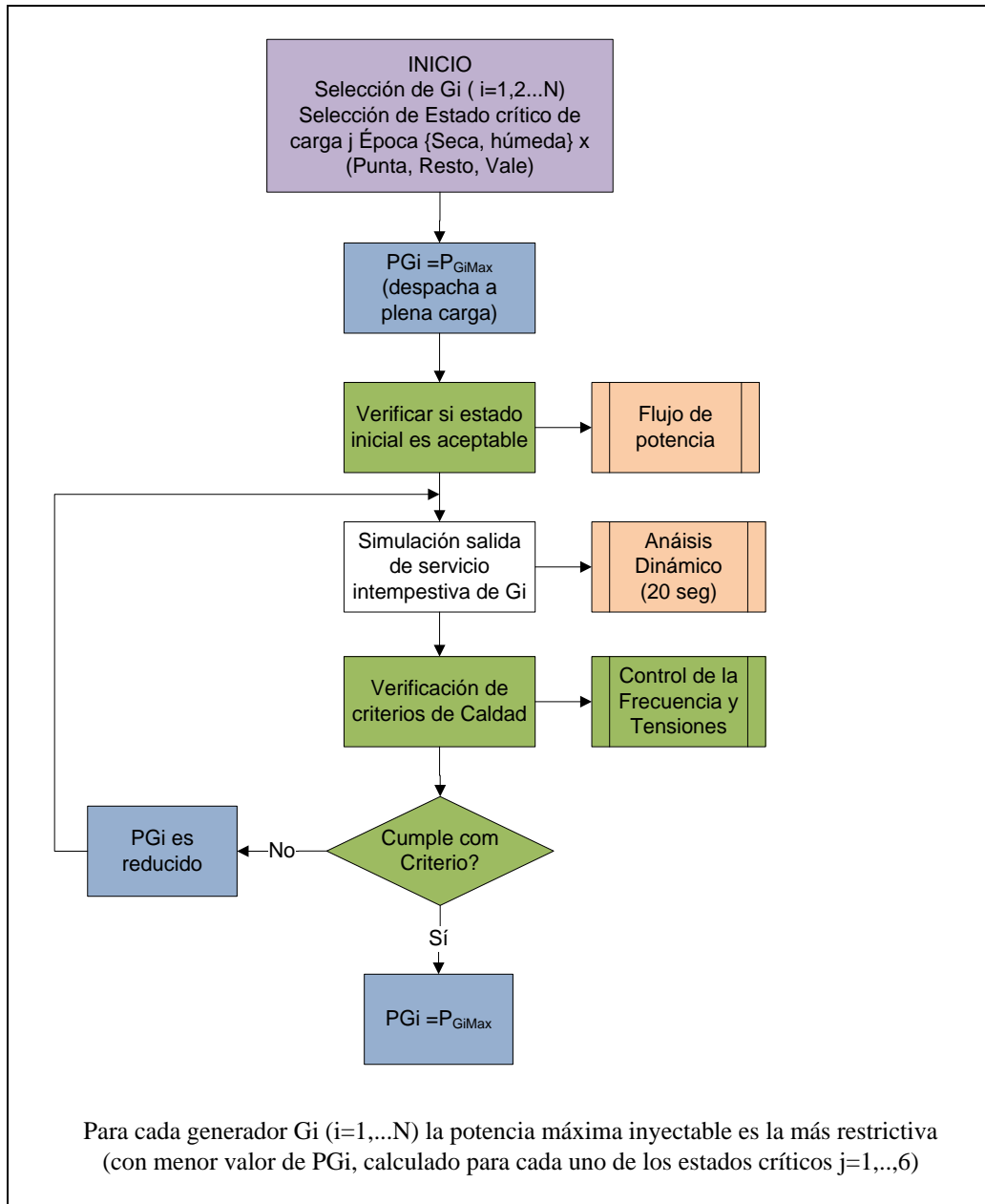
10.4.3. Se tendrá en cuenta el despacho económico de generación en cada estado crítico de carga, manteniendo cada unidad la reserva rodante que le corresponda y considerando el estimado de las Transacciones Regionales que resulten del despacho típico.

- 10.4.4. Con la finalidad de realizar el cálculo más exacto, se ajusta el despacho del generador bajo estudio para que genere a plena carga (máxima capacidad), de tal forma que represente la peor contingencia de dicho generador.
- 10.4.5. Si a partir del resultado de la simulación dinámica se verifica que la frecuencia y las tensiones en diferentes nodos del sistema cumplen con el criterio de operación en emergencia definido en el anexo “Normas de Calidad y Seguridad” para todos los estados considerados, se define como potencia máxima de inyección del generador bajo estudio a la potencia máxima que éste puede generar.
- 10.4.6. Si a partir del resultado de la simulación dinámica se verifica que la frecuencia y las tensiones en diferentes nodos del sistema no cumplen con el criterio de operación en emergencia definido en el anexo “Normas de Calidad y Seguridad” en algún estado de operación, se disminuye sucesivamente el despacho del generador en evaluación hasta que su salida de servicio no provoque violaciones al criterio de seguridad considerado.
- 10.5. Aplicación de la metodología
- a) Se selecciona el generador a estudiar (G_i).
 - b) Se selecciona el estado de carga crítico inicial (6 estados en total: punta, resto y valle para la semana 20 a la semana 45 y de la semana 46 a la semana 19 del siguiente año) y el despacho de generación correspondiente.
 - c) Se iguala P_{G_i} a $P_{G_i,max}$ (despachar a plena carga), ajustando el despacho de generación.
 - d) Se verifica el estado inicial aceptable utilizando un programa de simulación con el cual se deberá comprobar la convergencia del flujo, estado de generación, tensiones admitidas y sobrecargas de

componentes según el anexo “Normas de Calidad y Seguridad Operativas” del presente reglamento.

- e) Se realiza la simulación dinámica para la salida de servicio de G_i : Análisis dinámico durante 20 segundos.
- f) Se verifica que durante el transitorio simulado, la frecuencia en los nodos de generación y las tensiones de nodos del sistema de El Salvador, cumplan con los niveles de desempeño mínimos requeridos en emergencia, según el anexo “Normas de Calidad y Seguridad Operativas” del presente reglamento.
- g) Si cumple con los criterios de desempeño mínimo requeridos por la reglamentación, se define $P_{\max.iny,i} = P_{G_i}$ para el generador G_i en el estado considerado e ir al literal i).
- h) Si no cumple con los criterios de desempeño mínimo requeridos por la reglamentación, se disminuye el valor de P_{G_i} , ajustando el despacho a través de la generación del nodo oscilante. Posteriormente se debe reiniciar con el literal d) de este procedimiento.
- i) Se retorna al literal b) del presente procedimiento hasta que se completen los estados de operación considerados.
- j) Se selecciona como potencia máxima de inyección del generador G_i a la menor entre las obtenidas en cada estado de operación considerado.
- k) Se retorna al literal a) del presente procedimiento, hasta que se completen los generadores considerados.

10.6. Flujograma del procedimiento de aplicación de la metodología



11. Base de Datos

- 11.1. Para efectos de aplicación del numeral 6.16 del Capítulo 6 del presente Reglamento, la base de datos a emplear será la misma empleada en el cálculo correspondiente a la aplicación del numeral 6.14.1 del Capítulo 6 del presente reglamento, con excepción de la nueva información proporcionada por el PM que determina la aplicación del referido numeral 6.16

- 11.2. La información de la base de datos y resultados de los cálculos que se realicen por aplicación del presente anexo serán preservados y puesto a disposición de los PM y autoridades cuando así lo requieran. Asimismo se preservará la versión de los modelos de cálculo empleados en los períodos correspondientes.
- 11.3. Todos los datos a emplear en los cálculos correspondientes a aplicación del presente anexo provendrán de las bases de datos con que cuente la UT, salvo lo que expresamente se indique en este anexo.

12. Precisión de cálculo

- 12.1. En general y mientras no se indique lo contrario, las variables se expresarán con dos cifras decimales. Los valores provenientes de las Bases de Datos y sistemas de información conservarán la precisión del almacenamiento.
- 12.2. La Potencia Máxima Neta se expresará como un valor entero en MW con una cifra decimal. Se aproximará esta cifra decimal al siguiente entero si la segunda cifra decimal es mayor o igual a 5, de lo contrario se conservará únicamente la primera cifra decimal.
- 12.3. Los valores finales de cálculo de Capacidad Firme Inicial y Provisoria se expresarán en MW como un valor entero con la primera cifra decimal. Se aproximará esta cifra decimal al siguiente entero si la segunda cifra decimal es mayor o igual a 5, de lo contrario se conservará únicamente la primera cifra decimal.
- 12.4. Los valores de demanda conservarán la precisión decimal de las bases de datos de pronóstico y del sistema de medición comercial SIMEC. En todo caso se expresarán en MW.
- 12.5. La Disponibilidad de unidades o centrales (numeral 2.1.1 de este Anexo), la Tasa de Salida Forzada (numeral 2.1.2 de este Anexo), las

energías realmente asignadas por el EOR a los contratos firmes de Retiro Regional y los valores de Participación Definitiva de cada PM en el requerimiento de capacidad firme (numeral 6.5 de este Anexo) se expresarán con cuatro cifras decimales.

- 12.6. Si existen datos de series hidrológicas en valor cero (0,0), se cambiarán los mismos por 0.000001 si causan fallas por división por cero.
- 12.7. En cuanto a los parámetros de la ejecución de optimización requerida para la simulación establecida en el numeral 3.1.4.2 de este anexo se utilizarán los siguientes:
 - a) Máximo número de iteraciones en la optimización= 50.
 - b) Tolerancia para convergencia en la optimización = 0.01% del costo total esperado de operación.
 - c) Tasa de descuento en la optimización y simulación = el mismo valor empleado en la programación anual de la operación más reciente realizada por la UT.
- 12.8. Los costos de los recursos térmicos y los de la unidad de racionamiento forzado se incorporan al modelo expresados en dólares estadounidenses.

ANEXO 16 - CURVAS DE CONSUMO ESPECÍFICO DE CALOR

1. Objeto

- 1.1. Establecer los procedimientos para calcular, auditar e informar las curvas de consumo específico de calor y consumo de combustible en el arranque y detención de las unidades térmicas que operen con combustibles no renovables: Gas Oil, Fuel Oil, Gas Natural y Carbón Mineral.

2. Normas Generales

- 2.1. Se establecen las metodologías, criterios de cálculo e información de respaldo bajo las cuales los PM sustentarán las curvas de consumo específico de calor y el consumo de combustible en el arranque y detención, para su aplicación en la programación de la operación.
- 2.2. La vigencia de las curvas de consumo específico de calor y combustible, resultantes de la aplicación de este procedimiento, será de dos (2) años, no prorrogables y contados desde el vencimiento de la auditoría anterior. Las subsecuentes auditorías deben programarse y realizarse con suficiente anticipación, de tal forma que se garantice la aprobación y disponibilidad oportuna de las curvas actualizadas.
- 2.3. La UT remitirá una carta al PM generador, con al menos 4 meses de antelación, notificando sobre el vencimiento de las curvas de consumo específico de calor y combustible vigentes. Este estudio se podrá realizar antes de los dos (2) años si el PM propietario de la unidad generadora lo solicita a la UT.
- 2.4. Las unidades cuyo costo variable combustible sea considerado igual a cero, tales como unidades Geotérmicas y Unidades Renovables no

Convencionales, son excluidas del objeto de este anexo, por lo que no se requerirá la realización de los ensayos aquí contemplados.

- 2.5. Las unidades que operan con Biomasa como recurso primario serán consideradas con costo variable combustible igual a cero. Alternativamente, y en caso que estos PM generadores reporten costos variables combustibles diferentes de cero, deberán proponer a la SIGET, para su aprobación, una metodología para la realización de las pruebas para la determinación de las curvas de consumo específico de calor.
- 2.6. Para aquellas plantas generadoras que entreguen sus excedentes al sistema, el procedimiento para la determinación de las curvas de consumo específico de calor será aplicado a las unidades pertenecientes a dicha planta, utilizando la generación total de dicha planta. Adicionalmente, no se requerirá la realización de los ensayos de arranque y detención contemplados en el presente anexo.
- 2.7. Las auditorías mencionadas en el presente anexo también incluirán las pruebas para la determinación del consumo de combustible en el arranque y detención, cuyo procedimiento está definido en el apéndice 4.
- 2.8. El PM generador contratará un auditor para la determinación de las curvas de consumo específico de calor y consumo de combustible en el arranque y detención. Éste debe formar parte del registro de auditores aprobados, publicado por la UT en su sitio web.
- 2.9. La realización de la auditoría estará a cargo de un auditor externo y la participación de la UT será como observador, por lo que esta deberá destacar, en el sitio donde se efectúen las pruebas, un representante durante el proceso de auditoría, para vigilar la correcta aplicación del procedimiento durante la misma.

- 2.10. Todos los informes del auditor deberán ser aprobados por la UT en su carácter de observador de la aplicación del procedimiento.
- 2.11. En caso de que el PM generador no facilite la información o el acceso a las instalaciones para la ejecución de las pruebas de auditoría será penalizado según lo indicado en el anexo 02 “Infracciones y Conflictos” de este Reglamento.

3. Definiciones y Terminología

- 3.1. En el apéndice 1 se detalla la nomenclatura complementaria, las unidades comúnmente usadas y un listado de la documentación y Normas Internacionales que respaldan los procedimientos de ensayos de consumo de calor y la obtención de los polinomios que representan el consumo específico de calor y consumo específico de combustible. Estas definiciones se aplican también a la determinación de los consumos de combustible en el arranque y la detención de cada unidad térmica.

4. Metodologías y criterios aplicables para la determinación de las curvas de consumo específico de calor y consumo específico de combustible

- 4.1. La metodología para la realización de los ensayos de consumo de calor de una unidad de generación térmica, responde a indicaciones de Normas Internacionales.
- 4.2. La metodología consiste en la determinación de las variables de entrada y de salida de energía de las unidades de generación térmica bajo condiciones operativas específicas, las que podrán ser llevadas a condiciones ambientales de referencia del ensayo.

- 4.3. De los resultados se obtienen los puntos necesarios para trazar el polinomio de consumo específico de calor que identifica a cada unidad, y su equivalente en consumo específico de combustible.
- 4.4. El procedimiento de los ensayos de consumo de calor se describe en el apéndice 1, según el detalle siguiente:
 - a) Metodología y Criterios de aplicación
 - b) Instrumentación
 - c) Procedimiento de ensayo
 - d) Correcciones
 - e) Cálculo de la incertidumbre en las mediciones
 - f) Logística del ensayo y responsabilidades
 - g) Informe técnico

- 4.5. En el apéndice 4 se detallan los ensayos requeridos para la determinación del consumo de combustible en el proceso de arranque y detención de las unidades de generación.

5. Registro de auditores aprobados y su actualización

5.1. Aspectos generales

- 5.1.1. Estas auditorías serán llevadas a cabo por auditores aprobados por la UT, que podrán ser profesionales independientes o firmas de auditoría, con amplia experiencia comprobable en el área de la generación térmica de energía eléctrica. Los auditores deberán cumplir con lo establecido en este anexo, respecto a su perfil técnico y normas éticas básicas de auditoría, tales como independencia, idoneidad y confidencialidad.
- 5.1.2. El registro de auditores aprobados por la UT será conformado y actualizado según lo detallado en esta sección.
- 5.1.3. La conducción de las auditorías y ensayos, a los que se refiere este anexo, deberá ser efectivamente ejecutada por el mismo auditor director, cuya experiencia ha sido sometida a aprobación.

5.2. Perfil técnico del auditor.

- 5.2.1. Los conocimientos requeridos se orientan principalmente a los siguientes aspectos:
- a) Experiencia acumulada mayor a 10 años en puestos o funciones estrechamente relacionadas con el área de generación térmica.
 - b) Participación, a nivel de dirección, en ensayos de consumo de calor y ensayos de aceptación de unidades de generación térmica.

- c) Experiencia en evaluación del estado operativo y eficiencia de calderas convencionales, calderas de recuperación (HRSG), grupos turbogás, grupos turbovapor, ciclos combinados y motogeneradores de combustión interna
- d) Experiencia en la evaluación técnica del desempeño de cada equipo principal y los correspondientes sistemas auxiliares que forman parte de una unidad generadora.
- e) Experiencia en el desarrollo e implementación de técnicas de control operativo de procesos de transformación y transferencia de energía, destinadas a evaluar el comportamiento de la eficiencia térmica de equipos de generación y sus componentes principales.
- f) Experiencia en planificación, conducción y supervisión de ensayos de recepción de centrales térmicas de generación de energía eléctrica equipadas con unidades convencionales a vapor, turbogás, ciclos combinados y motores de combustión interna.

5.3. Calificación del auditor

- 5.3.1. La UT calificará a los auditores teniendo en cuenta la experiencia asociada al objeto del presente anexo, respaldada por trabajos anteriores y debidamente acreditada mediante cartas certificadas de empresas que hayan contratado sus servicios, en las que se listen los informes recibidos sobre ensayos realizados. Adicionalmente, se tomará en cuenta el equipamiento disponible del auditor y trabajos vinculados con el tema.
- 5.3.2. La UT le asignará a cada uno de esos ítems, como resultado de su revisión, un porcentaje de puntos variable entre un mínimo y un máximo, de acuerdo con la tabla siguiente:

TABLA I: CALIFICACIÓN DEL AUDITOR

AUDITOR	EXPERIENCIA %	ENSAYOS %	EQUIPAMIENTO %	TOTAL %
A
B
C
.....
.....
N	XX	YY	ZZ	XYZ

5.3.3. Serán incorporados a la lista de auditores habilitados aquellos que reúnan un porcentaje mínimo de 70 %.

5.3.4. Valoración de cada Ítem

5.3.4.1. La experiencia del auditor que fungirá como director de los ensayos, se refiere a trabajos vinculados con la generación de energía eléctrica, ya sea en las áreas operativas, de mantenimiento o de ingeniería y tendrá un porcentaje máximo de 40% en la valoración total. Para la ponderación se tendrá en cuenta la experiencia acumulada en los últimos 20 años calendario, según se detalla:

- a) Hasta 10 años: 20%
- b) Hasta 15 años: 30%
- c) Más de 15 años: 40%

5.3.4.2. La participación en ensayos de Consumo de Calor y/o en Ensayos de recepción de unidades de generación térmica tendrá un porcentaje de participación de 30%, pudiéndose incrementar hasta en un 15%, si la dirección y/o conducción de alguno de esos ensayos fue ejercida por el auditor como director en los

trabajos asociados a este anexo.

- a) Participación en más de 5 ensayos: 15%
- b) Participación en más de 10 ensayos: 20%
- c) Participación en más de 15 ensayos: 30%
- d) Dirección de ensayo y/o ensayos de aceptación por parte el director designado:
 - ⊕ Más de 5 ensayos: se incrementa en 5%
 - ⊕ Más de 10 ensayos: se incrementa en 10%
- e) Diversidad de tecnologías en los ensayos en los que ha participado (al menos 2): 5%

5.3.4.3. Se ponderará la cantidad y calidad del equipamiento para medición de energía eléctrica y parámetros ambientales:

- a) Cantidad de equipos medidores de energía y/o potencia eléctrica y/o transductores de parámetros eléctricos de clase 0.2 o mejor:
 - ⊕ 1 medidor: 5%
 - ⊕ 2 medidores o más: 10%
- b) Equipo de medición de parámetros ambientales: 5%

5.4. Recalificación del auditor

5.4.1. La UT podrá realizar actualizaciones de la calificación inicial del auditor, con el fin de validar si siguen vigentes los porcentajes asignados a cada uno de los ítems referidos en el numeral 5.3.4. Estas actualizaciones podrán ser realizadas, entre otras causas, por el cambio del auditor director, la renovación del personal técnico que participa en los ensayos y de los equipos de medición de la firma auditora. Asimismo, podrá recalificarse a aquellos auditores que

tengan más de cinco años de no participar en la ejecución de los ensayos establecidos en este anexo.

5.4.2. Para la recalificación a la que se refiere el numeral anterior, la UT podrá solicitar al auditor documentación actualizada, que pruebe la idoneidad de su perfil técnico de acuerdo con los criterios del numeral 5.3.4.

5.4.3. Si la UT determina que el auditor ya no cumple con el porcentaje mínimo establecido en el numeral 5.3.3, deberá inhabilitarlo y notificarle debidamente sobre su inhabilitación y la actualización de su calificación por ítem.

5.4.4. Ante la existencia de nuevos elementos a evaluar, que mejoren su perfil técnico, el auditor inhabilitado podrá iniciar nuevamente el proceso de habilitación detallado en la sección 5.3.

5.5. Inhabilitación del auditor

5.5.1. Ante tres notificaciones de incumplimiento de los plazos establecidos en este anexo en auditorías diferentes por causas atribuibles al auditor, la UT podrá inhabilitarlo y retirarlo del registro publicado en su sitio Web.

5.5.2. El auditor podrá solicitar a la UT su inhabilitación voluntaria en cualquier momento. La inhabilitación del auditor será efectiva en un plazo de tres días hábiles.

5.5.3. En cualquiera de los casos anteriores, la UT notificará a los PMs sobre la actualización del registro de auditores aprobados.

6. Procedimiento de Auditoría

6.1. Objeto de la auditoría

6.1.1. Realizar ensayos de consumo de calor para establecer la relación entre la entrada de calor y la salida de potencia eléctrica con base en Normas Internacionales, para determinar:

- a) El consumo de calor y su equivalente en consumo volumétrico o másico de combustible, para cinco o más puntos de carga de la unidad generadora, de donde posteriormente se calcule la curva de consumo específico de calor y la curva de consumo específico de combustible.
- b) El consumo de combustible en el proceso de arranque-detención y sus tiempos asociados.
- c) El estado operativo de las instalaciones (eficiencia y confiabilidad).

6.2. El auditor expresará, además de los resultados de los ensayos, una opinión sobre el estado de los aspectos indicados mediante la elaboración y entrega de un informe.

6.3. Contratación del auditor

6.3.1. El auditor externo será elegido por el PM propietario de la(s) unidad(es) generadora(s) y su idoneidad deberá ser reconocida por la UT.

6.3.2. Los auditores serán seleccionados de un registro que al efecto dispondrá la UT y que será integrado por las empresas auditoras y/o auditores independientes que cumplan los requisitos mínimos indicados en este anexo. Dicho registro será publicado por la UT en su sitio web.

6.3.3. El PM generador deberá contratar al auditor con la suficiente anticipación para que se cumplan todos los plazos establecidos en este anexo.

- 6.3.4. En caso de que la coordinación de los ensayos de consumo de calor, su ejecución o la elaboración del informe sufra atrasos atribuibles al PM generador, este será penalizado según lo indicado en el anexo 02 "Infracciones y Conflictos", y dicha situación será notificada a la SIGET.
- 6.3.5. Los costos de las auditorías estarán a cargo del PM propietario de la(s) unidad(es) generadora(s) y deberá ser pactado y cancelado de manera bilateral y privada entre el PM y el auditor externo sin ninguna intervención de la UT.
- 6.4. Requerimiento de equipamiento e instrumental necesario
- 6.4.1. Para la realización de las pruebas de consumo de calor y ensayo de arranque y detención, el auditor deberá disponer para el ensayo con un equipamiento propio, el que deberá ser compatible con los descritos en el numeral 6 "Mediciones e Instrumental Requerido" del apéndice 1. Igualmente se podrá hacer uso del equipamiento de medición instalado en la unidad, siempre y cuando el mismo cumpla con lo requerido en el numeral 6 del apéndice 1.
- 6.5. Información técnica a entregar al auditor
- 6.5.1. Una vez seleccionado el auditor por parte del PM generador, éste deberá proveerle la información técnica correspondiente de cada unidad a ensayar dentro de un plazo no mayor a los 10 días hábiles contados a partir de su contratación.
- 6.5.2. Los formatos de presentación de datos requeridos por el auditor, se detallan en el apéndice 2. Los mismos deberán ser completados por el PM generador, sin perjuicio que el auditor pueda solicitar información complementaria vinculada con el trabajo a realizar.

6.6. Información previa, ensayos e informe del auditor

6.6.1. Previo a la realización de las pruebas, el auditor, en coordinación con el PM generador, deberá remitir a la UT la información necesaria para el correcto desarrollo de estas, la cual consta como mínimo de:

- a) Listado de mediciones a realizar (principales y complementarias).
- b) Certificados de calibración de los instrumentos de medición a utilizar durante los ensayos, en donde se constate que estos cumplen con la clase o precisión y vigencia de calibración establecidas en la sección 6 del apéndice 1 de este anexo.
- c) Diagrama de distribución en planta, donde se indique la ubicación espacial de todos los equipos de medición a utilizar.
- d) Diagramas del sistema eléctrico (unifilar) y de combustible, que indiquen los puntos de medición de potencia y flujo de combustible respectivamente. Para el caso de plantas conformadas por turbinas de vapor, se incluirá el diagrama de enfriamiento en el que se indique el punto de medición de temperatura de fuente fría.
- e) Diagrama de carga a seguir durante el desarrollo de las pruebas de cada unidad generadora, especificando tiempos, potencias, entre otros.
- f) Plan de trabajo y modelo de hoja de toma de datos, a ser utilizado durante las pruebas.
- g) Procedimiento alternativo para la documentación de las mediciones, únicamente cuando alguno de los equipos de medición no permita la descarga digital de registros.
- h) Cualquier otra información que la UT considere pertinente, de acuerdo con las características de cada grupo generador a ensayar.

6.6.2. Las pruebas de consumo de calor deberán ajustarse estrictamente a lo establecido en el apéndice 1 "Norma de Procedimiento para la determinación del Consumo de Calor".

6.6.3. Durante las 72 horas posteriores a la finalización de cada ensayo de consumo de calor, el auditor deberá remitir a la UT la siguiente información:

- a) Fotografías de todos los puntos de medición de parámetros principales, en las que se pueda verificar el número de serie del medidor utilizado.
- b) Hojas de toma de datos debidamente completadas, debiendo constar en ellas las firmas del operador que realizó las anotaciones, el encargado de la planta y el auditor.
- c) Acta de asistencia, según el formato que se presenta en el apéndice 2 de este anexo.
- d) Descargas digitales de datos registrados durante el ensayo por los equipos de medición correspondientes, según lo requerido en el numeral 6.3 del apéndice 1 de este anexo.

6.6.4. Durante las 72 horas posteriores a la finalización de cada ensayo de consumo de calor, el PM generador deberá enviar la muestra de combustible, tomada durante la prueba según los lineamientos indicados en el numeral 6.8 del apéndice 1 de este anexo, a un laboratorio homologado, para su análisis. Una copia del certificado de análisis resultante deberá ser remitido a la UT, en cuanto se encuentre disponible.

6.6.5. Informes de auditoría

6.6.5.1. Una vez finalizados los ensayos de consumo de calor, el auditor, junto con toda la información, la obtenida durante el ensayo y la proporcionada por el PM generador, elaborará un Informe técnico.

6.6.5.2. El informe deberá incluir las funciones matemáticas de los polinomios de consumo específico de calor y consumo específico de combustible, y su representación gráfica, determinadas a partir de los registros de las mediciones efectuadas durante los ensayos y posteriores procesos de validación y cálculos de

corrección necesarios, y la memoria de cálculo que respalde la determinación de los polinomios antes referidos.

- 6.6.5.3. En el resumen de cálculo del informe deberán consignarse todos los datos operativos obtenidos y de cálculo del consumo de calor y consumo específico de calor en al menos cinco puntos de carga de las unidades ensayadas.
- 6.6.5.4. Como parte del Informe Técnico, el auditor entregará los resultados de la determinación del consumo de combustible en el arranque y la detención de la unidad.
- 6.6.5.5. El Informe técnico seguirá el procedimiento de revisión establecido en el numeral 6.6.8 del presente anexo.
- 6.6.5.6. El contenido del informe técnico deberá contemplar, al menos los siguientes aspectos:
 1. Objeto de los ensayos
 2. Características técnicas de los equipos
 3. Descripción de los ensayos
 - 3.1 Normas y recomendaciones
 - 3.2 Metodología
 - 3.3 Parámetros a medir e instrumental de medición
 - 3.4 Puntos de ensayo
 - 3.5 Cálculo de la incertidumbre
 4. Desarrollo de los ensayos

- 4.1 Ensayo del punto N° XX
 - 4.1.1 Condiciones del ensayo
 - 4.1.2 Mediciones de entrada
 - 4.1.3 Mediciones de salida
 - 4.1.4 Cálculo del consumo específico de calor
- 4.2 Cuadros resumen de cálculo de los puntos de ensayo
- 5. Polinomios de consumo específico de calor y combustible
 - 5.1 Cálculo por el método de mínimos cuadrados de los coeficientes del polinomio de consumo específico de calor.
 - 5.2 Cálculo por el método de mínimos cuadrados de los coeficientes del polinomio de consumo específico de combustible.
- 6. Anexos
 - 6.1 Protocolo de contraste del medidor de flujo de gas oil, fuel oil o gas natural
 - 6.2 Certificado de análisis del combustible
 - 6.3 Protocolo de contraste de los medidores de energía y de parámetros ambientales.
 - 6.4 Pantallas del monitor de control de la unidad generadora o reportes de datos medidos.
 - 6.5 Curvas o factores de corrección por temperatura de aire de aspiración, por presión barométrica y por humedad ambiente y temperatura de fuente fría, en caso de que estas hayan sido utilizadas para los cálculos.

6.6 Protocolo de parámetros ambientales

6.7 Gráficos de “Consumo específico de calor - Potencia Neta de salida” y su equivalente en “consumo específico de combustible de entrada (másico o volumétrico) – Potencia Neta de salida”, incluyendo hoja de cálculo de los polinomios de ambas curvas.

6.8 Planos de ubicación y conexionado unifilar, si correspondiera

6.9 Información adicional, de acuerdo con los requerimientos puntuales del auditor o de la UT.

6.6.6. En el apéndice 4 de este anexo, se presentan los procedimientos a seguir para la determinación e información de los consumos de arranque y detención, incluido la toma y bajada de carga.

6.6.7. Construcción de las curvas de Consumo Específico de Calor y Consumo Específico de Combustible.

6.6.7.1. En el apéndice 3 se detalla el proceso de la construcción gráfica y matemática de las curvas de consumo específico de calor y de consumo específico de combustible.

6.6.7.2. Como anexo al Informe Técnico, se deberán presentar los gráficos en coordenadas cartesianas de las curvas de *Consumo Específico de Calor – Potencia Neta de la Unidad Generadora* y de *Consumo Específico de Combustible – Potencia Neta de la Unidad Generadora*.

6.6.8. Procedimiento de revisión del Informe

6.6.8.1. Para la elaboración del Informe Preliminar, el auditor dispondrá de 35 días hábiles a partir de la finalización de los ensayos de consumo de calor.

6.6.8.2. El Informe Preliminar, (incluyendo las hojas de cálculo en formato editable, fórmulas, macros o programas para su validación) será

entregado en formato digital a la UT, a través de los medios que ésta establezca, y simultáneamente, una copia será entregada al PM generador contratante.

- 6.6.8.3. El PM generador, dispondrá de 5 días hábiles para analizar el Informe Preliminar y hacer las observaciones al auditor que considere pertinentes. Una copia de estas observaciones deberá remitirse a la UT.
- 6.6.8.4. Cumplido el plazo de revisión por parte del PM generador, éste dará su conformidad o expresará sus observaciones.
- 6.6.8.5. Si el PM generador no comunicara observación alguna en el plazo establecido, se dará por aceptado el Informe Preliminar por parte del PM generador y dará inicio el plazo al que se refiere el siguiente numeral.
- 6.6.8.6. La UT dispondrá de 5 días hábiles adicionales para analizar el Informe Preliminar y las observaciones del PM generador, si las hubiere, y podrá realizar observaciones, requerir aclaraciones o información complementaria al auditor para su aprobación definitiva.
- 6.6.8.7. El auditor dispondrá de 10 días hábiles para realizar las adecuaciones pertinentes conforme a lo observado. La UT dará su visto bueno cuando las observaciones sean subsanadas a su entera satisfacción en cuanto al procedimiento ejecutado conforme al presente anexo.
- 6.6.8.8. Si para obtener el visto bueno al que se refiere el numeral anterior, se requiere que el auditor realice adecuaciones adicionales, podrán extenderse los plazos establecidos en los numerales 6.6.8.6 y 6.6.8.7 a criterio de la UT y según las particularidades de cada informe.
- 6.6.8.9. Luego de obtener el visto bueno correspondiente, el auditor remitirá a la UT el informe final en formato digital, a través de los medios que ésta establezca.

- 6.6.8.10. Cuando la UT reciba el informe final, se encargará de remitir a la SIGET, una copia del mismo en formato digital.
- 6.6.8.11. En caso de existir objeciones por parte del PM generador al Informe Final, prevalecerá la opinión del auditor. No obstante, el PM generador podrá solicitar una nueva auditoría, quedando como válidos y en forma transitoria los valores obtenidos en la primera.
- 6.6.8.12. Las curvas de consumo específico de calor y de consumo específico de combustible consignadas, serán válidas cuando la UT apruebe el Informe Final. Posteriormente, la UT calculará el consumo específico a utilizar en la programación de la operación, y lo validará en coordinación con el PM generador. Una vez validado, entrará en vigor en la siguiente ejecución de la programación semanal.
- 6.6.9. Modelo de acta de certificación de ensayos de consumo de calor
- 6.6.9.1. En el apéndice 2 se presenta el modelo de acta que será elaborada por el auditor, firmada por un representante designado del PM generador y uno de la UT.
- 6.6.9.2. El acta original será parte del Informe Final de la auditoría a ser remitido a la UT.
- 6.6.10. Información complementaria a consignar en el acta
- 6.6.10.1. El auditor deberá verificar e informar a la UT los siguientes parámetros técnicos indicando el soporte técnico respectivo, en el formato de acta, cuyo modelo se presenta en el apéndice 4:
- a) Rampa de arranque y toma de carga
 - b) Rampa de descenso de carga

7. Apéndices y Normas de Referencia

7.1. Los apéndices que respaldan este anexo son los siguientes:

- ⊕ Apéndice 1. Norma de procedimiento para la determinación del consumo de calor
- ⊕ Apéndice 2. Modelos de actas y formatos de auditorías
- ⊕ Apéndice 3. Determinación de los polinomios de consumo específico de calor y consumo específico de combustible
- ⊕ Apéndice 4. Procedimiento para la determinación del consumo de combustible en el arranque y detención

7.2. Las metodologías indicadas en los apéndices están basadas en las siguientes normas técnicas internacionales:

- ⊕ Norma API “ Manual of Petroleum Measurement Standards”
- ⊕ Norma ASME PTC 4.4 “Gas Turbine Heat Recovery Steam Generators”
- ⊕ Norma ASME PTC 6 “Performance Test Code 6 on Steam Turbines”
- ⊕ Norma ASME PTC 6.1 “Interim Test Code for an Alternative Procedure for Testing Steam Turbines”
- ⊕ Norma ASME PTC 6-R “Guidance for Evaluation of Measurement Uncertainty in Performance Test of Steam Turbines”
- ⊕ Norma ASME PTC 17 “Reciprocating Internal-Combustion Engines”
- ⊕ Norma ASME PTC 19.1 “Test Uncertainty”
- ⊕ Norma ASME PTC 22 “Performance Test Code on Gas Turbines”
- ⊕ Norma ASME PTC 46 “Performance Test Code on Overall Plant Performance”
- ⊕ Norma IRAM IAP A 6902 Petróleo y productos del petróleo. Métodos

manuales de determinación del contenido de tanques.

- ⊕ Norma ISO 2314 “Gas Turbines - Acceptance Test”
- ⊕ Normas API - ASTM para la determinación de PCI, PCS, densidad y componentes de Productos de Petróleo.
- ⊕ Normas ISO para ensayos de motores de combustión interna
- ⊕ Norma ISO 13443:1996 “Natural gas – Standard reference conditions”
- ⊕ Norma ASTM D1945 “Standard Test Method for Analysis of Natural Gas by Gas Chromatography”
- ⊕ Normas AGA 3, AGA 7, AGA NX 19, para la medición de gas natural.
- ⊕ “Guía para la expresión de las incertidumbres de medida” del Comité Internacional de Pesos y medidas (CIPM) y el Bureau Internacional de Pesos y Medidas (BIPM).

APÉNDICE 1- NORMA DE PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONSUMO DE CALOR

1. Objeto

- 1.1. Este procedimiento establece las bases para la realización del ensayo de desempeño en unidades de generación térmicas, con el objeto de determinar su consumo de calor correspondiente a cinco o más puntos de carga, incluidos el mínimo técnico y la potencia máxima.
- 1.2. Los valores obtenidos podrán ser llevados a las condiciones ambientales de referencia del ensayo, definidas en el numeral 3.1 de este apéndice, en lo que respecta a la potencia y al consumo específico de calor.

2. Alcance

- 2.1. Los tipos de unidades generadoras comprendidas en los presentes procedimientos son: grupos Turbovapor (TV), Turbogás (TG), Ciclos Combinados (CC) de cualquier potencia y grupos generadores impulsados por motores de combustión interna (MCI) de una potencia superior a 0.5 MW que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad.
- 2.2. El alcance de estos procedimientos abarca la totalidad de las unidades que operan con combustibles no renovables en uso, así como también futuros combustibles a usar en las centrales.
- 2.3. Ensayo de consumo de calor
 - 2.3.1. El ensayo de desempeño de la potencia y el consumo de calor comprende la realización de una serie de ensayos constituidos por al menos cinco pruebas, las que incluyen la máxima carga alcanzada por la unidad en las condiciones operativas en que se encuentra, una prueba al mínimo técnico, una prueba a la potencia con aporte a la regulación primaria o secundaria de frecuencia, según corresponda y dos o más pruebas a potencias

intermedias. Todos los puntos del ensayo se realizarán sin aporte de la RPF y la RSF.

- 2.3.2. El mínimo técnico corresponderá al aprobado como parte de los datos técnicos declarados a la UT por el PM generador, de acuerdo con lo establecido en el anexo 3 “Información Técnica del Sistema” de este Reglamento.

3. Terminología, Unidades y Normas

- 3.1. Se adoptará como terminología complementaria, las denominaciones que a continuación se enuncian:

- ⊕ Condiciones ambientales de referencia del ensayo: condiciones ambientales promedio en lo que respecta a presión barométrica, temperatura ambiente, humedad relativa y temperatura de fuente fría, registradas durante el ensayo por equipo de medición calibrado, con la precisión requerida en el numeral 6.10 de este apéndice.
- ⊕ Configuración operativa: Hace referencia a cada arreglo o grupo de arreglos con que se disponen las unidades de generación que conforman un CC para su operación.
- ⊕ Consumo de calor: Es la cantidad total de calor necesaria para alcanzar una potencia determinada, expresada como producto del flujo másico de combustible y del poder calorífico inferior. Se expresa en $\text{kJ} \cdot 10^6 / \text{h}$ o Gcal/h.
- ⊕ Consumo de combustible: Es la cantidad total de combustible necesaria para alcanzar una potencia determinada, expresada como la totalidad del flujo másico o volumétrico de combustible de entrada. Se expresa en tn / h , m^3 / h o gal/h.
- ⊕ Consumo específico de calor: Es la cantidad de energía térmica de entrada o calor de entrada, por cada unidad de energía eléctrica de salida. Se expresa en kJ / kWh , kcal / kWh , BTU / kWh , Gcal / MWh o sus múltiplos.

- ⊕ Consumo específico de combustible: Es la cantidad volumétrica o másica de combustible de entrada, requerida por cada unidad de energía eléctrica de salida. Se expresa en tn/MWh, Sm³/MWh o gal/MWh.
- ⊕ Consumo específico de calor corregido: Es el consumo específico de calor obtenido a las condiciones operativas del ensayo, que se lleva a las condiciones ambientales de referencia del ensayo, definidas en esta sección.
- ⊕ Factores de corrección: Son los coeficientes de ajuste de la potencia y del consumo específico de calor en función de parámetros ambientales, en comparación con los medidos durante el ensayo, que se obtienen de los gráficos o de las expresiones matemáticas suministrados por el constructor o de acuerdo con lo establecido por las Normas ISO en lo que se refiere a condiciones normales de medioambiente. Los factores de corrección pueden ser adimensionales o bien expresados en % del valor a corregir. Este procedimiento no contempla correcciones por parámetros operativos, a excepción de aquellos impuestos por el sistema en el momento de realizar los ensayos, como velocidad de giro y factor de potencia.
- ⊕ Humedad relativa del ambiente: Es la relación entre la presión parcial del vapor de agua contenido en el aire a una temperatura determinada, dividida por la presión parcial del vapor contenido en el aire, si este estuviera saturado a la misma temperatura, expresado en %. Puede también ser definida como la cantidad de agua, en forma de vapor contenida en una determinada masa de aire, medida en unidades relativas. Se expresa en %. La humedad relativa puede obtenerse indirectamente con la medición de las temperaturas de aire ambiente de bulbo seco y bulbo húmedo o bien directamente con psicrómetro.
- ⊕ Incertidumbre: Es el valor más probable del error en las mediciones computadas para el cálculo de los valores de potencia y consumo de calor medidos. Su determinación se hace de acuerdo con la aplicación de la

norma ASME PTC 6R “Guidance for Evaluation of Measurement Uncertainty in Performance Test of Steam Turbines” y de la Norma ASME PTC 19.1 “Test Uncertainty”. El valor numérico de la incertidumbre se expresa en $\pm\%$

- ⊕ Potencia con aporte a la reserva rodante: Es la potencia alcanzada por la unidad cuando ésta aporta potencia activa al mantenimiento de las regulaciones primaria y secundaria de frecuencia de la red, según los valores establecidos en el capítulo 12 Servicios Auxiliares.
- ⊕ Potencia corregida: Es la potencia medida en las condiciones operativas del ensayo, llevada a las condiciones ambientales de referencia del ensayo, definidas en esta sección. Se expresa en kW o MW.
- ⊕ Potencia máxima de base: Es la potencia máxima alcanzada por la unidad en las condiciones especificadas por el constructor. Se expresa en kW o MW.
- ⊕ Presión barométrica: Es la presión atmosférica del medio ambiente, medida en las inmediaciones de la unidad. Se expresa en mbar, hPa o mmHg.
- ⊕ Temperatura de fuente fría: Es la temperatura del río, mar, lago para sistemas de enfriamiento de ciclo abierto; corresponde a la temperatura ambiente para sistemas de enfriamiento de circuito cerrado con torres secas o aerocondensadores y es la temperatura de bulbo húmedo del aire ambiente, para torres húmedas o denominadas simplemente torres de enfriamiento.
- ⊕ Temperatura de gases de salida: Para el caso de las TG es la temperatura medida en la brida de escape del turbogruppo, tomada como promedio de las mediciones individuales correspondientes a cada termocupla o sensor instalados en el plenum de escape. Para el caso de los grupos TV es la temperatura de los gases de combustión tomada a la salida de la chimenea del generador de vapor, o inmediatamente después

del sistema de precalentamiento regenerativo de aire. La unidad se expresa en °C.

- ⊕ Temperatura del aire de entrada: Es la temperatura del aire ambiente aspirada, medida en la entrada al compresor, antes del filtro de aire para el caso de las TG y de los motogeneradores de combustión interna, o de la aspirada por el ventilador de tiro forzado (VTF) de la caldera en el caso de los grupos TV. En este caso se trata de la temperatura de bulbo seco. La temperatura de bulbo húmedo (t_{bh}) se toma en el mismo emplazamiento de la temperatura de bulbo seco (t_{bs}), pero con el elemento sensor (bulbo del termómetro de Hg o extremo de la termocupla) dentro de una tela de algodón embebida en agua y expuesta a una corriente de aire. Todas las temperaturas se expresan en °C.
- ⊕ Unidad, grupo, turbogrupos: Se refiere a la turbina a gas o a vapor, objeto de las pruebas, cuya marca y modelo se indicarán en los informes respectivos.

3.2. El listado de las unidades eléctricas, mecánicas y térmicas, y la terminología de uso corriente en esta Norma de Procedimiento se presenta a continuación:

TABLA I: Magnitudes, unidades y símbolos usados

Denominación	Unidad	Símbolo
Potencia Activa	MW, kW	P_{ACT}
Potencia Reactiva	MVAr	P_{REAC}
Factor de Potencia	Adimensional	$\cos \varphi$
Tensión	V	U
Corriente	A	I
Energía eléctrica	MWh, kWh	E
Frecuencia	Hz	F_r
Potencia de Auxiliares	MW, kW	P_{AUX}
Regulación Primaria de Frecuencia	%	RPF
Regulación Secundaria de Frecuencia	%	RSF
Potencia de pérdida	kW	P_{PERD}
Pérdida en el hierro	kW	P_{FE}
Pérdida en el cobre	kW	P_{CU}
Pérdida en el cable de salida	kW	P_{CABLE}

Denominación	Unidad	Símbolo
Resistencia	Ω	R
Tiempo	h, min, s	T_i
Número de vueltas por minuto	v^{-1}	rpm
Presión absoluta	bar _a	p_{ABS}
Presión relativa	bar _r	p_{REL}
Temperatura	°C	t
Temperatura absoluta	°K	T
Flujo de combustible líquido (GO, FO)	litro, m ³ , Gal	F_{GO}, F_{FO}
Masa de combustible líquido (GO, FO)	Kg, t	M_{GO}, M_{FO}
Flujo de combustible gaseoso (Normal)	Nm ³	V_{GN}
Flujo de combustible gaseoso (Standard)	Sm ³	V_{GN}
Masa de combustible gaseoso (GN)	kg	M_{GN}
Masa de combustible sólido (CM)	kg, t	M_{CM}
Poder Calorífico Superior (líquido/sólido)	kcal/kg, kJ/kg	PCS
Poder Calorífico Inferior (líquido/sólido)	kcal/kg, kJ/kg	PCI
Poder Calorífico Superior (gas)	kcal/m ³ , kJ/m ³	PCS
Poder Calorífico Inferior (gas)	kcal/m ³ , kJ/m ³	PCI
Densidad	kg/m ³	δ
Densidad relativa (Gravedad específica)	adimensional	G_{ESP}
Calor de Entrada	Gcal, GJ, MMBTU	Q_{ENTR}
Consumo específico de calor	kcal/kWh, kJ/kWh, BTU/kWh	C_{ESP CALOR}
Consumo específico de combustible	kg/kWh, m ³ /kWh, Gal/kWh	C_{ESP COMB}
Consumo de calor horario	Gcal/h, GJ/h	Q_h
Presión barométrica	Bar, mbar	p_{bar}
Temperatura ambiente	°C	t_{amb}
Humedad relativa	%	Hu
Factor de corrección	adimensional	F_{CORR}
Exceso de aire	%	ε_{AIRE}
Coefficiente de exceso de aire	adimensional	λ
Incertidumbre de la medición	%	Σ, I
Eficiencia térmica	%	ε

3.3. Las abreviaturas siguientes serán empleadas:

- ⊕ AP: Alta Presión
- ⊕ BP: Baja Presión

- ⊕ CC: Ciclo Combinado
- ⊕ CI: Combustión Interna
- ⊕ GO: Gas Oil
- ⊕ MCI: Motogenerador de Combustión Interna
- ⊕ MP: Media Presión
- ⊕ RPF: Reserva Primaria de Frecuencia
- ⊕ RSF: Reserva Secundaria de Frecuencia
- ⊕ TG: Turbogás
- ⊕ TV: Turbovapor

4. Normas y Documentación de Referencia

4.1. A efectos de unificar los procedimientos de certificación del consumo de calor en diferentes estados de carga, los ensayos deberán referirse, en el aspecto que corresponda, a las normas internacionales indicadas en el numeral 7.2 del presente anexo y podrán apoyarse en la siguiente documentación:

- ⊕ Manual de Operación y Mantenimiento de las unidades.
- ⊕ Informes producidos por las empresas de mantenimiento vinculados con la operación y el estado de las unidades.
- ⊕ Pruebas y ensayos anteriores realizados sobre la unidad.
- ⊕ Publicaciones de los diferentes constructores, vinculadas con la verificación del estado operativo de unidades de generación y recuperación de la potencia y de los niveles de eficiencia. Curvas de envejecimiento, pérdida de potencia y eficiencia y su recuperación parcial mediante los mantenimientos programados.

4.2. Podrán seguirse las recomendaciones de otras Normas (ISO, DIN, NF), siempre que sean compatibles con las mencionadas en el numeral 7.2 del presente anexo.

5. Metodología y Criterios de Aplicación

5.1. Condiciones del ensayo

5.1.1. Las condiciones necesarias para proceder al inicio de los ensayos, destinados a la determinación del consumo de calor en diferentes regímenes de carga de una unidad de generación térmica, responden a recomendaciones de las Normas Internacionales aplicables a ensayos de recepción de máquinas térmicas.

5.2. Unidades Turbogás

- 5.2.1. Las pruebas deben realizarse en condiciones operativas aceptables, por lo que, si existe un mantenimiento mayor próximo a la fecha de la realización de la auditoría, el ensayo se pospondrá hasta la finalización del mantenimiento y la auditoría será realizada inmediatamente después de la puesta en servicio de la unidad.
- 5.2.2. Los sistemas de enfriamiento de aire de aspiración, para las unidades TG que los posean, deberán estar fuera de servicio durante las pruebas, dado que pueden introducir distorsiones importantes en la determinación de la temperatura de aspiración del compresor, según ASME PTC 46 o su equivalente.
- 5.2.3. En el caso de unidades TG que operen con diferentes tipos de combustibles, los ensayos deberán repetirse con cada uno de ellos.

5.3. Unidades Turbovapor

- 5.3.1. Las pruebas deben realizarse en condiciones operativas aceptables, por lo que, si existe un mantenimiento mayor en la caldera, turbina o en cualquier componente principal del ciclo térmico próximo a la fecha de la realización de la auditoría, el ensayo se pospondrá hasta la finalización del mantenimiento y la auditoría será realizada inmediatamente después de la puesta en servicio de la unidad.
- 5.3.2. Las válvulas de purgas y drenajes de la caldera y de los componentes principales del ciclo térmico, permanecerán cerradas durante el ensayo.
- 5.3.3. Los ensayos realizados a potencias intermedias entre la potencia máxima y el mínimo técnico, incluido éste, deberán ubicarse de tal forma que dichas cargas no coincidan con puntos de apertura de válvulas parcializadoras (caso de turbinas con admisión multiválvulas).
- 5.3.4. En el caso de calderas que operen con diferentes tipos de combustibles, los ensayos deberán repetirse con cada uno de ellos.
- 5.3.5. La regulación del conjunto caldera-turbina deberá permanecer en automático durante el ensayo, permitiéndose solamente ajustar la potencia manualmente a fin de mantener la carga de la unidad en el valor de

consigna. En el caso que el sistema de regulación no esté operable al momento del ensayo, la regulación podrá realizarse en forma manual manteniendo constantes los parámetros de potencia, flujo y calidad de vapor, de acuerdo con el numeral 7.3.1.5 del apéndice 1.

5.3.6. Durante el ensayo se mantendrán lo más constante posible los niveles del pozo caliente del condensador y del tanque de agua de alimentación del condensado.

5.4. Motogeneradores de Combustión Interna

5.4.1. Condiciones generales

- 5.4.1.1. Con anterioridad al ensayo, deberá realizarse un control de instrumentos y del sistema de alimentación y filtrado de combustible, inyectores y sistema de filtrado de aire.
- 5.4.1.2. Las condiciones operativas durante el ensayo, deberán situarse, en lo posible, dentro del entorno de lo recomendado por el constructor.

5.4.2. Condiciones particulares

- 5.4.2.1. Para plantas o grupos generadores conformados por varios motogeneradores de iguales características técnicas, deberá seleccionarse una muestra de unidades a ensayar. Las mediciones obtenidas para los motogeneradores seleccionados, luego de ser corregidas a criterio del auditor y según lo detallado en el numeral 8 de este apéndice, serán promediadas en cada punto de ensayo.
- 5.4.2.2. A partir de los valores promedio, se construirá una sola curva de consumo específico de calor, que será representativa para la totalidad de motogeneradores de la planta o grupo generador.
- 5.4.2.3. Los ensayos de los motogeneradores pertenecientes a un mismo grupo, deberán realizarse secuencialmente, el mismo día o en días consecutivos no interrumpidos, según el criterio del auditor, con el objetivo de disminuir la posible afectación de condiciones externas sobre la dispersión de resultados.
- 5.4.2.4. Ante la ocurrencia de imprevistos que obliguen a suspender una de

las pruebas, el auditor deberá presentar a la UT la debida justificación. Además, el PM generador deberá coordinar con la UT la nueva fecha de ejecución de la prueba pendiente, en un lapso no mayor a un día hábil luego de ocurrida la suspensión. El plazo máximo para la ejecución de la nueva prueba será de dos semanas contadas a partir del día de su suspensión. En caso de no cumplirse el plazo antes indicado, deberá reiniciarse el proceso de auditoría detallado en este anexo.

5.4.3. Selección de unidades a ensayar para centrales de hasta 10 unidades de características similares

- 5.4.3.1. Se seleccionarán dos (2) motogeneradores al azar y se ensayarán primeramente sólo estos dos.
- 5.4.3.2. Para cada punto de carga, se determinará la desviación entre la potencia neta y consumo específico de calor de cada motogenerador ensayado y el promedio del conjunto. Si esta diferencia resultare inferior o igual al 3% en el punto de máxima de carga y al 4% en todos los otros puntos de carga, se darán por concluidos los ensayos.
- 5.4.3.3. Los valores medios de potencia y consumo específico de calor así determinados serán válidos para la totalidad de motogeneradores del emplazamiento correspondiente.
- 5.4.3.4. Si la diferencia de los valores obtenidos de alguno o de los dos parámetros de referencia (potencia neta y/o consumo específico de calor) en el punto de máxima carga sea superior al 3% y en cualquiera de los otros puntos de carga, resulta superior al 4% del promedio de las unidades ensayadas, se procederá a ensayar un tercer motogenerador elegido al azar.
- 5.4.3.5. Si para todos los puntos de carga, la diferencia de potencia neta y/o de consumo específico de calor entre los tres motogeneradores ensayados resultare inferior o igual al 3% del promedio para el punto de máxima carga y 4% para los otros puntos de carga, se darán por

concluidos los ensayos.

- 5.4.3.6. De obtenerse una diferencia superior al 3% para el punto de máxima carga y 4% para las otras cargas, entre los valores de potencia neta y/o consumo específico de calor entre las tres unidades ensayadas, se procederá a ensayar la totalidad de las unidades. En este caso se adoptarán como válidos para cada unidad el promedio de potencia y consumo específico de calor de la totalidad de las unidades. Por otra parte, de despacharse cada unidad generadora individualmente, se adoptarán para cada una de ellas sus propios valores.
- 5.4.3.7. En todos los casos, tanto la potencia como el consumo específico de calor no serán corregidas, salvo lo especificado en el numeral 8 de este apéndice.
- 5.4.4. Selección de unidades a ensayar para centrales de más de 10 unidades y hasta 20 unidades de características similares
 - 5.4.4.1. Se seleccionarán cuatro (4) motogeneradores al azar y se ensayarán primeramente sólo estos cuatro.
 - 5.4.4.2. Para cada punto de carga, se determinará la desviación entre la potencia neta y consumo específico de calor de cada motogenerador ensayado y el promedio del conjunto. Si para el punto de máxima carga esta diferencia resultare inferior o igual al 3% del promedio de valores obtenidos o de 4% para las otras cargas, se darán por concluidos los ensayos.
 - 5.4.4.3. Los valores medios de potencia y consumo específico de calor así determinados serán válidos para la totalidad de motogeneradores del emplazamiento correspondiente.
 - 5.4.4.4. Si la diferencia de los valores obtenidos de alguno o de los dos parámetros de referencia (potencia neta y/o consumo específico de calor) resulta superior al 3% para el punto de máxima carga y 4% para el resto de cargas, se procederá a ensayar dos motogeneradores más, elegidos al azar.
 - 5.4.4.5. Si la diferencia de potencia neta y/o de consumo específico de calor

entre los seis motogeneradores ensayados, en el punto de máxima carga, resultare inferior o igual al 3% del promedio o de 4% para las otras cargas, se darán por concluidos los ensayos.

- 5.4.4.6. De obtenerse una diferencia superior al 3% entre los valores de potencia neta y/o consumo específico de calor en el punto de máxima carga o de 4% en el resto de cargas, se procederá a ensayar cuatro unidades más, seleccionadas al azar y se promediarán los valores así obtenidos entre los diez motogeneradores seleccionados.
 - 5.4.4.7. Si la diferencia en cualquiera de los puntos de carga ensayados supera el 5%, se ensayará la totalidad de las unidades. En este caso se adoptarán como válidos para cada unidad el promedio de potencia y consumo específico de calor de la totalidad de las unidades. Por otra parte, de despacharse cada unidad generadora individualmente, se adoptarán para cada una de ellas sus propios valores.
- 5.4.5. Selección de unidades a ensayar para centrales de más de 20 unidades de características similares
- 5.4.5.1. Se seleccionarán cinco (5) motogeneradores al azar y se ensayarán primeramente sólo estos cinco.
 - 5.4.5.2. Para cada punto de carga, se determinará la desviación entre la potencia neta y consumo específico de calor de cada motogenerador ensayado y el promedio del conjunto. Si para el punto de máxima carga, esta diferencia resultare inferior o igual al 3% del promedio de valores obtenidos y 4% para las demás cargas, se darán por concluidos los ensayos.
 - 5.4.5.3. Los valores medios de potencia y consumo específico de calor así determinados serán válidos para la totalidad de los motogeneradores del emplazamiento correspondiente.
 - 5.4.5.4. Si la diferencia de los valores obtenidos, de alguno o de los dos parámetros de referencia (potencia neta y/o consumo específico de calor) en el punto de máxima carga, resulta superior al 3%, y 4% para el resto de cargas, se procederá a ensayar dos motogeneradores más, elegidos al azar.

- 5.4.5.5. En el caso que la diferencia de potencia neta medida y/o de consumo específico de calor entre los siete motogeneradores ensayados, en el punto de máxima carga, resulte inferior o igual al 3% del promedio o 4% en cualquiera de las otras cargas, se darán por concluidos los ensayos.
- 5.4.5.6. De obtenerse una diferencia superior al 3% para el punto de máxima carga y 4% para el resto de cargas, entre los valores de potencia neta y consumo específico de calor, se procederá a ensayar cuatro unidades más, seleccionadas al azar y se promediarán los valores de los once motogeneradores así obtenidos.
- 5.4.5.7. Si la diferencia en cualquiera de los puntos de carga ensayados supera el 5%, se ensayará la totalidad de las unidades. En este caso se adoptarán como válidos para cada unidad el promedio de potencia y consumo específico de calor de la totalidad de las unidades. Por otra parte, de despacharse cada unidad generadora individualmente, se adoptarán para cada una de ellas sus propios valores.
- 5.4.5.8. En todos los casos, tanto la potencia como el consumo específico de calor no serán corregidas, salvo lo especificado en el numeral 8 de este apéndice.
- 5.4.6. Centrales con unidades de potencia y características diferentes
- 5.4.6.1. Se ensayará la totalidad de las unidades.
- 5.4.6.2. Los valores individuales de potencia y consumo específico de calor así determinados serán válidos para cada uno de los motogeneradores del emplazamiento correspondiente. Dichos motogeneradores serán despachados de manera individual.
- 5.4.6.3. En todos los casos, tanto la potencia como el consumo específico de calor no serán corregidas, salvo lo especificado en el numeral 8 de este apéndice.

5.5. Plantas Operando en Ciclo Combinado

- 5.5.1. En esta sección se detallan consideraciones particulares para las pruebas

de las configuraciones operativas de plantas operando en Ciclo Combinado. El consumo de calor de las unidades del ciclo térmico principal operando en Ciclo Simple, se determinará de acuerdo con lo establecido para la tecnología correspondiente, en las secciones anteriores de este apéndice.

5.5.2. Condiciones particulares

- 5.5.2.1. Para las centrales operando en Ciclo Combinado se realizarán tantos ensayos de consumo de calor como configuraciones operativas tenga la planta.
- 5.5.2.2. A las plantas de ciclo combinado cuyo ciclo térmico principal esté constituido por varios motogeneradores de iguales características, les corresponderá una única configuración operativa de ciclo combinado.
- 5.5.2.3. Para cada configuración operativa se ensayarán al menos seis puntos de carga, que deberán incluir la potencia máxima alcanzada, el mínimo técnico, una prueba a la potencia con aporte a la regulación primaria o secundaria de frecuencia, y al menos tres o más puntos de carga entre esta última y la carga media de la configuración operativa ensayada.
- 5.5.2.4. Para cada configuración operativa, el auditor deberá incluir en el cronograma de cargas a que se refiere el numeral 10.1.5 de este apéndice, el detalle de las unidades que se encontrarán en servicio en cada punto a ensayar.
- 5.5.2.5. Para plantas operando en Ciclo Combinado, será de interés la relación de potencia del ciclo térmico principal y el ciclo de recuperación de calor en cada punto ensayado, por lo que ambas potencias deberán medirse con instrumental calibrado según lo requerido en el numeral 6.6 de este apéndice, y consignarse en el acta correspondiente a la configuración operativa.

5.5.3. Condiciones operativas durante la prueba

- 5.5.3.1. Para los ensayos de plantas operando en Ciclo Combinado, se incluyen todas las consideraciones operativas hechas en las

secciones anteriores para la tecnología de las unidades que conforman el ciclo térmico principal y el ciclo de recuperación de calor.

- 5.5.3.2. Debe buscarse que la planta opere lo más cercana posible a las condiciones nominales cuando se trate de ajustar los parámetros operativos controlables (por ej. presiones, temperaturas, flujos, parámetros eléctricos). En lo que respecta a las condiciones ambientales, el auditor podrá aplicar lo dispuesto en el numeral 8 de este apéndice.
- 5.5.3.3. Las calderas de recuperación de calor (HRSG, por sus siglas en inglés) operarán, en el caso del ensayo a la potencia máxima de Ciclo Combinado, a su capacidad de evaporación nominal, estando todas sus purgas y aportes de agua de reposición cerrada.
- 5.5.3.4. Para los sistemas de vapor con domos, los niveles de AP, MP y BP (los que aplique al tipo de tecnología), se mantendrán durante los ensayos lo más cercano posible a sus valores nominales.

6. Mediciones e Instrumental Requerido

- 6.1. Las mediciones principales requeridas para la verificación de los valores de potencia, consumo de calor a declarar y sus correspondientes correcciones, serán realizadas con instrumental de precisión calibrado, el que podrá ser parte del equipamiento a ensayar o ser montado especialmente para la auditoría:
 - a) Potencia activa, bruta y neta
 - b) Flujo de combustible (volumen o masa)
 - c) Parámetros atmosféricos
 - d) Temperatura de fuente fría.
- 6.2. Además de las mediciones principales, se realizarán mediciones complementarias con el instrumental de operación permanente del grupo o

unidad a auditar, el que será contrastado y eventualmente calibrado, con anterioridad a los ensayos. El auditor elaborará un listado de mediciones complementarias.

- 6.3. Todos los datos de las variables o parámetros medidos durante el ensayo, que se utilicen como insumo para la elaboración del informe técnico, deberán provenir de descargas digitales de los medidores correspondientes. Únicamente cuando las características de alguno de los equipos de medición no permitan la descarga digital de registros, el auditor deberá proponer a la UT una metodología complementaria para la toma de mediciones, que asegure la integridad de los datos a ser considerados para los cálculos.
- 6.4. Las mediciones de temperaturas serán realizadas con las termocuplas o termo-resistencias instaladas en la unidad a auditar, de acuerdo con la norma ASME PTC 19.3. Los valores de temperaturas durante el ensayo, se tomarán cada 5 minutos, pudiéndose hacer uso del sistema de adquisición de datos de la unidad.
- 6.5. Las mediciones de presión serán obtenidas mediante los transductores existentes, utilizados para la operación rutinaria de la unidad. Su lectura se realizará cada 5 minutos.
- 6.6. Energía eléctrica y/o potencia eléctrica
 - 6.6.1. La medición de energía eléctrica y/o potencia activa será realizada con medidor integrador de energía eléctrica de estado sólido o transductor de parámetros eléctricos de precisión clase 0.2 o mejor. El medidor de energía eléctrica deberá ser verificado y calibrado, como mínimo cada 24 meses.
 - 6.6.2. Los transformadores de tensión y de corriente deberán ser precisión clase 0.5 o mejor.
 - 6.6.3. Los transformadores de corriente y de tensión a ser utilizados deberán haber sido calibrados en fábrica, antes de su montaje en su emplazamiento definitivo y presentar protocolo de calibración, en caso de estar disponible.

6.6.4. En todos los ensayos la medición de energía y/o potencia eléctrica se refiere a las mediciones después del transformador de potencia (neta).

6.7. Flujo de gas natural

6.7.1. El flujo de gas natural será medido y totalizado con el equipo instalado en la unidad, previa calibración de los sensores primarios de temperatura, presión y presión diferencial, la que deberá efectuarse cada 24 meses por el fabricante del equipo o por un Laboratorio de medición.

6.7.2. En el caso de medidores de flujo de gas natural con placa orificio o tobera de caudal, previo a cada ensayo se realizará un control dimensional de los mismos, verificándose además el estado de los bordes del orificio.

6.7.3. En caso de que el equipo de medición de gas natural sea del tipo a turbina, vortex, coriolis o ultrasónico, el conjunto deberá ser calibrado al menos cada 5 años.

6.7.4. El procedimiento de medición y el cálculo se realizará de acuerdo con la Norma AGA en la versión que corresponda al tipo de medidor empleado.

6.7.5. Las condiciones estándar a utilizar para la medición y cálculos del gas natural deberán apegarse a lo indicado en la Norma ISO 13443, en su versión más reciente.

6.7.6. Análisis del gas natural

6.7.6.1. Extracción de muestras en el lugar

6.7.6.1.1. Se extraerán dos (2) muestras del fluido durante las pruebas. Una de ellas será enviada para su análisis a un Laboratorio, la segunda muestra quedará en poder del PM generador como respaldo.

6.7.6.2. Como alternativa, si la entrega del GN, por parte del proveedor de combustible al PM generador, se realiza directamente mediante gaseoductos, podrá solicitarse a la Compañía proveedora de gas natural el análisis cromatográfico de calidad de gas correspondiente a la fecha del ensayo, donde constarán el PCS (Poder Calorífico Superior), PCI (Poder Calorífico Inferior), gravedad específica y

composición molar. En este caso no es necesaria la toma de las muestras de gas natural. Lo anterior no es aplicable si el proveedor suministra al PM partidas de Gas Natural Licuado (GNL).

6.7.6.3. Asimismo, para el análisis del gas natural se podrá utilizar el cromatógrafo de operación permanente de la planta, instalado en la red de gas que alimenta a la unidad generadora, siempre que, a la fecha de realización de la prueba, se cuente con un certificado de calibración vigente y emitido por una empresa especializada.

6.8. Flujo de combustible líquido

6.8.1. En todo caso, la validación del método para calcular el flujo de combustible líquido será responsabilidad del auditor y dicho método quedará reflejado en el informe técnico.

6.8.2. Fuel-Oil

6.8.2.1. La medición del flujo de Fuel Oil podrá realizarse por tanque calibrado o por caudalímetro volumétrico o másico.

6.8.2.1.1. Medición por tanque calibrado

6.8.2.1.1.1. Para la medición por tanque es recomendable que la misma se realice sobre el tanque de uso diario, el que será calibrado de acuerdo con lo establecido por la Norma IRAM- IAP a 6902 o bien por la publicación API: "Manual of Petroleum Management Standard", respecto a la medición y calibración de tanques cilíndricos verticales.

6.8.2.1.1.2. En todos los casos se exigirá la presentación del certificado de calibración, la que deberá ser realizada por un Organismo homologado o por el fabricante del tanque.

6.8.2.1.1.3. La antigüedad máxima admisible del certificado de calibración de los tanques es de 10 años, salvo que el auditor observe deformaciones o asentamientos asimétricos en el tanque.

6.8.2.1.2. Medición por caudalímetro

6.8.2.1.2.1. Para la medición de flujo de Fuel Oil con caudalímetro

integrador podrá realizarse con equipo volumétrico, del tipo a turbina, de ruedas dentadas ovas o similares o bien con equipo de medición másico, del tipo “Coriolis”, ultrasónico o similar. La precisión deberá ser clase 0.5 o mejor.

6.8.2.1.2.2. El contraste y calibración de los equipos de medición es responsabilidad del PM generador, en el caso que el medidor forme parte de la instalación, y aprobada por el auditor.

6.8.2.1.2.3. Si el medidor de flujo, del tipo portátil, es aportado por el auditor, el mismo deberá cumplir con la clase exigida para el medidor fijo. En este caso la calibración del instrumento es responsabilidad del auditor

6.8.3. Gas-Oil

6.8.3.1. La medición del consumo puede realizarse por tanque calibrado, o bien con caudalímetro del tipo de desplazamiento positivo (ruedas dentadas ovaladas), o másico del tipo Coriolis, ambos de clase 0.5 o mejor, midiéndose también el flujo de combustible de retorno.

6.8.3.2. El contraste y calibración de los equipos de medición fijos deberá ser responsabilidad del PM generador y aprobada por el auditor. Si el equipo de medición portátil es suministrado por el auditor, la calibración es responsabilidad de éste.

6.8.3.3. Para el caso de motogeneradores de una potencia inferior a 5 MW, se puede medir el flujo másico de combustible mediante un recipiente de alrededor de 1500 litros de capacidad suspendido de una balanza electrónica de capacidad acorde a la masa a medir. Este tipo de balanzas tiene una resolución de 0.2 kg y una linealidad de 0.2 %. La provisión y calibración de este instrumento es responsabilidad del auditor.

6.8.4. Para el análisis de FO y GO, se extraerán 2 muestras de un litro, cada una durante la prueba, recomendándose el muestreo por goteo, para el caso del Fuel Oil, durante el tiempo que demanden las pruebas. El combustible deberá provenir de un solo tanque o ser de una sola partida. Se tomará una

muestra para analizar en un Laboratorio homologado y otra de respaldo, que quedará en poder del PM generador.

- 6.8.4.1. Las muestras de combustible tomadas deben ser homogéneas y representativas. La toma de estas debe realizarse apropiadamente en el punto que se requiere, y su manejo y traslado debe seguir el procedimiento específico estandarizado para tal fin, para evitar su alteración.
- 6.8.4.2. El recipiente a utilizar para la recolección de la muestra deberá estar limpio y sin contaminantes para garantizar la integridad de la muestra. Los tipos de recipientes, rotulación y protección contra contaminación en el traslado hacia el laboratorio, debe cumplir con los estándares críticos para preservar las propiedades del producto.
- 6.8.4.3. Ante resultados anómalos o no representativos en el análisis de la muestra de combustible, deberán repetirse en su totalidad los ensayos de consumo de calor de la máquina correspondiente.

6.9. Masa de carbón mineral

- 6.9.1. El consumo de carbón se mide por medio de un Sistema de pesaje continuo integrado por balanzas de cinta que alimentan a cada uno de los molinos.
- 6.9.2. El carbón pasa por la cinta y su peso es captado por una celda de carga, la que juntamente con un emisor de pulsos de velocidad envían las señales a un computador analógico-digital que procesa la información traduciendo los pulsos en valores de toneladas acumuladas.
- 6.9.3. Para proceder a la calibración de la balanza, previo al ensayo, se realizan las verificaciones de todas las variables y se calculan los nuevos factores de calibración, los que deberán ser cargados al computador de cada balanza. La calibración de la balanza de carbón es responsabilidad del PM generador.

6.9.4. Análisis del carbón mineral

- 6.9.4.1. La toma de muestra se realizará por "cuarteo", es decir extrayendo

varias muestras durante el ensayo (de cuatro a seis muestras de 8 a 10 kg cada una). Se las mezcla, a fin de obtener un producto lo más homogéneo posible y se la divide en cuatro cantidades iguales en peso. De esas cuatro muestras se extrae una y se la divide nuevamente en cuatro y así sucesivamente hasta que queden dos muestras de aproximadamente 1 kg de peso cada una. Una de ellas se envía a un Laboratorio para su análisis, la otra queda en poder del PM generador como respaldo.

6.9.4.2. Características físico-químicas del carbón a determinar

Valores de la muestra “Tal cual” o “Como recibido”:

Poder Calorífico Neto	:	kcal/kg
Agua	:	%
Cenizas	:	%
Volátiles	:	%
Azufre	:	%

6.10. Para aplicar las correcciones a que se refiere el numeral 8 de este apéndice, los parámetros atmosféricos deberán ser medidos con equipo calibrado, que cumpla con lo requerido para parámetros principales, por la norma ASME PTC-46:

Parámetro	Incertidumbre
Presión atmosférica	$\pm 0.1\%$
Temperatura ambiente	$\pm 0.28^{\circ}\text{C}$ (0.5°F)
Humedad relativa	$\pm 2\%$
Temperatura de bulbo húmedo	$\pm 0.39^{\circ}\text{C}$ (0.7°F) $\pm 2\%$

6.11. El tiempo en cada ensayo se medirá con cronómetro, analógico o digital, con precisión de al menos 1/10 segundos.

6.12. Para el ensayo podrá utilizarse el Sistema de Adquisición de Datos complementarios para variables térmicas, mecánicas y eléctricas instalado en las unidades, registrando las magnitudes que interesen a intervalos de 1 a 5 minutos.

7. Procedimiento de Ensayo

7.1. Consideraciones generales

7.1.1. El procedimiento consiste en establecer la relación entre la energía de entrada aportada por la masa de combustible multiplicada por su poder calorífico y la energía eléctrica de salida, tanto en bornes del alternador (energía bruta) como en barras de la central (energía neta).

7.1.2. A partir de esta relación puede calcularse el consumo específico de calor y el consumo específico de combustible, y obtenerse el polinomio que representa el Modelo Matemático de la unidad en todo el rango de potencia.

7.2. Elección de las cargas

7.2.1. El ensayo de Consumo de Calor comprende al menos cinco estados de carga:

- a) Potencia máxima.
- b) Potencia correspondiente a la carga de mínimo técnico.
- c) Potencia máxima, descontando los aportes a RPF y RSF
- d) Dos o más cargas intermedias.

En caso de ensayos a plantas operando en Ciclo Combinado, aplicará lo indicado en el numeral 5.5.2.3 de este apéndice.

7.2.2. Las pruebas pueden realizarse siguiendo una rampa ascendente de carga o a la inversa. Específicamente, para las pruebas de motogeneradores pertenecientes al mismo grupo generador, la elección de las rampas de carga debe ser tal que minimice la diferencia de la temperatura ambiente en cada punto de carga, para los diferentes motogeneradores ensayados.

7.3. Estabilidad de parámetros

7.3.1. Unidades Turbovapor y Ciclos Combinados

7.3.1.1. Son de aplicación las recomendaciones de la norma ASME PTC 6, para unidades TV.

7.3.1.2. Deberán verificarse las condiciones de estabilidad térmica en los equipos principales (caldera, turbina y ciclo térmico), y en los equipos auxiliares. En estas unidades, el tiempo de estabilización depende también del tiempo en que la unidad haya permanecido fuera de servicio, es decir si el conjunto caldera-turbina a vapor está en la

condición de: “caliente”, “semi-caliente” o “frío”. En estos casos deberá respetarse, en cuanto a tiempos de arranque y estabilización térmica, lo recomendado por el constructor de la unidad.

- 7.3.1.3. Para ciclos Combinados es de aplicación la norma ASME PTC 46.
- 7.3.1.4. Durante las pruebas deberán permanecer cerradas todas las purgas y drenajes y controlarse las pérdidas de calor al medio.
- 7.3.1.5. La diferencia admisible entre el valor medio de las pruebas y el valor medido será acorde a la tabla siguiente:

TABLA II: Diferencia admisible entre el valor medio de las pruebas y el valor medido

Magnitud Considerada	Unidad	Diferencia admisible
Potencia Eléctrica	MW	± 3 %
Tensión de generación	kV	± 2 %
Factor de Potencia	adimensional	± 5 %
Presión de vapor vivo	Bar	± 3 %
Temperatura de vapor vivo	° C	± 5 °C
Temperatura de vapor recalentado	° C	± 5 °C
Presión de escape	mmHg	± 2 mmHg
Temperatura de agua de alimentación	° C	± 10 °C
Temperatura de entrada de agua de circulación	° C	± 3 °C
Flujo de agua de circulación	m ³ /h	± 5%

- 7.3.2. Si durante el ensayo algún parámetro de los listados en la Tabla II, presentara diferencias superiores a las admitidas, deberá comenzarse la prueba nuevamente, verificándose la causa del desvío, salvo que el auditor, a su criterio, estime que el desvío observado no influirá en el resultado final.
- 7.3.3. Para las Unidades Turbogas operando en ciclo abierto es de aplicación la norma ASME PTC 22
- 7.3.4. Para las Unidades Turbogas operando con calderas de recuperación es de aplicación la norma ASME PTC 4.4

7.4. Tiempos de ensayo

7.4.1. En todas las unidades de generación térmica, previo a cada ensayo de potencia y consumo de calor, cada unidad deberá estar estabilizada térmicamente.

7.4.2. Tanto el tiempo de estabilización como el del ensayo propiamente dicho estarán de acuerdo con la Norma específica para cada tipo de unidad. Asimismo, se recomiendan como referencia, los tiempos que se detallan en la Tabla siguiente:

TABLA III: Tiempos de estabilización y de ensayo

Tipo de Unidad	Tiempo de estabilización (*)	Duración del ensayo (**)
Turbogas	40 min.	Máximo 30 min.
Caldera –Turbovapor	Mínimo 60 min.	Mínimo 120 min.
Ciclo Combinado(***)	Mínimo 60 min.	Mínimo 120 min.
Motogenerador de Combustión Interna	15 min.	30 min.

(*) Tiempos referenciales, que pueden ser modificados a criterio del auditor. Con respecto al tiempo de estabilización, este generalmente se logra cuando las temperaturas permanecen constantes durante tres lecturas consecutivas a intervalos de 5 minutos.

(**) La duración de los ensayos podrá alargarse a criterio del auditor salvo en caso de las TG, en beneficio de lograr una menor incertidumbre en la medición volumétrica del combustible.

(***) Específicamente para ciclos combinados cuyo ciclo térmico principal está compuesto por MCI, la duración del ensayo listada es referencial y podrá ser modificada a criterio del auditor, debiendo siempre asegurar que los resultados sean representativos.

8. Correcciones a la Potencia y al Consumo Específico de Calor

- 8.1. La potencia bruta y consumo específico de calor determinados en la prueba correspondiente, pueden ser corregidos a fin de llevar todos los puntos medidos a las condiciones ambientales de referencia del ensayo, definidas en el numeral 3.1 de este apéndice. Para ello se hace uso de las curvas o ecuaciones de corrección provistas por el constructor. En caso de no disponerse las curvas originales de la unidad, el auditor podrá utilizar curvas de unidades similares (misma marca, potencia y tipo de máquina).
 - 8.1.1. Los factores de corrección a la potencia y consumo específico de calor deberán aplicarse sobre cada dato medido, y no sobre promedios de mediciones del mismo punto de carga.
 - 8.1.2. El proceso de corrección de las mediciones de potencia y consumo específico de calor involucra dos etapas. La primera es llevar los datos medidos a las condiciones base contempladas en las curvas de corrección aplicables. La segunda consiste en llevar los datos resultantes de dichas condiciones base, a las condiciones ambientales de referencia del ensayo definidas en el numeral 3.1 de este apéndice.
 - 8.1.3. El auditor, atendiendo a su criterio técnico, podrá prescindir de la aplicación del proceso de corrección recomendado en los numerales anteriores.

- 8.2. Si la unidad a ensayar, por alguna condición especial, debe operar en el momento de la prueba a condiciones ambientales no usuales ni representativas del sitio en que se ubica la planta, el auditor, atendiendo a su criterio técnico, podrá aplicar las correcciones correspondientes a la potencia y consumo específico de calor. Ante esta situación, el auditor deberá presentar la debida justificación de la corrección realizada y respaldar las condiciones ambientales a las cuales se llevarán los datos medidos, mediante memoria de cálculo que incluya registro de mediciones con instrumental calibrado.
- 8.3. Todas las curvas de corrección que se utilicen en el cálculo y los factores de corrección obtenidos, deberán ser debidamente sustentados en el informe. Si fuere necesario utilizar curvas de corrección de unidades similares, a las que se refiere el numeral 8.1 de este apéndice, el auditor deberá justificar en el informe la aplicabilidad de estas a la unidad ensayada.
- 8.4. A continuación, se brinda listado referencial de las curvas de corrección requeridas, quedando a criterio del auditor el uso de éstas.
- 8.4.1. Correcciones a la potencia y consumo específico de una unidad TV:
- a) Corrección por temperatura de agua de circulación. En algunas unidades se corrige por presión en el condensador o por temperatura de la fuente fría. Ambas correcciones son válidas.
- 8.4.2. Correcciones a la potencia de una unidad TG:
- a) Corrección por presión barométrica.
 - b) Corrección por temperatura de aire de aspiración.
 - c) Corrección por humedad relativa.
- 8.4.3. Correcciones al consumo específico de calor de una unidad TG:
- a) Corrección por temperatura de aire de aspiración
 - b) Corrección por humedad relativa
- 8.4.4. Correcciones a la potencia y al consumo de calor de un MCI:

- 8.4.4.1. Las correcciones de los motores de combustión interna, ya sea ciclo Otto o Diesel, dependerán principalmente de lo indicado por el fabricante. Sin embargo, ante falta de indicación expresa del mismo, podrá utilizarse la metodología plasmada en la norma ISO 3046:2002 para corregir la potencia y consumo de calor por presión barométrica, temperatura ambiente y humedad relativa.
- 8.4.5. Para correcciones a la potencia y al consumo de calor de un Ciclo Combinado se toman las mismas correcciones que para las tecnologías que lo componen, aplicadas a la unidad correspondiente.
- 8.5. Adicionalmente a las correcciones listadas en el numeral 8.4, podrán aplicarse correcciones operativas derivadas de condiciones impuestas a la unidad por el sistema, como velocidad de giro o factor de potencia, debiendo documentar que durante la prueba estas se encontraron fuera del rango permitido en el anexo 12 “Normas de Calidad y Seguridad Operativas” de este Reglamento.
- 8.6. Este procedimiento no contempla correcciones por equipos que no se encuentren en condiciones de funcionamiento adecuadas u otras correcciones operativas adicionales a las mencionadas en el numeral anterior. En general, deberá asegurarse la operación normal de la planta durante el ensayo, para que los resultados sean representativos de la misma.

9. Incertidumbre

9.1. Cálculo de la Incertidumbre

- 9.1.1. La determinación de la incertidumbre en cada medición y en el resultado final se realizará de acuerdo con lo especificado por la Norma ASME PTC-6 Report “Guidance for Evaluation of Measurement Uncertainty in Performance Test of Steam Turbines” y por la Norma ASME PTC 19.1 “Measurement Uncertainty”.
- 9.1.2. La fórmula general para el cálculo de la incertidumbre es:

$$\mathfrak{S} = \sqrt{\sum [S * (\frac{U}{\sqrt{N}})]^2}$$

Donde:

S: Factor de sensibilidad, pondera la incidencia de la participación del instrumento o aparato en la medición.

U: Incertidumbre propia del instrumento. Viene dada por la Clase.

N: Cantidad de instrumentos o equipos que intervienen en la medición de un mismo parámetro.

9.2. Valores límite de Incertidumbre

9.2.1. Los valores del límite de Incertidumbre para cada ensayo dependerán de la incertidumbre básica del instrumento empleado para cada determinación y de la participación de la magnitud medida en el cálculo de la incertidumbre final.

9.2.2. Para el cálculo de la incertidumbre final serán de aplicación la norma ASME PTC 6-R y aquellas que establecen la incertidumbre para las mediciones de combustibles en cada caso: Normas AGA, ISO, ASTM-API. Los valores calculados deberán guardar relación con las recomendaciones de la Norma referida.

9.2.3. Alternativamente a lo expresado en el numeral 9.2.2 y a modo de referencia, pueden adoptarse los siguientes valores máximos para los ensayos de potencia y consumo de calor considerados en este anexo:

9.2.3.1. Incertidumbre en la medición de la potencia activa bruta o neta: $\mathfrak{S} < 1.0 \%$

9.2.3.2. Incertidumbre en la medición volumétrica del flujo de gas natural: $\mathfrak{S} < 2 \%$, de acuerdo con las Normas AGA. Si la medición del flujo de gas natural se realiza con instrumentos del tipo másico la incertidumbre

puede bajar a valores $< 1.0 \%$

- 9.2.3.3. Incertidumbre en la determinación del Poder Calorífico Inferior (PCI) del combustible: $\approx < 0.3 \%$
- 9.2.3.4. Incertidumbre en la determinación de la densidad relativa de los productos de petróleo: $\approx < 0.2 \%$
- 9.2.3.5. Incertidumbre en la determinación de la temperatura del combustible (líquidos): $\approx = 1,7 \text{ }^\circ\text{C}$, para termocupla calibrada con patrón secundario de acuerdo con la norma ASME PTC 6-R. Se debe tener en cuenta que el factor de participación de la temperatura en la determinación de la densidad es de 0.0007 por cada grado Celsius de variación de temperatura.
- 9.2.3.6. Incertidumbre en la medición del volumen de F.O o G.O:
- a) Si la medición es por tanque calibrado, la incertidumbre depende del diámetro de tanque y de la diferencia de alturas registradas en cada ensayo.
 - b) En el caso de medirse con caudalímetro volumétrico, la incertidumbre estará dada por la clase del instrumento, recomendándose el uso de medidores de clase $\leq 0.5\%$. Para unidades de potencia menor a 30 MW, pueden adoptarse valores de incertidumbre más elevados (1.5 a 2 veces mayor).
 - c) Si la medición del flujo de combustible líquido se realiza con medidores del tipo másico, la incertidumbre estará dada por la calidad y clase del instrumento empleado, generalmente $\leq 0.5 \%$.
- 9.2.3.7. Para la medición de cantidad de carbón por balanza electrónica de pesada continua, la incertidumbre máxima admitida es $\approx \leq 1.5 \%$.
- 9.2.4. Alternativamente a los pasos anteriormente descritos, los cálculos de incertidumbre se pueden basar en la “Guía para la expresión de las incertidumbres de medida” del Comité Internacional de Pesos y medidas (CIPM) y el Bureau Internacional de Pesos y Medidas (BIPM).

10. Aspectos Generales y Conducción del Ensayo

10.1. Aspectos generales y logística

- 10.1.1. El ensayo de consumo de calor a diferentes cargas, debe ser realizado bajo condiciones operativas normales de la planta, para asegurar que los resultados sean representativos.
- 10.1.2. Una vez fijada la potencia de ensayo, la unidad debe alcanzar la estabilidad térmica, la que se verifica observando la constancia en el tiempo de las temperaturas del metal en los diferentes puntos de medida con que cuenta el grupo. Ese tiempo se alcanza en aproximadamente 15 a 20 minutos para las TG y de 40 a 60 minutos para las TV, dependiendo del estado térmico de la unidad con anterioridad al ensayo.
- 10.1.3. La duración de cada ensayo en una unidad, incluyendo la totalidad de cargas y el correspondiente tiempo de estabilización en cada carga, lo determinará el auditor, tomando como guía los tiempos establecidos en las normas ASME que correspondan a cada tipo de unidad: TG, TV, MCI y CC.
- 10.1.4. La realización de los ensayos en cada unidad o grupo de unidades deberá ser coordinada entre el auditor, el PM generador y la UT, de acuerdo con la disponibilidad de las unidades a ensayar, debiendo asegurarse el cumplimiento de lo indicado en el numeral 2.2 de este anexo, salvo contingencia mayor que determine la indisponibilidad de la unidad por un período de tiempo con dificultad para estimar o por una condición de emergencia en el sistema.
- 10.1.5. Al menos 10 días hábiles antes de la fecha propuesta para la realización de los ensayos, el PM generador, en coordinación con el auditor, deberá remitir a la UT la solicitud de su programación, acompañada de un cronograma tentativo de cargas de cada una de las pruebas y su duración, (incluyendo el tiempo de estabilización estimado para cada carga), además de todo lo solicitado en el numeral 6.6.1. de este anexo.
- 10.1.6. A pesar de lo indicado en el numeral 2.2 de este anexo, cuando la UT determine que no existen condiciones en el Sistema Eléctrico de Potencia

para ejecutar los ensayos de plantas operando en ciclo combinado, por ejemplo, en condiciones de baja demanda y exceso de generación base, los pospondrá hasta que su realización sea factible. Lo anterior no retrasará la ejecución de las pruebas de las unidades que conforman el ciclo térmico principal, operando en ciclo simple.

10.1.7. En caso de que ocurra lo descrito en el numeral anterior, junto con el informe de auditoría de las unidades que conforman el ciclo térmico principal, y tomando en cuenta los resultados vertidos en el mismo, el auditor deberá remitir un cálculo teórico de la curva de consumo de calor del Ciclo Combinado, para el que además deberá utilizar los datos vigentes de la relación de potencias definida en el numeral 5.5.2.5 de este apéndice. La curva de consumo de calor así determinada será utilizada transitoriamente hasta que se realicen los ensayos pospuestos y entren en vigor las curvas obtenidas a partir de estos. Sin perjuicio de lo anterior, los resultados preliminares podrán ser utilizados como insumo para la ejecución de los procedimientos de auditoría para determinar los costos variables de operación y mantenimiento no combustibles y costos de arranque y detención.

10.1.8. Cuando las fechas y horarios de realización de las pruebas sean aprobados, la UT tomará las consideraciones procedentes, según la potencia y duración del ensayo, para su modelación en las programaciones de la operación de corto plazo. Adicionalmente, durante el período estimado de la duración de los ensayos, considerará indisponibles a aquellas unidades generadoras, cuya inyección al sistema altere la medición comercial de potencia neta de la unidad ensayada.

10.1.9. El PM generador propietario de las unidades o centrales a ensayar deberá tener disponible al momento del ensayo lo siguiente:

- a) Características técnicas de todas las unidades a ensayar: marca, modelo, potencia nominal del grupo, presiones y temperaturas de vapor, curvas de corrección (según lo establecido en este apéndice), características de los transformadores de potencia, esquema de

- medición de la potencia activa y de servicios auxiliares.
- b) Tanque de medición de combustible líquido calibrado o tanque apto para pesaje mediante balanza electrónica o medidor integrador másico o volumétrico de desplazamiento positivo contrastados.
- c) Medidor másico o volumétrico integrador de gas natural contrastado.
- d) Transformadores de medición (TP y TC) de al menos clase 0.5.
- e) Libre disponibilidad de las unidades a ensayar.
- f) Facilidad para la toma de muestra de combustible.
- g) Personal de Operación de apoyo.

10.2. Conducción del ensayo y responsabilidades

10.2.1. Responsabilidad del auditor

10.2.1.1. Una vez seleccionado y contratado, el auditor acordará con el PM generador los detalles finales para la realización de las pruebas de consumo de calor, y sus responsabilidades serán las siguientes:

- a) Fijar la fecha definitiva y horarios de trabajo, los cuales serán informados y coordinados previamente con la UT.
- b) Elegir la modalidad de cargas: ascendente o descendente.
- c) Preparar el listado de puntos de medición y fijar los puestos de medición, verificación de los puestos de medición y del instrumental de planta
- d) Revisar los protocolos de contraste o de calibración
- e) Explicar al personal de la central el desarrollo de la prueba y de la metodología de cálculo, y detalles sobre la toma y recolección de datos.
- f) Suministrar los equipos de medición de energía y/o potencia activa e instalarlos. Esto en caso en que la o las unidades no posean medición individual de potencia activa de al menos clase 0.2,

previamente contrastados.

- g) Suministrar los elementos para la medición volumétrica o másica de combustibles líquidos en tanques: cinta y pilón y termocupla o termorresistencia o balanza electrónica para el caso de medición de combustibles líquidos hasta 1500 kg o medidor volumétrico o másico de fluidos en caso que lo disponga.
- h) Coordinar todos los aspectos previos al ensayo y durante el mismo.
- i) Conducir el ensayo.
- j) Recopilar la información obtenida durante el ensayo y remitirla a la UT según lo requerido en el numeral 6.6.3 de este anexo.
- k) Elaborar el informe preliminar, el cual se entregará en formato digital, tanto a la UT como al PM generador, y deberá incluir las hojas de cálculo editables, fórmulas, macros o programas para su validación.
- l) Recibir y atender las observaciones realizadas por el PM generador y la UT, considerando las aplicables para el informe final, o justificando las que no apliquen de acuerdo con su criterio técnico y experiencia.
- m) Elaborar el informe final, el cual será entregado tanto a la UT como al PM generador. La entrega debe de realizarse en formato digital por los medios que la UT establezca, incluyendo hojas de cálculos editables, fórmulas, macros o programas para su validación.

10.2.2. Responsabilidad del PM generador

10.2.2.1. El PM generador será responsable de lo siguiente:

- a) Proveer el personal necesario para la realización de las pruebas incluyendo la designación de un responsable destinado en forma exclusiva a atender los aspectos logísticos y operativos de las pruebas.

- b) Operar la unidad a ensayar.
- c) Extraer las muestras de combustible
- d) Contrastar o verificar el instrumental de medición en aquellos casos en que se considere necesario, tal es el caso de medidores de flujo de combustibles líquidos o gaseosos o de sistemas de pesaje continuo de carbón.
- e) Gestionar ante la UT la disponibilidad de la unidad a ensayar para la realización de las pruebas.
- f) Poner a disposición del auditor toda la documentación y características de las unidades, necesarias para la elaboración del informe técnico.
- g) Remitir al auditor las observaciones al informe preliminar que considere pertinentes.

10.2.3. Responsabilidad de la UT

10.2.3.1. La UT será responsable de las siguientes actividades:

- a) Elaborar un listado de unidades a ensayar y coordinar con los respectivos PM generadores la fecha estimada más conveniente para la realización de los ensayos de potencia y consumo de calor, que minimicen los riesgos de confiabilidad y seguridad operativa del Sistema.
- b) Informar a los PM generadores oportunamente de la necesidad de realizar los ensayos.
- c) Realizar las observaciones pertinentes al informe preliminar del auditor.
- d) Aprobar el informe final de la auditoría, siempre que el auditor haya acatado las observaciones realizadas por la UT.
- e) Participar, en caso que así lo considere, como observador de las pruebas a realizar por el auditor.

11. Informe Técnico

11.1. Finalizados los ensayos, con los valores medidos, el auditor responsable de la realización de los ensayos procederá a la elaboración del Informe Técnico para todas las unidades ensayadas.

11.2. El Informe Técnico deberá contener, como mínimo, los siguientes puntos:

- a) Responsable del ensayo, cuya firma y aclaración deberá constar al final del mismo y en las hojas de cálculo.
- b) Objeto del ensayo.
- c) Descripción técnica de los equipos principales.
- d) Memoria técnica del procedimiento: metodología, instrumental empleado, cálculo de la incertidumbre.
- e) Desarrollo matemático del cálculo del punto de ensayo correspondiente a la potencia máxima.
- f) Hojas de cálculo completas de todos los puntos de ensayo.
- g) Determinación del polinomio de consumo específico de calor y polinomio de consumo específico de combustible.
- h) Anexos: Curvas de corrección utilizadas, certificados de contraste de instrumentos, protocolos de análisis de combustible, protocolos de mediciones, esquemas de mediciones principales, y toda información adicional que se considere de utilidad para una mejor interpretación del informe.

11.3. Además, como anexo al informe técnico, deberá consignarse por separado a la UT:

- a) Acta de consumo de calor para cada tipo de combustible con que opera la unidad o GGP (y para cada configuración operativa en el caso de Ciclos Combinados).

- b) Acta de consumo en arranque y detención, según el formato presentado en el numeral 9.2 del apéndice 4.
 - c) Para cada configuración operativa de ciclo combinado: Relación de potencia entregada por el ciclo térmico principal y ciclo de recuperación de calor, en todos los puntos de carga ensayados.
- 11.4. La UT se reserva el derecho de proceder a realizar una auditoría técnica “in situ” para verificar los aspectos del informe que considere necesarios, así como también de aprobar los nuevos valores declarados.

APÉNDICE 2 - MODELOS DE ACTAS Y FORMATOS DE AUDITORÍAS

1. Modelo de Acta Ensayo de Consumo de Calor

ACTA

Fecha

Empresa

Central

Configuración Operativa*

En la fecha arriba indicada se ha procedido a la realización de los ensayos de consumo de calor y de potencia máxima de las unidades que se detallan:

Unidad N°	_____	Potencia Nominal	_____	MW
Unidad N°	_____	Potencia Nominal	_____	MW

Se han certificado los siguientes valores de potencias y consumos específicos

CÓDIGO UNIDAD Y TIPO	POTENCIA MW	C ESP. COMBUSTIBLE [Unidades**]	C ESP. CALOR [Unidades***]	COMBUSTIBLE
XX				OPERA CON (Tipo de Combustible)

Polinomio de consumo específico de combustible **:.

$$E = a+b*P+c*P^2$$

Polinomio de consumo específico de calor **:.

$$E = a+b*P+c*P^2$$

Firma del Auditor

Firma del Representante del PM

Firma del Representante de la UT

Observaciones

Nota:

*Para las centrales de Ciclo Combinado o unidades que operan con más de un combustible, deben presentarse tantas actas como configuraciones operativas y/o tipos de combustible tenga la planta. Además, para configuraciones operativas de ciclo combinado deberá declararse, como parte de esta acta, la potencia inyectada por el ciclo térmico principal y el ciclo de recuperación de calor, en cada punto ensayado.

** En el acta debe consignarse el consumo específico másico o volumétrico del combustible, en las unidades de medida comúnmente utilizadas según el tipo de combustible. Por ejemplo, gal/MWh para combustibles líquidos y Sm³/MWh para el gas natural.

*** En el acta debe consignarse el consumo específico de calor, en las unidades de medida comúnmente utilizadas según el tipo de combustible. Por ejemplo, Gcal/MWh para LFO y HFO y MMBTU/MWh para el gas natural.

- 1.1. Los valores a consignar en el acta, corresponden a potencias y consumos específicos de calor corregidos y calculados una vez realizados y comunicados al auditor los resultados del análisis del combustible utilizado durante las pruebas. Esta acta será consignada en el informe final de la auditoría.

- 1.2. Además de lo dispuesto en el numeral anterior, para aquellas plantas que entregan sus excedentes al sistema, se consignará en el informe un acta adicional que contemple los valores resultantes a potencias y consumos específicos equivalentes de la planta en el punto de entrega al sistema. Esta acta contendrá únicamente los resultados para potencia con aporte a la regulación primaria de frecuencia, y adicionalmente, se incluirán los resultados para potencias con aporte a regulación secundaria siempre y cuando las unidades estén habilitadas para dar dicho servicio.

2. Modelo de Acta de Asistencia

ACTA DE ASISTENCIA – ENSAYO DE CONSUMO DE CALOR

Fecha _____
 Empresa _____
 Central _____
 Configuración Operativa* _____
 Fecha y hora de inicio _____
 Fecha y hora de finalización _____

1. Representantes de las partes durante los ensayos

Representante	Cargo/Empresa	Firma

2. Cronograma de eventos relevantes ocurridos durante los ensayos

Fecha y hora	Descripción del evento y acciones tomadas

3. Programa de ensayos y curva de carga real

Punto de carga	Hora inicio / hora fin	Etapas de la prueba
P1	Hh24:mm:ss – hh24:mm:ss	Estabilización
	Hh24:mm:ss – hh24:mm:ss	Toma de mediciones
P2	Hh24:mm:ss – hh24:mm:ss	Estabilización
	Hh24:mm:ss – hh24:mm:ss	Toma de mediciones
...		
Prueba de arranque	Hh24:mm:ss – hh24:mm:ss	

Nota: Se deberá anexar a este formato de acta la curva de carga real seguida por la unidad ensayada durante las pruebas. Los firmantes deberán rubricar cada página adicional a este formato

*De aplicar.

3. Modelo de Formatos a Entregar al Auditor por el PM Generador

3.1. MODELO DE FORMATO PARA GRUPOS CALDERA-TV

DATOS TÉCNICOS DE GRUPOS CALDERA-TURBINA A VAPOR			
CENTRAL:	GRUPO:	Fecha:	
CALDERA			
DENOMINACIÓN	UNIDAD	VALOR	OBSRV.
MARCA, MODELO			
AÑO DE INSTALACIÓN			
PRODUCCIÓN MÁXIMA CONTINUA	t/h		
PRESIÓN DE VAPOR SOBRECALENTADO	bar		
TEMPERATURA DE VAPOR SOBRECALENTADO	°C		
PRESIÓN DE VAPOR RECALENTADO	bar		
TEMPERATURA DE VAPOR RECALENTADO	°C		
TEMPERATURA DE AGUA DE ALIMENTACIÓN	°C		
COMBUSTIBLE PRINCIPAL			
COMBUSTIBLE ALTERNATIVO			
Nº DE QUEMADORES	Nº		
TURBINA A VAPOR			
MARCA, MODELO			
AÑO DE INSTALACIÓN			
POTENCIA NOMINAL	MW		
FLUJO DE VAPOR SOBRECALENTADO NOMINAL	tn/h		
PRESIÓN DE VAPOR SOBRECALENTADO	bar		
TEMPERATURA DE VAPOR SOBRECALENTADO	°C		
PRESIÓN DE VAPOR RECALENTADO	bar		
TEMPERATURA DE VAPOR RECALENTADO	°C		
CANTIDAD DE PRECALENTADORES AP	Nº		
CANTIDAD DE PRECALENTADORES BP	Nº		
PRESIÓN EN CONDENSADOR	mmHg		
TEMPERATURA DE AGUA DE CIRCULACIÓN DE ENTRADA	°C		
FLUJO DE AGUA DE CIRCULACIÓN	m3/h		
ALTERNADOR, TRANSFORMADOR Y AUXILIARES			

DATOS TÉCNICOS DE GRUPOS CALDERA-TURBINA A VAPOR			
POTENCIA DEL GENERADOR	MVA		
FACTOR DE POTENCIA	Nº		
TENSIÓN DE GENERACIÓN	kV		
MEDIDOR DE E. ELÉCTRICA: MARCA, TIPO			
MEDIDOR DE E. ELÉCTRICA: CLASE	%		
MEDIDOR DE E. ELÉCTRICA: FECHA DE CONTRASTE			
TRANSFORMADOR DE POTENCIA: MARCA, TIPO			
TRANSFORMADOR DE POTENCIA: CAPACIDAD	MVA		
TRANSFORMADOR DE POTENCIA: RELACIÓN TRANF.	kV/kV		
TRANSFORMADOR DE POTENCIA: PÉRDIDAS EN VACÍO	kW		
TRANSFORMADOR DE POTENCIA: PÉRDIDAS DE CC	kW		
TRANSFORMADOR DE MEDICIÓN TC, CLASE, RELACIÓN	A/A		
TRANSFORMADOR DE MEDICIÓN TP, CLASE, RELACIÓN	kV/kV		
BORNERA DE CONTRASTE, TIPO, ESQUEMA DE CONEXIÓN			
TRANSFORMADOR DE AUXILIARES, CAPACIDAD	kVA		
TRANSFORMADOR DE AUXILIARES, RELACIÓN TRANF	kV/kV		
MEDICIÓN DE COMBUSTIBLE			
MEDIDOR DE FLUJO, MARCA, TIPO (VOLUMÉTRICO/MÁSICO)			
MEDIDOR DE FLUJO, CLASE	%		
FECHA DE CALIBRACIÓN			
BALANZA DE CARBÓN, MARCA, CLASE			
BALANZA, FECHA DE CALIBRACIÓN			
TANQUE DIARIO, DIMENSIONES: ALTURA, DIAM. CAPACIDAD	m, m3		
TANQUE DIARIO, FECHA DE CALIBRACIÓN			

3.2. MODELO DE FORMATO PARA GRUPOS TG

DATOS TÉCNICOS DE GRUPOS TURBOGAS			
CENTRAL:	GRUPO:	Fecha:	
TURBINA A GAS Y COMPRESOR			
DENOMINACIÓN	UNIDAD	VALOR	OBSRV.
MARCA, MODELO			
AÑO DE INSTALACIÓN			
POTENCIA NOMINAL	MW		
TEMPERATURA GASES DE ENTRADA A TURBINA	°C		
TEMPERATURA DE GASES DE ESCAPE	°C		
TEMPERATURA DE ENTRADA DE AIRE DE REFERENCIA	°C		
HUMEDAD RELATIVA DE REFERENCIA	%		
PRESIÓN BAROMÉTRICA DE REFERENCIA	mbar		
COMBUSTIBLE PRINCIPAL			
COMBUSTIBLE ALTERNATIVO			
Nº DE CÁMARAS DE COMBUSTIÓN	Nº		
Nº DE ETAPAS DE TURBINA	Nº		
Nº DE ETAPAS DEL COMPRESOR	Nº		
ALTERNADOR, TRANSFORMADOR Y AUXILIARES			
POTENCIA DEL GENERADOR	MVA		
FACTOR DE POTENCIA	Nº		
TENSIÓN DE GENERACIÓN	kV		
MEDIDOR DE E. ELÉCTRICA: MARCA, TIPO			
MEDIDOR DE E. ELÉCTRICA: CLASE	%		
MEDIDOR DE E. ELÉCTRICA: FECHA DE CONTRASTE			
TRANSFORMADOR DE POTENCIA: MARCA, TIPO			
TRANSFORMADOR DE POTENCIA: CAPACIDAD	MVA		
TRANSFORMADOR DE POTENCIA: RELACIÓN TRANF.	kV/kV		
TRANSFORMADOR DE POTENCIA: PÉRDIDAS EN VACÍO	kW		
TRANSFORMADOR DE POTENCIA: PÉRDIDAS DE CC	kW		
TRANSFORMADOR DE MEDICIÓN TC, CLASE, RELACIÓN	%		
TRANSFORMADOR DE MEDICIÓN TP, CLASE, RELACIÓN	%		
BORNERA DE CONTRASTE, TIPO, ESQUEMA DE CONEXIÓN			

DATOS TÉCNICOS DE GRUPOS TURBOGAS			
TRANSFORMADOR DE AUXILIARES, CAPACIDAD	kVA		
TRANSFORMADOR DE AUXILIARES, RELACIÓN TRANF	kV/kV		
MEDICIÓN DE COMBUSTIBLE			
MEDIDOR DE FLUJO, MARCA, TIPO (VOLUMÉTRICO/MÁSICO)			
MEDIDOR DE FLUJO, CLASE	%		
FECHA DE CONTRASTE			
TANQUE DIARIO, DIMENSIONES: ALTURA, DIAM. CAPACIDAD	m, m3		
TANQUE DIARIO, FECHA DE CALIBRACIÓN			

3.3. MODELO DE FORMATO PARA CICLOS COMBINADOS

DATOS TÉCNICOS DE CICLOS COMBINADOS			
CENTRAL:		Fecha:	
GRUPO:		CONFIGURACIONES OPERATIVAS:	
DESCRIPCION DE CONFIGURACIONES OPERATIVAS			
N°1			
N°2			
N°n			
CALDERA DE RECUPERACIÓN (HRSG)			
CANTIDAD DE HRSG	N°		
DENOMINACIÓN	UNIDAD	VALOR	OBSRV.
MARCA, MODELO			
AÑO DE INSTALACIÓN			
PRODUCCIÓN MÁXIMA CONTINUA	tn/h		
PRESIÓN DE VAPOR HP	bar		
TEMPERATURA DE VAPOR HP	°C		
PRESIÓN DE VAPOR IP	bar		
TEMPERATURA DE VAPOR IP	°C		
PRESIÓN DE VAPOR LP	bar		
TEMPERATURA DE VAPOR LP	°C		
TEMPERATURA DE AGUA DE ALIMENTACIÓN	°C		
COMBUSTIBLE ADICIONAL: SI/NO			
TURBINA A VAPOR			
MARCA, MODELO			
AÑO DE INSTALACIÓN			
DENOMINACIÓN	UNIDAD	VALOR	OBSRV.
POTENCIA NOMINAL	MW		
FLUJO DE VAPOR HP	t/h		
PRESIÓN DE VAPOR HP	bar		
TEMPERATURA DE VAPOR HP	°C		
PRESIÓN DE VAPOR IP	bar		

DATOS TÉCNICOS DE CICLOS COMBINADOS			
TEMPERATURA DE VAPOR IP	°C		
PRESIÓN EN CONDENSADOR	mmHg		
TEMPERATURA DE AGUA DE CIRCULACIÓN	°C		
FLUJO DE AGUA DE CIRCULACIÓN	M3/h		
TURBINAS A GAS			
MARCA, MODELO			
AÑO DE INSTALACIÓN			
DENOMINACIÓN	UNIDAD	VALOR	OBSRV
CANTIDAD DE UNIDADES QUE INTEGRAN EL CC	Nº		
POTENCIA NOMINAL DE CADA UNIDAD	MW		
TEMPERATURA GASES DE ENTRADA A TURBINA	°C		
TEMPERATURA DE GASES DE ESCAPE	°C		
PRESIÓN BAROMÉTRICA DE REFERENCIA	mbar		
TEMPERATURA DE ENTRADA DE AIRE DE REFERENCIA	°C		
HUMEDAD RELATIVA DE REFERENCIA	%		
COMBUSTIBLE PRINCIPAL			
COMBUSTIBLE ALTERNATIVO			
Nº DE CÁMARAS DE COMBUSTIÓN	Nº		
Nº DE ETAPAS DE TURBINA	Nº		
Nº DE ETAPAS DEL COMPRESOR	Nº		
MOTOR DE COMBUSTIÓN INTERNA			
MARCA, MODELO			
AÑO DE INSTALACIÓN			
DENOMINACIÓN	UNIDAD	VALOR	OBSRV.
CANTIDAD DE UNIDADES QUE INTEGRAN EL CC	Nº		
POTENCIA NOMINAL DE CADA UNIDAD	MW		
TEMPERATURA AGUA REFRIGERACIÓN DE REFERENCIA	°C		
TEMPERATURA DE ENTRADA DE AIRE DE REFERENCIA	°C		
TEMPERATURA DE GASES DE ESCAPE	°C		
HUMEDAD RELATIVA DE REFERENCIA	%		
PRESIÓN BAROMÉTRICA DE REFERENCIA	mbar		

DATOS TÉCNICOS DE CICLOS COMBINADOS			
COMBUSTIBLE PRINCIPAL			
COMBUSTIBLE ALTERNATIVO			
Nº DE CILINDROS	Nº		
Nº DE r.p.m.	Nº		
ALTERNADOR, TRANSFORMADOR Y AUXILIARES			
DENOMINACIÓN	UNIDAD	VALOR	OBSRV.
POTENCIA DEL ALTERNADOR TV	kVA		
FACTOR DE POTENCIA	Nº		
TENSIÓN DE GENERACIÓN	kV		
POTENCIA DE LOS ALTERNADORES TG (DE CADA UNO)	kVA		
FACTOR DE POTENCIA	Nº		
TENSIÓN DE GENERACIÓN ALTERNADOR TV	kV		
TENSIÓN DE GENERACIÓN ALTERNADORES TG	kV		
SISTEMA DE MEDICIÓN DE ENERGÍA			
MEDIDOR DE E. ELÉCTRICA TV: MARCA, TIPO, CLASE			
MEDIDORES DE E. ELÉCTRICA TG: MARCA, TIPO, CLASE			
MEDID. DE E. ELÉCTRICA TV Y TG: FECHA DE CONTRASTE			
TRANSFORMADORES DE POTENCIA, MEDICIÓN Y AUXILIARES			
TRANSFORMADOR TV: MARCA, TIPO			
TRANSFORMADOR TV: CAPACIDAD	MVA		
TRANSFORMADOR TV: RELACIÓN TRANF.	kV/kV		
TRANSFORMADOR TV: PÉRDIDAS EN VACÍO	kW		
TRANSFORMADOR TV: PÉRDIDAS DE CC	kW		
TRANSFORMADORES TG: MARCA, TIPO			
TRANSFORMADORES TG: CAPACIDAD	MVA		
TRANSFORMADORES TG: RELACIÓN TRANF.	kV/kV		
TRANSFORMADORES TG: PÉRDIDAS VACÍO	kW		
TRANSFORMADORES TG: PÉRDIDAS DE CC	kW		
TRANSFORMADOR MCI: MARCA, TIPO.			
TRANSFORMADOR MCI: CAPACIDAD	MVA		
TRANSFORMADOR MCI: RELACIÓN TRANF.	kV/kV		

DATOS TÉCNICOS DE CICLOS COMBINADOS			
TRANSFORMADOR MCI: PÉRDIDAS EN VACÍO	kW		
TRANSFORMADOR MCI: PÉRDIDAS DE CC	kW		
TRANSFORMADORES DE TENSIÓN TP, CLASE, REL.			
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TC, CLASE, REL.			
TRANSFORMADORES DE TENSIÓN TG, CLASE, REL.			
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TG, CLASE, REL.			
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TG, CLASE, REL.			
TRANSFORMADORES DE TENSIÓN MCI, CLASE, REL.			
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE MCI, CLASE, REL.			
BORNERA DE CONTRASTE, TIPO, ESQUEMA DE CONEXIÓN	Adjuntar esquema		
TRANSFORMADOR DE AUXILIARES, CAPACIDAD	kVA		
TRANSFORMADOR DE AUXILIARES, RELACIÓN TRANF	kV/kV		
MEDICIÓN DE COMBUSTIBLE			
MEDIDOR DE FLUJO, MARCA, TIPO (VOLUMÉTRICO/MÁSICO)			
MEDIDOR DE FLUJO, CLASE	%		
FECHA DE CONTRASTE			

3.4. MODELO DE FORMATO PARA MOTOGENERADORES DE C.I.

DATOS TÉCNICOS DE GRUPOS DE COMBUSTIÓN INTERNA			
CENTRAL:	GRUPO:	Fecha:	
MOTOR DE C.I.			
DENOMINACIÓN	UNIDAD	VALOR	OBSRV.
MARCA, MODELO			
AÑO DE INSTALACIÓN			
POTENCIA NOMINAL	MW		
TEMPERATURA AGUA REFRIGERACIÓN DE REFERENCIA	°C		
TEMPERATURA DE ENTRADA DE AIRE DE REFERENCIA	°C		
HUMEDAD RELATIVA DE REFERENCIA	%		
PRESIÓN BAROMÉTRICA DE REFERENCIA	mbar		
COMBUSTIBLE PRINCIPAL			
COMBUSTIBLE ALTERNATIVO			
Nº DE CILINDROS	Nº		
Nº DE r:p:m:	Nº		
ALTERNADOR, TRANSFORMADOR Y AUXILIARES			
POTENCIA DEL GENERADOR	MVA		
FACTOR DE POTENCIA	Nº		
TENSIÓN DE GENERACIÓN	kV		
MEDIDOR DE E. ELÉCTRICA: MARCA, TIPO			
MEDIDOR DE E. ELÉCTRICA: CLASE	%		
MEDIDOR DE E. ELÉCTRICA: FECHA DE CONTRASTE			
TRANSFORMADOR DE POTENCIA: MARCA, TIPO			
TRANSFORMADOR DE POTENCIA: CAPACIDAD	MVA		
TRANSFORMADOR DE POTENCIA: RELACIÓN TRANF.	kV/kV		
TRANSFORMADOR DE POTENCIA: PÉRDIDAS EN VACÍO	kW		
TRANSFORMADOR DE POTENCIA: PÉRDIDAS DE CC	kW		
TRANSFORMADOR DE MEDICIÓN TC, CLASE, RELACIÓN	%		
TRANSFORMADOR DE MEDICIÓN TP, CLASE, RELACIÓN	%		
BORNERA DE CONTRASTE, TIPO, ESQUEMA DE CONEXIÓN	Adjuntar esquema		
TRANSFORMADOR DE AUXILIARES, CAPACIDAD	kVA		
TRANSFORMADOR DE AUXILIARES, RELACIÓN TRANF	kV/kV		
MEDICIÓN DE COMBUSTIBLE			

DATOS TÉCNICOS DE GRUPOS DE COMBUSTIÓN INTERNA			
MEDIDOR DE FLUJO, MARCA, TIPO (VOLUMÉTRICO/MÁSICO)			
MEDIDOR, CLASE	%		
FECHA DE CONTRASTE			
TANQUE DIARIO, DIMENSIONES: ALTURA, DIAM. CAPACIDAD	m, m3		
TANQUE DIARIO, FECHA DE CALIBRACIÓN			

APÉNDICE 3. DETERMINACIÓN DE LOS POLINOMIOS DE CONSUMO ESPECÍFICO DE CALOR Y CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE

1. Objeto

- 1.1. Este apéndice trata de la determinación de la función matemática del consumo específico de calor de una máquina térmica y su equivalente el consumo específico de combustible, a partir de los datos medidos durante el ensayo.

2. La Función de Consumo Específico de Calor

- 2.1. El consumo específico de calor es la cantidad de energía térmica de entrada o calor de entrada, por cada unidad de energía eléctrica de salida. Es el recíproco de la eficiencia térmica, que varía en todo el rango de potencia de la máquina ensayada. Para efectos de las pruebas normadas en este anexo, el consumo específico de calor se expresa referido a la potencia neta de la unidad generadora.
- 2.2. La función que vincula el calor específico de entrada con la potencia entregada, deberá representarse mediante una adecuación de segundo orden, del tipo:

$$C_{ESP} = a + b \times P + c \times P^2$$

Donde:

C_{ESP} : Consumo específico de calor [Gcal/MWh o GJ/MWh o MMBTU/MWh]

P: Potencia neta de salida [MW]

- 2.3. Obtención de los coeficientes

- 2.3.1. La función matemática que representa el consumo específico de calor en función de la potencia neta, se determina utilizando el método de “Mínimos Cuadrados” y como producto de salida se obtienen los coeficientes “a”, “b” y “c” del polinomio.
- 2.3.2. Con los valores numéricos de los coeficientes se construye el polinomio de consumo específico de calor, cuya forma y unidades se describen en el numeral 2.2 de este apéndice.
- 2.3.3. La curva de consumo específico de calor tiene validez entre el punto de mínima carga ensayado y el de potencia máxima alcanzada durante el ensayo. El punto de mínima carga corresponderá al mínimo técnico aprobado como parte de los datos declarados a la UT por el PM generador, de acuerdo con lo establecido en el anexo 3 “Información Técnica del Sistema” de este Reglamento.
- 2.3.4. Además de la obtención del polinomio de consumo específico de calor, deberá determinarse su equivalente en consumo específico de combustible, expresado en gal/MWh, Sm^3/MWh o en las unidades de consumo volumétrico o másico típicas del combustible utilizado.
- 2.3.5. El polinomio de consumo específico de combustible también deberá ser de segundo grado y determinarse mediante el “Método de mínimos cuadrados”.

3. Trazado de las Curvas de Consumo Específico de Calor y Consumo Específico de Combustible

- 3.1. Las curvas de consumo específico de calor y consumo específico de combustible, en su expresión gráfica, se trazan en un diagrama cartesiano de coordenadas X-Y.
- 3.2. La curva de consumo específico de calor representa en el eje X la Salida de potencia neta expresada en MW; y, en el eje Y, la entrada de calor requerida para producir cada unidad de energía eléctrica neta en GJ/MWh o MMBUT/MWh.

- 3.3. La curva de consumo específico de combustible representa en el eje X la salida de potencia neta expresada en MW; y, en el eje Y, la entrada volumétrica o másica de combustible requerida para producir cada unidad de energía eléctrica neta, en Gal/MWh o Sm³/MWh.
- 3.4. Estas funciones se obtienen a partir de cinco o más pares de puntos (X-Y), los que han sido medidos en el ensayo de consumo de calor, realizado de acuerdo con las normas y procedimientos referidos en el numeral 7.2 y en el apéndice 1 de este anexo.
- 3.5. Las mediciones tomadas en cada punto ensayado deberán ser procesadas según se detalla en el diagrama de flujo, para obtener los pares de puntos (Tabla 1), a partir de los que se construye la gráfica y se ajusta el polinomio correspondiente.

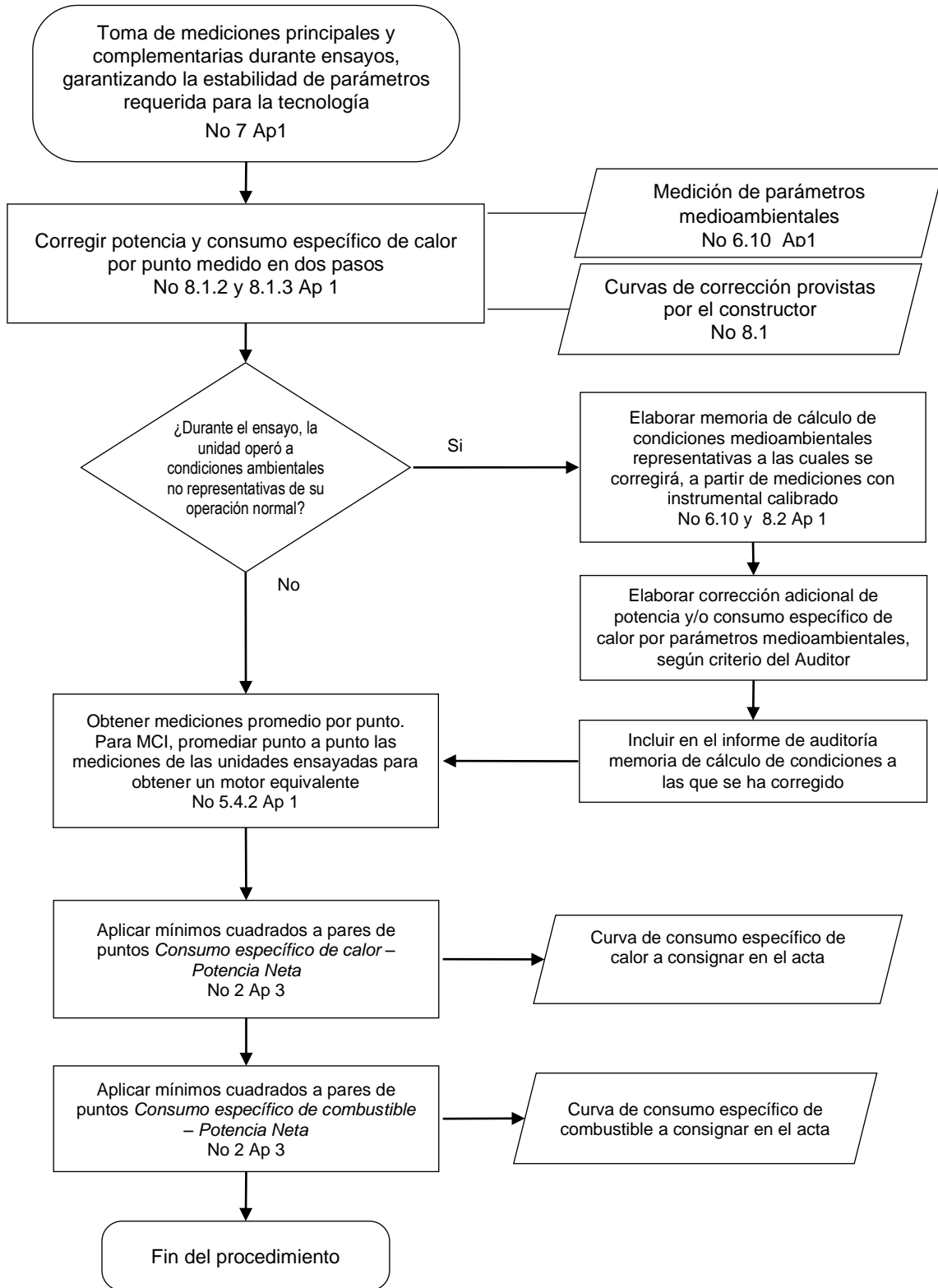
TABLA I: PARES DE PUNTOS DE ENSAYO

PUNTO N°	POTENCIA MW	Consumo específico de calor o consumo específico de combustible equivalente
1		
2		
3		
4		
5		
6*		

Nota: estos pares de puntos se ubican en las coordenadas cartesianas y por ellos se hace pasar una curva que los abarque a todos.

* Para las pruebas de configuraciones operativas de Ciclo Combinado que involucren el ciclo de recuperación de calor, se ensayarán como mínimo 6 puntos.

Diagrama de flujo del procesamiento de las mediciones



APÉNDICE 4. PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN EL ARRANQUE Y DETENCIÓN

1. Objeto

- 1.1. Este procedimiento establece las bases para la realización del ensayo de arranque y detención en unidades de generación térmica, y para la determinación del consumo de combustible en dichos eventos.

2. Alcance

- 2.1. Las unidades a las que se le aplicará este procedimiento son unidades de turbinas a gas, unidades caldera-turbina a vapor, unidades motogeneradoras de combustión interna y ciclos combinados.

3. Condiciones de Ensayo

- 3.1. La determinación del consumo de combustible en el arranque de una unidad de generación térmica se realizará al momento de proceder a la puesta en marcha de la misma.
- 3.2. El proceso de arranque debe realizarse con la unidad en estado frío y caliente en unidades turbovapor, definiendo el tiempo para considerar un arranque en caliente desde la salida de la unidad. En el caso de unidades Turbogas y combustión interna no se requiere esta condición.
- 3.3. Cuando por limitaciones de diseño u otras restricciones o condiciones de operación particulares de la planta, si durante el proceso de arranque se deben hacer consideraciones específicas, no usuales para el tipo de tecnología, o aplicar procedimientos o criterios distintos a los establecidos en este apéndice, el auditor deberá justificar y proponer a la UT el procedimiento a seguir durante el ensayo, y las variables o parámetros a verificar en las diferentes etapas del proceso. Esta justificación y procedimiento deben ser

remitidos a la UT para su aprobación, dentro del plazo indicado en el numeral 10.1.5 del apéndice 1 de este anexo.

4. Normas y Documentación de Referencia

- 4.1. A efectos de unificar los diferentes procedimientos de ensayos, estas pruebas de verificación del consumo de combustible en el arranque, deberán referirse, en el aspecto que corresponda, a las normas internacionales definidas en el numeral 7.2 del presente anexo.

5. Mediciones

- 5.1. La medición de energía eléctrica tiene lugar solo en el período que abarca desde el acople del interruptor hasta alcanzar la potencia mínima técnica en el arranque y desde el desacople de la unidad hasta su parada y alistamiento hasta otro arranque en la detención.
- 5.2. Medición de flujo de gas oil, fuel oil, carbón mineral y gas natural.
 - 5.2.1. El flujo de gas oil, fuel oil y/o gas natural se realizará de acuerdo con el numeral 6 Mediciones e Instrumental Requerido del apéndice 1 del presente anexo.
 - 5.2.2. En el caso de gas oil y/o fuel oil en unidades de más de 2 MW la medición podrá realizarse mediante tanque diario calibrado, de capacidad acorde con el volumen a medir o bien con medidores de flujo volumétricos o máscos.
 - 5.2.3. Para unidades motogeneradoras de combustión interna de hasta 2 MW, la medición podrá realizarse mediante balanza electrónica calibrada.
 - 5.2.4. Para la cuantificación del consumo de carbón mineral, se usará el sistema de pesaje continuo instalado en la unidad considerada.
 - 5.2.5. En caso que el auditor proponga un método alternativo para calcular el flujo de combustible líquido, su validación será responsabilidad del auditor y el procedimiento a seguir deberá detallarse en el Informe Técnico.
- 5.3. Temperaturas

- 5.3.1. Las mediciones de temperaturas de combustibles se realizarán con termocupla o termorresistencia calibradas.
- 5.3.2. Las temperaturas correspondientes a caldera, turbina a vapor y CC, se registran en el sistema de adquisición de datos (DCS).
- 5.4. En este ensayo se registran presiones en el procedimiento de arranque de unidades turbovapor y ciclos combinados.
- 5.5. Se tomarán estas otras mediciones:
 - a) Humedad ambiente
 - b) Presión barométrica
 - c) Temperatura ambiente

6. Logística

- 6.1. Los puestos de medición simultáneos, cuando sea posible, serán:
 - a) Puesto N° 1: Ubicación física de los equipos de medición de combustible: gas natural o fuel oil o gas oil o carbón mineral.
 - b) Puesto N° 2: Sala de comando: registra la secuencia y tiempos parciales y total de arranque desde las maniobras iniciales, al sincronismo y hasta alcanzar la potencia mínima técnica de la unidad. Del mismo modo se procede para la detención.
 - c) Puesto N° 3: Ubicación física de los equipos de medición de energía eléctrica: registra la energía generada en el tramo de arranque desde sincronismo hasta la potencia mínima técnica de la unidad y la energía generada en el proceso de detención desde esta última hasta la carga cero y salida de sincronismo.
- 6.2. Registro de datos

- 6.2.1. En el registro de datos del Sistema de Control Distribuido (por sus siglas en inglés, DCS, "*Distributed Control System*") de unidades TG, TV y CC se registran presiones y temperaturas a lo largo de todo el proceso de arranque, al igual que los parámetros ambientales.
- 6.2.2. En unidades equipadas con sistemas de monitoreo y adquisición de datos de tecnología reciente, la totalidad de los parámetros necesarios para contabilizar el consumo de arranque queda registrado en el DCS.

7. Cronograma del Ensayo

7.1. Proceso de arranque

7.1.1. Unidad Turbovapor (TV)

- 7.1.1.1. En este tipo de unidades se debe realizar pruebas para el arranque en frío y en caliente, de acuerdo con los estándares de uso corriente.
- 7.1.1.2. La determinación del consumo de combustible de arranque comienza entonces con el encendido de la caldera, tomándose tiempos parciales en el momento de inicio del giro de la TV, alcance de la velocidad de sincronismo y en el cierre del interruptor para la toma de carga. También se debe contabilizar el tiempo en alcanzar la potencia mínima técnica de la unidad, durante la rampa de toma de carga.

T_0 : Encendido de caldera

T_1 : Comienzo del giro en turbina

T_2 : Alcance de la velocidad de sincronismo

T_3 : Calentamiento, homogenización y estabilización de temperaturas

T_4 : Fin de estabilización térmica, lista para la toma de carga

T_5 : Alcance de la potencia mínima técnica

7.1.2. Unidad turbogás (TG)

7.1.2.1. La turbina a gas, en general no distingue entre arranque frío y caliente, ya que por su geometría constructiva es una máquina de calentamiento rápido con poca inercia térmica. Es por ello que el consumo de combustible en el arranque es el tiempo transcurrido entre el encendido y el sincronismo. Previo al inicio del fuego en las cámaras de combustión, hay un tiempo sin consumo de combustible que abarca el período desde la señal de inicio del proceso de arranque hasta el encendido.

T_0 : Comienzo de la secuencia de arranque

T_1 : Encendido

T_2 : Alcance de la velocidad de sincronismo

T_3 : Calentamiento, homogenización y estabilización de temperaturas

T_4 : Fin de estabilización térmica, lista para la toma de carga

T_5 : Alcance de la potencia mínima técnica

7.1.2.2. Durante el tiempo que transcurre entre el comienzo de la secuencia de arranque T_0 y el encendido T_1 , no se registra consumo de combustible. El consumo del motor diesel o del motor eléctrico de arranque no se considera por ser de un valor no significativo respecto del consumo total de arranque.

7.1.3. Motogenerador de Combustión Interna (MCI)

7.1.3.1. El consumo de combustible de arranque de un motor de combustión interna abarca desde el encendido del motogenerador hasta el alcance de la velocidad de sincronismo y comienzo de la toma de carga hasta alcanzar la potencia mínima técnica durante la rampa de toma de carga.

T_0 : Encendido del motogenerador

T_1 : Alcance de la velocidad de sincronismo

T_2 : Fin de estabilización térmica. Lista para la toma de carga

T3: Alcance de la potencia nominal mínima técnica

7.1.3.2. En las centrales con unidades similares: igual potencia, marca y modelo, se tomará el consumo de arranque en una sola unidad seleccionada aleatoriamente por el Auditor. En el caso de unidades diferentes se procederá de la misma forma en cada una de estas unidades.

7.1.4. Ciclo Combinado (CC)

7.1.4.1. El consumo de combustible de arranque de un ciclo combinado está dado por el consumo de combustible en el arranque de cada unidad generadora que integra el ciclo térmico principal, salvo que, a criterio del auditor y el PM generador, deba aplicarse un procedimiento distinto para la estimación de ese consumo, para lo cual el PM en coordinación con el auditor, deberá hacer la solicitud correspondiente a la UT, según lo dispuesto en el numeral 3.3 de este apéndice.

7.1.4.2. En el caso del ciclo combinado cuyo ciclo térmico principal esté compuesto por varios M.C.I. de iguales características, no se hará distinción para el arranque en frío y caliente, y se seguirá el procedimiento de arranque específico establecido para los M.C.I.

7.1.4.3. En el caso de un ciclo convencional compuesto por unidad(es) TG y una o más unidades TV, se sumarán los consumos de combustible de cada TG, tomando los tiempos del numeral 7.1.2 para cada unidad TG.

7.1.5. Proceso de detención

7.1.5.1. Para todas las unidades, el proceso de detención comienza en la potencia mínima técnica, con la rampa de bajada de carga hasta llegar a la potencia cero y a continuación el desacople de la unidad de las barras de la central.

7.1.5.2. Las unidades TG y TV continúan en giro lento durante un tiempo, pero sin consumo de combustible. Los MCI finalizan el proceso de detención unos minutos después de haber bajado totalmente la carga, donde las diferentes temperaturas del motor alcanzan los valores seguros recomendados por el constructor; en este período hay consumo de combustible.

7.1.5.3. En los CC convencionales, conformados por unidades TG y TV, la determinación del consumo de combustible en la detención es más compleja, ya que puede darse el caso que la TV quede fuera de servicio y una o más unidades TG queden en servicio. En ese caso deberá contabilizarse como consumo de detención el de cada TG en forma individual.

7.1.5.4. En los ciclos combinados cuyo ciclo térmico principal este compuesto por varios MCI de iguales características, el consumo de combustible en la detención se determinará con el procedimiento de ensayo específico y tiempos parciales establecidos para los MCI.

7.1.5.5. Para las unidades Turbovapor (TV) se tiene:

T'_0 : Comienzo de la bajada de carga: Se reduce el fuego a la caldera

T'_1 : Carga cero

T'_2 : Interrupción de suministro de combustible.

T'_3 : Baja de revoluciones por minuto (r.p.m.) hasta velocidad de giro lento (sin consumo de combustible)

7.1.6. Para las unidades Turbogas (TG) y Ciclos Combinados convencionales se tiene:

T'_0 : Comienzo de la bajada de carga: Se reduce aporte de combustible

T'_1 : Carga cero ($P=0$ MW), se mantiene un quemador al mínimo

T'_2 : Interrupción de suministro de combustible.

T'_3 : Baja de r.p.m. hasta velocidad de giro lento (sin consumo de combustible).

7.1.7. Para los motogeneradores de Combustión Interna (MCI) se tiene:

T'_0 : Comienzo de la bajada de carga: Se reduce aporte de combustible

T'_1 : Carga cero, inyección de combustible al mínimo.

T'_2 : Fin de estabilización térmica, interrupción de suministro de combustible.

8. Procedimiento de Cálculo

- 8.1. En todos los casos, a los valores medidos de volumen o masa de combustible, se los relaciona con los diferentes tiempos parciales y totales para cada tipo de unidad.
- 8.2. Las pruebas para determinar el consumo de arranque-detención se llevarán a cabo en oportunidad de realizarse las pruebas de consumo de calor.
- 8.3. El consumo total en el arranque es la suma de los consumos parciales hasta el fin de la secuencia de arranque y el alcance de la potencia mínima técnica de la unidad.
- 8.4. El consumo de combustible durante el proceso de detención, es la suma de los tiempos parciales, desde la potencia mínima técnica, hasta alcanzar la potencia cero ($P=0$) y hasta finalizar las operaciones de detención y preparación para un nuevo arranque.

9. Tratamiento de la Información

9.1. Los valores de consumo de arranque y detención de cada unidad, una vez determinados por el Auditor, se registrarán en el acta que será remitida a la UT, con copia al generador. El modelo de acta se presenta en el numeral 9.2 del presente apéndice.

9.2. Modelo de Acta de consumo de arranque – detención

LOCALIDAD:					
CENTRAL:					Fecha:
ARRANQUE/DETENCIÓN:					
CÓDIGO UNIDAD:					
TIPO: Indicar si es TG, TV, Motogenerador o CC (indicando las tecnologías que lo conforman), Marca y Modelo					
COMBUSTIBLE: Gas Oil, Fuel Oil, Gas Natural, Carbón					
VALORES MEDIDOS					
Tiempo h, min, seg	Proceso	Combustible consumido			Energía inyectada MWh
		kg	Galones	Sm ³	
0:00:00	T0				
	T1				
	T2				
	T3				
				
	Tn				
	Consumo total de arranque y/o detención				
OBSERVACIONES: Indicar los tiempos de estabilización térmica para cada estado de la unidad: caliente o frío.					
AUDITOR:					
FIRMA:					
Nota: En la columna Denominación, se deben colocar los tiempos que correspondan a cada tipo de unidad: TG, TV, CC o Motogenerador de CI.					

ANEXO 17 – COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO COMBUSTIBLES (CVNC) Y COSTOS DE ARRANQUE Y DETENCIÓN

1. Objeto

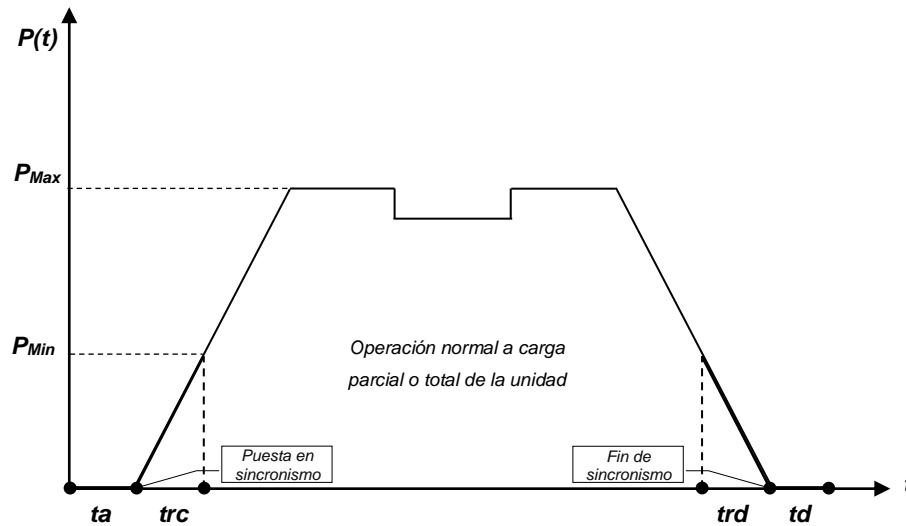
- 1.1. Establecer los procedimientos para la determinación de los costos variables no combustible (CVNC) y los costos de arranque y detención (CAyD) de las unidades generadoras estableciendo los mecanismos de intercambio de información entre la UT y los Participantes de Mercado (PMs) según lo establecido en el presente reglamento.
- 1.2. Este anexo tiene los siguientes objetivos específicos:
 - a) Definir la información y el respaldo requerido en contenido y tiempo a través de formatos específicos.
 - b) Establecer las metodologías, procedimientos y criterios de cálculo bajo los cuales los PMs sustentarán los CVNC y CAyD para su aplicación en la programación del despacho de acuerdo con lo indicado en el numeral 3.1.4 del Anexo 09.
 - c) Establecer las irregularidades y causales de sanciones en caso de incumplimiento.
 - d) Establecer los mecanismos de auditoría de los datos y aplicación del procedimiento.
- 1.3. El alcance de este procedimiento es aplicable a todas las unidades de cualquier tecnología que tenga el parque de generación de El Salvador y que participen en el Mercado Mayorista de Electricidad, a excepción de las especificadas en el numeral 3.23 de este anexo.

- 1.4. El procedimiento de CAyD aplica a aquellas unidades que incurren en costos de arranque y detención, a excepción de aquellas unidades o GGPs que entregan su excedente al sistema.

2. Definiciones y Terminología

- 2.1. Las definiciones y terminologías utilizadas en este anexo son las siguientes:
- ⊕ Activo: cualquier equipamiento mecánico, eléctrico, electromecánico o electrónico que está instalado en un sistema destinado a la producción de energía eléctrica.
 - ⊕ Año Base: período de un año de duración correspondiente al año calendario anterior al año en el que se entrega el informe resultante de la aplicación del procedimiento establecido en el presente anexo. La UT podrá autorizar el uso de datos del año inmediato anterior al año base correspondiente, siempre que, a la fecha de inicio del procedimiento de este anexo, el PM generador presente evidencia de que aún no se cuenta con la información de este.
 - ⊕ Categorías de Mantenimiento: son los tipos de intervenciones de mantenimiento programadas a los cuales la unidad de generación estará expuesta durante su vida útil. Para cada tecnología de motor primario existen categorías de mantenimiento típicas que son periódicas en el tiempo.
 - ⊕ Ciclo de Arranque y Detención: es el ciclo integrado por la suma de los tiempos t_a , t_{rc} , t_d y t_{rd} como se ilustra en la siguiente figura:

Figura 1 - Ciclo de arranque y detención



Donde:

ta , td : tiempos de arranque y detención, respectivamente.

trc , trd : tiempo en rampa de carga hasta el mínimo técnico de la unidad generadora, y tiempo de descarga desde el mínimo técnico de la unidad generadora, respectivamente.

- ⊕ Ciclo de Mantenimiento: es el período de tiempo calendario mínimo que comprende todos los tipos de intervenciones de mantenimiento programado.
- ⊕ Confiabilidad: es la capacidad de un ítem de desempeñar una función requerida bajo condiciones específicas, durante un cierto intervalo de tiempo.
- ⊕ Costo: desembolso requerido para producir un bien o la prestación de un servicio.
- ⊕ Costo Adicional de Mantenimiento Programado (*Camp*): es la suma de los costos $Camp_a$ y $Camp_d$.
- ⊕ Costo de Mantenimiento Diario: costo generado por las tareas menores vinculadas a la inspección, control y reemplazo de elementos menores. Estos mantenimientos no producen indisponibilidad operativa.

- ⊕ Costo de Operación No Combustible (CONC): todo costo generado por las acciones requeridas para la producción de energía vinculados a la operación mecánica, eléctrica y química del equipamiento de generación y suministro de energía eléctrica a la red, con los niveles de confiabilidad y seguridad exigidos por el operador del sistema y el cumplimiento de la normativa legal.
- ⊕ Costo Diferido: es todo aquel costo que se incurrirá en ejercicios futuros respecto del ejercicio en el que se realiza la generación de energía eléctrica que le da origen.
- ⊕ Costo Directo: es aquél que puede ser asociado a un determinado objeto de costo que es parte del equipamiento de la unidad generadora.
- ⊕ Costo Especial (CE): costo que, por su naturaleza, y aplicación de conceptos regulatorios, queda expresamente excluido en el cálculo de CVNC.
- ⊕ Costo Fijo: aquél cuyo importe total no se ve influido por los cambios en el volumen de generación, siempre que éste se mantenga dentro de los límites de capacidad de la planta para el cual se programó.
- ⊕ Costo Híbrido (CH): costo que no cumple estrictamente las condiciones para ser variable o fijo, sino que dentro de ciertos intervalos de la actividad o generación producida se comporta con las características de un costo fijo, pero a su vez presenta ciertos cambios si el grado de actividad fluctúa.
- ⊕ Costo Indirecto: todo costo diferente de los asociados a los materiales directos y la mano de obra directa que se requieren para producir energía. No es identificable o cuantificable con la producción o en un área específica de producción.
- ⊕ Costo Variable: es aquel que cambia con las alteraciones del volumen de generación eléctrica.
- ⊕ Costo Variable de Mantenimiento (CVM): costo variable generado por las acciones requeridas de mantenimiento preventivo y predictivo para asegurar la funcionalidad de toda la maquinaria a lo largo de su vida útil con los estándares de confiabilidad requeridos, cumpliendo con las normas de

seguridad y medio ambiente. Este costo surge de las intervenciones programadas cuyo alcance y frecuencia son en general recomendadas por el fabricante y su ejecución genera indisponibilidad operativa. Estos costos dependen del régimen de despacho. No se incluyen los costos de mantenimiento diario, los cuales no generan indisponibilidad operativa ni los costos de mantenimiento correctivo.

- ⊕ Costo Variable de Mantenimiento considerando los arranques y detenciones (CVMa): es la suma del Costo Variable de Mantenimiento (CVM) y el costo adicional por mantenimiento programado (C_{amp}) y combustible (C_{adc}) debido a los arranques y detenciones de la unidad.
- ⊕ Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC): costo variable generado por las acciones requeridas para la producción de energía vinculados a la operación mecánica, eléctrica y química del equipamiento de generación y suministro de energía eléctrica a la red, con los niveles de confiabilidad y seguridad exigidos por el operador del sistema y el cumplimiento de la normativa legal. Este tipo de costos está vinculado a un agregado consumible que puede ser sustentado con una función consumo relacionada con el volumen de producción. Se incluyen en este rubro los costos de mantenimiento diario.
- ⊕ Costo Variable No Combustible (CVNC): se refiere a todos los costos variables identificados para una unidad de generación exceptuando los asociados a la provisión de combustible.
- ⊕ Costos Adicionales de Mantenimiento Programado por Arranques (C_{amp_a}): son los costos adicionales de mantenimiento debido al incremento de la frecuencia de las intervenciones programadas por efecto de los arranques.
- ⊕ Costos Adicionales de Mantenimiento Programado por Detenciones (C_{amp_d}): son los costos adicionales de mantenimiento debido al incremento de la frecuencia de las intervenciones programadas por efecto de las detenciones.

- ⊕ Costos adicionales de combustible por arranque y detención ($Cadc$): es la suma de los costos $Cadc_a$ y $Cadc_d$.
- ⊕ Costos Adicionales de Combustible por Arranque ($Cadc_a$): son los costos por el consumo adicional de combustible por cada arranque de la unidad desde el inicio de la secuencia de arranque hasta el momento de la sincronización de la unidad generadora y rampa de toma de carga, hasta alcanzar el mínimo técnico de la unidad generadora. En la rampa de toma de carga se computa la diferencia de consumo entre el combustible real en el proceso de la rampa y el consumo de combustible para generar dicha energía a la eficiencia de potencia efectiva de la unidad.
- ⊕ Costos Adicionales de Combustible por Detención ($Cadc_d$): son los costos por el consumo adicional de combustible por cada detención de la unidad durante la rampa de descarga desde el mínimo técnico, desincronización y detención hasta que la unidad quede lista para otro arranque. En la rampa de descarga se computa la diferencia de consumo entre el combustible real en el proceso de la rampa y el consumo de combustible para generar dicha energía a la eficiencia de potencia efectiva de la unidad.
- ⊕ Costos de Arranque y Detención (CAyD): son los costos asociados a los procesos de poner en operación hasta la sincronización del generador, toma de carga de una central, así como rampa de descarga, y el desacople de la unidad hasta su detención y alistamiento hasta otro arranque.
- ⊕ Consumibles: son todos aquellos insumos eléctricos, mecánicos o químicos que se consumen, agregan, o reemplazan en el proceso de transformación de la energía primaria en energía eléctrica, y guardan una relación directa con la producción de energía de la unidad. El consumo de estos insumos puede ser definido por una función donde la variable explicativa es directamente la producción de energía eléctrica u otra variable proporcional a ella.

- ⊕ Disponibilidad Operativa: es la probabilidad de que una unidad generadora pueda ser utilizada en un momento dado durante un determinado período de tiempo. Representa la capacidad de esa unidad generadora para desempeñar su función en un momento específico, o durante un determinado período de tiempo, en determinadas condiciones de rendimiento predefinidas.
- ⊕ Generador: es la máquina eléctrica acoplada mecánicamente al motor primario que transforma la energía mecánica en energía eléctrica.
- ⊕ Horas de Operación (HO): son las horas en que la unidad de generación se encuentra en servicio produciendo energía eléctrica.
- ⊕ Horas Equivalentes de Operación (HEO): hacen referencia a un concepto técnico que define cada fabricante, en donde se establecen los límites seguros para los mantenimientos de las unidades de generación en función de las horas de operación de las mismas y otros factores tales como el número de arranques y detenciones.
- ⊕ Indisponibilidad Operativa: es la incapacidad de una unidad generadora para desenvolver su función en un determinado momento o durante un periodo de tiempo especificado en determinadas condiciones de rendimiento predefinidas.
- ⊕ Mantenimiento: es el conjunto de procesos y los recursos necesarios para asegurar la funcionalidad a lo largo del tiempo de toda la maquinaria de acuerdo con los parámetros normales de operación.
- ⊕ Mantenimiento Correctivo: mantenimiento efectuado luego de ocurrida una falla y destinado a volver a colocar el ítem en condiciones de ejecutar su función requerida.
- ⊕ Mantenimiento Preventivo: es todo aquel que se realiza sobre una unidad generadora que se encuentra en condiciones normales de operación, con el objetivo de reducir la probabilidad de falla o deficiencia en el funcionamiento, pudiéndose prevenir y programar. Está constituido por un plan de

Inspecciones y trabajos realizados periódicamente según un programa cíclico a fin de evitar las fallas.

- ⊕ Motor Primario: son el/los impulsores que proveen la energía mecánica para el/los generadores eléctricos de la central.
- ⊕ Operación: es el conjunto de procesos y los recursos necesarios para permitir el funcionamiento seguro, económico, de calidad y cuidado del medio ambiente, de toda la maquinaria involucrada en el proceso de transformación de energía primaria en electricidad.
- ⊕ Períodos de Mantenimiento: son los intervalos de tiempo entre los cuales se efectúan las categorías de mantenimiento y dependen del régimen de operación, cantidad de arranques y detenciones, la tecnología y las condiciones propias de la planta, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
- ⊕ Régimen de Despacho en Base: es aquel en que la Unidad de Generación registró en forma continua una cantidad de horas de operación mayor de 168 horas.
- ⊕ Régimen de Despacho en Punta: es aquel en que la Unidad de Generación registró en forma continua una cantidad de horas de operación menor a 24 horas.
- ⊕ Régimen de Despacho en Semibase: es aquel en que la Unidad de Generación registró en forma continua una cantidad de horas de operación mayor o igual a 24 horas y menor o igual a 168 horas.
- ⊕ Servicios Auxiliares de la Unidad: son todos los sistemas, componentes, instalaciones y estructuras requeridas para el funcionamiento de la Unidad de generación y que no se incluyen en el generador y su motor primario.
- ⊕ Tiempo de Arranque (t_a): es el tiempo que transcurre desde que se inicia la secuencia de arranque hasta el cierre del interruptor para la sincronización de la unidad con la red eléctrica.

Para las unidades Turbo Vapor se distingue entre tiempo de arranque en caliente y tiempo de arranque en frío.

- Tiempo de arranque en caliente: la secuencia de arranque se inicia luego de un período menor a 12 horas desde la última detención de la unidad.
- Tiempo de arranque en frío: la secuencia de arranque se inicia luego de un período mayor a 12 horas desde la última detención de la unidad
- ⊕ Tiempo de Detención (td): es el tiempo que transcurre desde que se abre el interruptor para desincronización de la unidad hasta la detención de la unidad quedando la misma lista para otro arranque.
- ⊕ Tiempo de Rampa de Carga (trc): es el tiempo que transcurre desde la sincronización de la unidad hasta alcanzar la potencia mínima técnica de la unidad. Este parámetro estará basado en pruebas operativas, datos históricos de operación, instrucciones y procedimientos de la unidad, y las especificaciones técnicas y operativas.
- ⊕ Tiempo de Rampa de Descarga (trd): es el tiempo que transcurre desde la potencia mínima técnica de la unidad hasta la desincronización. Este parámetro estará basado en pruebas operativas, datos históricos de operación, instrucciones y procedimientos de la unidad, y las especificaciones técnicas y operativas.
- ⊕ Unidad de Generación: es el generador con su motor primario y los equipos y servicios auxiliares asociados.
- ⊕ Vida Útil: es aquel plazo de tiempo transcurrido más allá del cual la instalación no es capaz de brindar el servicio con la confiabilidad requerida por razones de limitaciones físicas propias que no pueden ser recuperadas con tareas de mantenimiento regulares.

3. Normas Generales

- 3.1. La vigencia de los resultados de la aplicación del procedimiento para el cálculo de los CVNC y CAyD y su correspondiente auditoría, será de 2 años, no prorrogables y contados desde el vencimiento de la auditoría anterior. Las subsecuentes auditorías deberán programarse y realizarse con la suficiente anticipación, de tal forma que se garantice la aprobación y disponibilidad oportuna de los CVNC y CAyD actualizados. Este estudio se podrá realizar antes de los 2 años si el PM propietario de la unidad generadora lo solicita a la UT.
- 3.2. El cálculo de los CVNC y su justificación se realizará sobre la base de los CVONC y CH incurridos en el año base, y los CVM estimados para el ciclo de mantenimiento al momento de realizar el cálculo.
- 3.3. El cálculo de los CAyD y su justificación se realizará sobre la base de los costos incurridos en el año base, y los CVM estimados para el ciclo de mantenimiento al momento de realizar el cálculo.
- 3.4. Los valores tanto de CVNC como de CAyD serán actualizados mensualmente, como se indica en este anexo. A pesar de la vigencia indicada en el numeral 3.1, los CVNC y CAyD indexados y ajustados serán utilizados en tanto no se apruebe y entre en vigor una nueva auditoría.
- 3.5. Cada PM Generador deberá entregar en forma independiente para cada unidad generadora un “Informe de cálculo de los CVNC y CAyD” que contenga el cálculo, la información que lo respalda y las fórmulas de indexación en un todo de acuerdo a lo indicado en este anexo. El mencionado documento constituye el insumo principal de la auditoría contratada por el PM Generador.
- 3.6. Además, los PM generadores deberán presentar la información de “Datos Técnicos Operativos” que se indica en los Formularios 17 y siguientes y que

se muestran en el apéndice 3 de este anexo. Estos deberán acompañarse de la información de respaldo correspondiente, incluyendo manuales y boletines técnicos del fabricante.

- 3.7. En el caso de unidades de generación no hidroeléctricas que son exactamente iguales (potencia, marca, modelo, etc) se podrá aplicar el procedimiento a partir de los datos agregados del conjunto y cada unidad tendrá el mismo costo variable unitario que resulte de la aplicación del procedimiento.
- 3.8. Para las unidades de generación hidroeléctrica pertenecientes a una misma central de generación, cada unidad tendrá el mismo costo variable unitario que represente el valor promedio ponderado de los resultados de la aplicación del procedimiento a cada una de las unidades pertenecientes a la central.
- 3.9. Para las unidades de generación pertenecientes a una planta de ciclo combinado, se aplicarán los procedimientos de auditoría e indexación de este Anexo, de forma independiente a cada unidad o grupo de unidades exactamente iguales (potencia, marca, modelo, etc.).

Tomando en cuenta lo anterior, los CVNC y CAyD junto con las indexaciones y actualizaciones correspondientes serán:

- a) Los resultados directos de la auditoría, para las unidades que conforman el ciclo térmico principal, operando en ciclo simple.
 - b) Los valores ponderados en función de la potencia instalada de las unidades que las componen, para las configuraciones de ciclo combinado.
- 3.10. La totalidad del informe será presentado en formato digital a la UT, a través de los medios que esta establezca. Todos los cálculos serán proporcionados en hojas electrónicas las que deberán permitir verificar los datos utilizados, así como reproducir los cálculos efectuados; es decir, deberán contener las

fórmulas, procedimientos automáticos (macros) y enlaces necesarios a tal efecto.

- 3.11. La auditoría efectuará la revisión de los informes presentados por los PM Generadores a los efectos de verificar que los mismos justifican adecuadamente sus CVNC y CAyD tomando en cuenta los estándares internacionales ajustados a la realidad de El Salvador.
- 3.12. El auditor emitirá un “Informe preliminar de revisión de los CVNC y CAyD” que tendrá en cuenta lo informado por el PM generador y el cumplimiento de los criterios indicados en este anexo. Dicho informe deberá seguir los plazos y procedimientos de revisión indicados en el numeral 10.5 “Procedimiento de revisión y plazos involucrados”. Una vez cumplido este procedimiento, el “Informe final de valores de CVNC y CAyD” contendrá los valores aprobados que se utilizarán en la programación de la operación.
- 3.13. Para el caso de las unidades generadoras nuevas se estimarán los CVONC y CVM en base a los parámetros establecidos por el fabricante / proveedor hasta que la unidad cumpla en forma completa el período del año base. Para tal efecto el propietario presentará una memoria de cálculo en la cual incluirá los parámetros indicados y los elementos de costos necesarios para que los costos reflejen costos totales en la localización de la central.
- 3.14. La auditoría externa tendrá por objetivo verificar los datos y la aplicación detallada del procedimiento con una validación completa de toda la información de respaldo.
- 3.15. Si del proceso de auditoría se detectara que el PM Generador ha suministrado intencionalmente información errónea, el mismo estará sujeto a las sanciones según lo establecido en el Anexo 02 “Infracciones y Conflictos” de este Reglamento.

- 3.16. En caso de discrepancias entre los valores informados por la auditoría y el PM Generador se adoptarán como valores aprobados los que resulten de la auditoría.
- 3.17. En caso de información incompleta o faltante del generador, la auditoría estimará los CVNC y CAyD tal como se indica en este anexo.
- 3.18. Los nuevos costos calculados serán válidos cuando la UT apruebe el “Informe final de valores de CVNC y CAyD” y entrarán en vigencia a partir de la siguiente actualización mensual de la programación de la operación anual.
- 3.19. Para efectos de la Programación de la Operación los valores vigentes de CVNC y CAyD, se tratarán separadamente, el primero como un costo variable (\$/MWh) y los costos de arranque y detención como costos por cada evento (\$/evento).
- 3.20. Descripción General de Procedimientos de Cálculo para los CVNC y CAyD
- 3.20.1. El procedimiento de cálculo de los CVNC seguirá la siguiente secuencia, la cual se presenta con mayor detalle en el numeral 7 del presente Anexo:
- a) Análisis preliminar de las partidas de costo declaradas por el PM generador mediante el método analítico para determinar los potenciales costos variables.
 - b) Análisis de justificación de la función consumo a las partidas de costo que cumplen los criterios de costo del método especificado en el literal a)
 - c) Análisis de costos híbridos mediante el método estadístico para determinar la componente de costo variable.
 - d) Cálculo de la componente de costo debido a los mantenimientos programados según la metodología del Valor Presente del Flujo de Costos.
 - e) El CVNC será la suma de los resultados de la aplicación de lo establecido en los literales b), c) y d) anteriores.

- 3.20.2. El procedimiento de cálculo de los CAyD seguirá la siguiente secuencia, la cual se presenta con mayor detalle en el numeral 8 del presente Anexo:
- a) Cálculo de los costos adicionales de combustible en el proceso de arranque y detención sobre la base de los ensayos del Anexo 16.
 - b) Cálculo del flujo de costos diferidos considerando los mantenimientos programados ajustados por arranques y consumo adicional de combustible.
 - c) Cálculo del costo de arranque y detención por diferencia entre el costo que surge del literal b) y el calculado en el numeral 3.20.1 literal d)
- 3.20.3. Los costos calculados en los numerales 3.20.1 y 3.20.2, resultado del Informe Final de la Auditoría serán actualizados mensualmente, según las fórmulas de ajuste previstas en el numeral 9 del presente Anexo.
- 3.21. Para aquellas plantas que entregan su excedente al sistema, el procedimiento para la determinación de los CVNC será aplicable a todas las unidades o GGP de la planta. Posteriormente se calculará para cada componente de costo un valor que represente a la planta. Estos componentes de costos de la planta serán calculados como el promedio ponderado de las unidades o GGP pertenecientes a dicha planta.
- 3.22. Asimismo, para los casos citados en el numeral anterior, las actualizaciones mensuales de estos valores serán también realizadas con base en la planta en su conjunto.
- 3.23. Las unidades generadoras renovables no convencionales, así como unidades geotérmicas, serán consideradas con un CVNC igual a cero. Alternativamente, la auditoría objeto de este anexo se podrá realizar en caso de que los titulares de estas unidades o GGPs la consideren necesaria para la determinación de un CVNC diferente de cero, o bien cuando la UT o la SIGET lo requieran.

4. Metodologías y Criterios Aplicables para el Cálculo de los CVNC

- 4.1. Se describen en forma detallada las metodologías y criterios que se utilizarán en la aplicación del procedimiento y la realización de las auditorías.
- 4.2. MÉTODO DEL VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE COSTOS PARA EL CÁLCULO DE LOS COSTOS VARIABLES DE MANTENIMIENTO (MVPFC)
- 4.2.1. Esta metodología se utiliza para calcular el componente de CVNC generado por el flujo de costos diferidos debido a los costos de mantenimiento programado para un ciclo de mantenimiento. Los costos calculados con esta metodología serán denominados CVM.
- 4.2.2. El cálculo del flujo se realiza en forma separada para cada tipo de combustible considerando que la unidad despachó la totalidad de la energía del año base con el mismo combustible.
- 4.2.3. Para su aplicación se deben seguir los siguientes pasos:
- a) Identificar los equipos objeto de mantenimiento programado.
 - b) Para los equipos identificados en a) establecer el flujo de costos de mantenimiento programado para el ciclo de mantenimiento de cada unidad generadora dividido en intervalos expresados en HEO (flujo base). Para los generadores con contratos de mantenimiento de largo plazo el flujo de costos a considerar es el que surge del contrato en función de las HEO.
 - c) Cambiar la escala del flujo base de HEO a HO calculando la duración de cada período p del flujo de costos con la siguiente expresión:

$$HP_p = \frac{HEO_p}{k} \quad [1]$$

Donde:

- ✦ HP_p : es la duración de cada período p que compone el Ciclo de Mantenimiento expresado en Horas de Operación,

corresponde al tiempo entre dos intervenciones consecutivas.

⊕ HEO_p: es la duración de cada período p que compone el Ciclo de Mantenimiento expresado en Horas Equivalentes de Operación, corresponde al tiempo entre dos intervenciones consecutivas.

⊕ k es el factor de equivalencia entre las HO y las HEO para cada tipo de combustible definido por el fabricante de la unidad.

d) Para unidades de generación que establezcan cronogramas en base a HO, se obviarán los pasos b) y c) y se adoptará:

$$HP_p = HO_p \quad [2]$$

Donde:

- HO_p: es la duración de cada período p que compone el Ciclo de Mantenimiento expresado en Horas de Operación.

En todos los casos se cumple que:

$$\sum_{p=1}^n HP_p = \text{Duración del Ciclo de Mantenimiento} \quad [3]$$

Donde:

- ⊕ p: es el período en el cual se realiza la intervención.
- ⊕ n: es el total de intervenciones realizadas durante el Ciclo de Mantenimiento.

e) Se calcula para cada período la energía despachada (EP_p) aplicando las siguientes expresiones:

$$E_{mes} = \frac{E_a}{12} \quad [4]$$

$$H_{mes} = \frac{HO_a}{12} \quad [5]$$

$$EP_p = E_{mes} * \frac{HP_p}{H_{mes}} \quad [6]$$

Donde:

- ⊕ E_a : es la energía neta anual total inyectada por la unidad de generación en el Año Base, expresada en MWh
 - ⊕ E_{mes} : es la energía neta promedio mensual inyectada por la unidad de generación durante el Año Base, expresada en MWh
 - ⊕ HO_a : es la cantidad total de horas de operación registradas en el Año Base.
 - ⊕ H_{mes} : es la cantidad promedio mensual de horas de operación en el Año Base
 - ⊕ EP_p : es la energía inyectada durante cada período p que compone el Ciclo de Mantenimiento.
- f) Si la unidad no generó en los últimos 12 meses o se trata del caso de una nueva unidad de generación, se reemplazará la fórmula [6] por la siguiente:

$$EP_p = P_{max} * HP_p \quad [7]$$

Donde:

- ⊕ P_{\max} : es la Potencia Máxima Neta de la unidad

g) Se calcula el Valor Presente del Flujo de Costos para un Ciclo de Mantenimiento teniendo en cuenta que la escala está en Horas de Operación por lo que se deben aplicar las siguientes expresiones:

$$VPC = \sum_{p=1}^n \frac{CP_p}{(1 + I_h)^{HPC_p}} \quad [8]$$

Donde:

- ⊕ VPC: es el Valor Presente del Flujo de Costos
- ⊕ CP_p : es el costo correspondiente a cada período p del flujo
- ⊕ El flujo de costos se calculará con un ciclo de mantenimiento previsto, que partirá de las cero horas de operación de la máquina, debiendo ubicarse el *overhaul* o mayor mantenimiento, al final de dicho ciclo. Las categorías y frecuencia de intervenciones deberán ser acordes con lo indicado en los manuales y recomendaciones del fabricante.
- ⊕ I_h : es la tasa de interés horaria equivalente, calculada mediante la siguiente expresión:

$$I_h = (1 + I)^{1/8760} - 1 \quad [9]$$

Donde:

- ⊕ I: es la Tasa de Descuento Representativa para la Actividad de Generación aprobada por la SIGET para la determinación del Cargo por Capacidad.

- ⊕ HPC_p: es la duración de cada período p, calculado en horas calendario respecto del tiempo referencial, para cada combustible que se calcula con la siguiente expresión:

$$HPC_p = \frac{HP_p}{Fd} + HPC_{p-1} \quad [10]$$

$$\forall p = 1, 2, \dots, n$$

Donde:

- ⊕ HPC₀: es el tiempo referencial y su valor es 0, expresado en horas calendario.
- ⊕ Fd: es el factor de despacho que se calcula con la siguiente expresión:

$$Fd = \frac{HOa}{8760} [11]$$

- h) Si la unidad no generó en los últimos 12 meses o se trata del caso de una nueva unidad de generación, se reemplazará la fórmula [11] por el Fd que surge de la programación anual vigente para la unidad al momento de iniciar la auditoría.
- i) Se calcula el Valor Presente del Flujo de Energía para un Ciclo de Mantenimiento con la siguiente expresión:

$$VPE = \sum_{p=1}^n \frac{EP_p}{(1 + I_h)^{HPC_p}} \quad [12]$$

Donde:

- ⊕ VPE: es el Valor Presente del Flujo de Energía

- j) Se calcula el Costo Variable de Mantenimiento para cada tipo de combustible (CVM_{ci}) con la siguiente expresión:

$$CVM_{ci} = \frac{VPC}{VPE} [13]$$

Donde:

- ⊕ CVM_{ci} : es el Costo Variable de Mantenimiento para el combustible ci .

- k) Del cálculo anterior, se obtiene un valor de CVM expresado en dólares de los Estados Unidos de América por MWh por cada tipo de combustible.

4.3. Criterio de Identificación de la Función Consumo (CIFC)

- 4.3.1. Es el criterio que considera la identificación de los CVONC que tengan una función de consumo asociada y donde el desembolso se realiza en el mismo ejercicio de la producción que le dio origen. Sobre la base de estos factores se identifican como CVONC aquellos ítems vinculados a un agregado consumible y que puedan justificarse mediante la variable explicativa del consumo de cada uno de ellos, tal como se define en el numeral 6.4.2.

4.4. Método Analítico (MA)

- 4.4.1. Es la metodología cualitativa que conforma la herramienta que permite homogeneizar los criterios para la segregación de costos entre costos fijos y variables a través de la aplicación de una matriz de decisiones.
- 4.4.2. Se define el Índice de CVNC (ICVNC) que es un valor numérico que evalúa el grado de caracterización de un costo como fijo o variable.
- 4.4.3. La determinación del ICVNC se efectúa por medio de un sistema de puntajes parciales, que consiste en calificar si el ítem de costo analizado cumple con los factores básicos que caracterizan a un costo variable puro.

- 4.4.4. El valor así obtenido del ICVNC indicará los ítems de costo que podrían ser considerados variables en función al puntaje obtenido, pues todavía quedaría por verificar si es posible justificar la función consumo.
- 4.4.5. El método requiere escoger los diversos factores básicos que caracterizan a los costos variables puros. Los factores básicos se caracterizan a través de preguntas simples a las que se les debe poner un puntaje de manera que 10 puntos refleje si la respuesta es afirmativa, 0 puntos si la respuesta es negativa, y un puntaje intermedio para el resto de las respuestas.
- 4.4.6. Los factores básicos tienen diferentes porcentajes en la matriz en función del impacto que tienen en la caracterización de los costos.
- 4.4.7. El objetivo de la matriz es definir criterios homogéneos para la clasificación de costos de todas las unidades de generación.
- 4.4.8. Se define la siguiente matriz de criterios para la evaluación de los ítems de costo donde cada pregunta tiene un impacto relativo (ponderación) en el resultado del puntaje:

Tabla 1 - Matriz de criterios

Preguntas	Ponderación	Puntaje (0 a 10)	Resultado
¿Solamente se generan con la unidad en marcha?	25%		
¿Es proporcional a la energía generada o a las horas de marcha?	25%		
¿Es un ítem de operación y/o mantenimiento?	25%		
¿Es una acción que modifica el estado y/o condición del equipo? (*)	25%		
Total	100%		

(*) Por ejemplo: acciones de mantenimiento correctivo o preventivo, equipamiento o cualquier elemento cuya aplicación o utilización restauran la confiabilidad operativa del equipo a su condición de diseño.

Si la respuesta es:

- ⊕ Afirmativa (10 puntos)
- ⊕ Negativa (0 puntos)

4.4.9. Se adopta como criterio para la segregación de costos el que se indica en la siguiente tabla:

Tabla 2 - Criterios para clasificación de costos

Resultado Matriz	Clasificación Costo
ICVNC \geq 7	CVONC (*)
4= \leq ICVNC $<$ 7	CH
ICVNC $<$ 4	COSTO FIJO

(*) Condición necesaria pero no suficiente ya que para calificar como CVONC debe justificar adicionalmente la función consumo.

4.5. Método Estadístico (ME)

4.5.1. Es la metodología cuantitativa que se aplica para la segregación de los Costos Híbridos (CH) - identificados mediante el Método Analítico - en costos fijos y variables mediante una regresión por mínimos cuadrados.

4.5.2. Se utilizará información estadística disponible del denominado “período de estudio”, correspondiente al Año Base y su inmediato anterior (24 meses en total). En los casos en que no se cuente con información estadística completa para estos años se aplicará el criterio definido en los numerales 4.5.8, 4.5.9 y 4.5.10.

4.5.3. Se parte de la muestra de datos (x, y) donde la variable explicativa “x” es la generación de energía (MWh) en un sub-período determinado y la variable a explicar “y” son los costos híbridos a los que se les pretende segregar la parte variable.

4.5.4. Se obtiene una función lineal calculada por el método de mínimos cuadrados representada por la siguiente fórmula:

$$y = ax + b$$

Donde:

- ⊕ a: es el coeficiente de la recta
- ⊕ b: es el término independiente.

- 4.5.5. Los datos históricos a utilizar deberán estar expresados en moneda homogénea del último período y serán ajustados a diciembre del año base con la fórmula de indexación descrita en el numeral 9.1.5.3 aplicada a estos costos híbridos.
- 4.5.6. El coeficiente de la recta “a” es la componente variable del costo híbrido analizado (CH_i) que será considerada como CVONC. Para ello es condición necesaria que se cumplan los siguientes criterios de bondad de ajuste:
- ⊕ Coeficiente de determinación $R^2 > 0.9$
 - ⊕ Estadístico $t > 2$
- 4.5.7. De no cumplirse estos criterios, la componente variable del costo híbrido analizado se asume igual a cero, dado que no existe el ajuste requerido.
- 4.5.8. En caso de Unidades de Generación para las que no se disponga información estadística suficiente para el “período de estudio” debido a su incorporación reciente al mercado, se asumirá que el CH en análisis es un CVONC en su totalidad hasta tanto se disponga de información estadística mínima suficiente que asegure la bondad del ajuste de acuerdo con los criterios establecidos para el caso general.
- 4.5.9. A los fines de aplicación del numeral anterior se considerará que existe información estadística mínima suficiente cuando, existiendo registros estadísticos solamente para un período de tiempo menor que el correspondiente al Año Base y su inmediato anterior, los mismos cumplen con los criterios mínimos de bondad de ajuste definidos.
- 4.5.10. Si no se cuenta con información debido a falta de registros, se considerará que la componente variable de los costos híbridos informados es igual a cero.

5. Metodologías y Criterios Aplicables para el Cálculo de los CAyD

- 5.1. Se describen en forma detallada las metodologías y criterios que se utilizarán en la aplicación del procedimiento y la realización de las auditorías para la determinación de los Costos de Arranque y Detención.
- 5.2. MÉTODO DEL VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE COSTOS MODIFICADO POR ARRANQUES Y DETENCIONES (MVPFC-AYD)
 - 5.2.1. Esta metodología se utiliza para calcular el CVMa generado por el flujo de costos diferidos debido a los costos de mantenimiento programado y costos de combustible para un Ciclo de Mantenimiento considerando los arranques y detenciones de la unidad.
 - 5.2.2. El cálculo del flujo se realiza en forma separada para cada tipo de combustible y Régimen de Despacho considerando que la unidad despachó la totalidad de la energía del Año Base con el mismo combustible y Régimen de Despacho.
 - 5.2.3. Para su aplicación se deben seguir los siguientes pasos:
 - a) Identificar los equipos objeto de mantenimiento programado.
 - b) Para los equipos identificados en a) establecer el flujo de costos de mantenimiento programado para el Ciclo de Mantenimiento dividido en intervalos expresados en HEO (flujo base). Para los generadores con contratos de mantenimiento de largo plazo el flujo de costos a considerar es el que surge del contrato en función de las HEO.
 - c) Cambiar la escala del flujo base de HEO a HO calculando la duración de cada período del flujo de costos con la siguiente expresión:

$$HP_p = \frac{HEO_p}{k} \quad [1]$$

Donde:

- ⊕ HP_p ; es la duración de cada período p que compone el Ciclo de Mantenimiento expresado en Horas de Operación, corresponde al tiempo entre dos intervenciones consecutivas.
- ⊕ HEO_p : es la duración de cada período p que compone el Ciclo de Mantenimiento expresado en Horas Equivalentes de Operación, corresponde al tiempo entre dos intervenciones consecutivas.
- ⊕ k es el factor de equivalencia entre las HO y las HEO para cada tipo de combustible definido por el fabricante de la unidad.

d) Para unidades de generación que establezcan cronogramas en base a HO, se obviarán los pasos b) y c) y se adoptará:

$$HP_p = HO_p \quad [2]$$

Donde:

- ⊕ HO_p : es la duración de cada período p que compone el Ciclo de Mantenimiento expresado en Horas de Operación

En todos los casos se cumple que:

$$\sum_{p=1}^n HP_p = \text{Duración del Ciclo de Mantenimiento} \quad [3]$$

Donde:

- ⊕ p : es el período en el cual se realiza la intervención.
- ⊕ n : es el total de intervenciones realizadas durante el Ciclo de Mantenimiento.

- e) A partir del flujo base obtenido en el punto d) se genera un flujo por Régimen de Despacho para tener en cuenta el adelantamiento de los períodos de mantenimiento por la influencia de los arranques y detenciones. Para generar estos flujos se procede de la siguiente manera:
- f) Se calculan la cantidad de arranques y detenciones de cada período del flujo para cada Régimen de Despacho (base, semibase y punta) con la siguiente expresión:

$$ND_{d,p} = \frac{HP_p}{TMC_d} [4]$$

Donde:

- ⊕ $ND_{d,p}$: es la cantidad de arranques y detenciones en el período p para cada Régimen de Despacho d
- ⊕ TMC_d : es el Tiempo Medio Continuo de marcha medido en HO para cada Régimen de Despacho d, y se calculará con la siguiente expresión:

$$TMC_d = \frac{HO_d}{ARR_d} [5]$$

Donde:

- ⊕ HO_d : la cantidad de Horas de Operación por Régimen de Despacho d
 - ⊕ ARR_d : la cantidad de arranques por Régimen de Despacho d
 - ⊕ HO_d y ARR_d se calcularán sobre la base de la información del despacho diario para el Año Base y la definición de cada Régimen de Despacho indicado en el presente anexo.
- g) Se calcula el factor de corrección (kd) para cada Régimen de Despacho d con la siguiente expresión:

$$k_d = 1 + \frac{HEO_{AYD}}{k * TMC_d} \quad [6]$$

Donde:

- ⊕ HEO_{AYD} : son las HEO por cada arranque y detención fijadas por el fabricante (en función del tipo de arranque y/o cantidad de arranques acumulados).
- ⊕ k_d : es el factor de corrección del período del flujo para el Régimen de Despacho d

h) Se calcula la duración de cada período del flujo para cada Régimen de Despacho con la siguiente expresión:

$$HP_{d,p} = \frac{HP_p}{k_d} \quad [7]$$

Donde:

- ⊕ $HP_{d,p}$: es la duración de cada período p que compone el Ciclo de Mantenimiento para cada Régimen de Despacho d, expresado en HO.
- i) Para el caso de que la unidad no haya generado en los doce meses correspondientes al año base a los efectos de determinar el TMC_d se procederá de la siguiente forma:
- ⊕ Para cada semana del año se determinará la cantidad de horas de funcionamiento para los tres regímenes de despacho, según la programación anual vigente en bloque semanal.
 - ⊕ Se clasificará las horas determinadas en el punto anterior según el siguiente criterio:

Tabla 3 - Matriz de criterios

Horas de marcha semanales (hs)	Régimen de Despacho	Cantidad de Arranques
Hs>120 hs	Base	1
Hs< 5 hs	Punta	5
5<Hs<120	Semibase	2

- ⊕ Se calculará TMC_d semanal como el cociente de las horas de la semana dividido por la cantidad de arranques y se clasificará según lo indicado en la tabla anterior.
 - ⊕ Con los resultados del punto anterior se calculará el TMC_d promedio anual para cada régimen.
- j) A los costos de mantenimiento programado de cada período del flujo se le suma el costo adicional de combustible de arranque y detención que se calcula con la siguiente expresión:

$$CA_{d,p} = Cadc * ND_{d,pcorr} \quad [8]$$

Donde:

- ⊕ $CA_{d,p}$: es el costo adicional total de combustible por arranque y detención, de cada período p, para cada Régimen de Despacho d.
- ⊕ $Cadc$: es el costo unitario de cada arranque y detención, que se estima con la metodología definida en este anexo.
- ⊕ $ND_{d,pcorr}$: es el número de arranques corregidos teniendo en cuenta el período $HP_{d,p}$ y que se calcula con la siguiente expresión:

$$ND_{d,pcorr} = \frac{HP_{d,p}}{TMC_d} [9]$$

k) Se calcula para cada período la energía despachada aplicando las siguientes expresiones:

$$E_{mes} = \frac{E_a}{12} [10]$$

$$H_{mes} = \frac{HO_a}{12} [11]$$

$$EPad_{d,p} = E_{mes} * \frac{HP_{d,p}}{H_{mes}} [12]$$

Donde:

- ⊕ E_a: es la energía neta anual total despachada por la unidad de generación en el Año Base, expresada en MWh
- ⊕ E_{mes}: es la energía neta promedio mensual despachada por la unidad de generación durante el Año Base, expresada en MWh
- ⊕ HO_a: es la cantidad total de horas de operación registradas en el Año Base.
- ⊕ H_{mes}: es la cantidad promedio mensual de horas de operación en el Año Base
- ⊕ EP_{d,p}: es la energía despachada durante cada período p que compone el Ciclo de Mantenimiento para cada Régimen de Despacho d.

- l) Si la unidad no generó en los últimos 12 meses o se trata del caso de una nueva unidad de generación, se reemplazará la fórmula [12] por la siguiente:

$$EP_{d,p} = P_{\max} * HP_{d,p} \quad [13]$$

Donde:

- ⊕ P_{\max} , es la Potencia Máxima Neta de la unidad

- m) Se calcula el Valor Presente del Flujo de Costos para un Ciclo de Mantenimiento aplicando la siguiente expresión:

$$VPCad_d = \sum_{p=1}^n \frac{CPad_{d,p}}{(1 + I_h)^{HPC_{d,p}}} \quad [14]$$

Donde:

- ⊕ $VPCad_d$: es el Valor Presente del Flujo de Costos para el Régimen de Despacho d.
- ⊕ $CPad_{d,p}$: es el costo que corresponde al flujo por las intervenciones más el costo de combustible adicional por arranque y detención, correspondientes a cada período p, y para cada Régimen de Despacho d. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$CPad_{d,p} = CP_p + CA_{d,p} \quad [15]$$

- ⊕ El flujo de costos se calculará con un ciclo de mantenimiento previsto que partirá de las cero horas de operación de la máquina, debiendo ubicarse el *overhaul* o mantenimiento mayor, al final de dicho ciclo. Las categorías y frecuencia de

las intervenciones deberán ser acordes con lo indicado en los manuales y recomendaciones del fabricante.

- ⊕ I_h : es la tasa de interés horaria equivalente, calculada mediante la siguiente expresión:

$$I_h = (1 + I)^{1/8760} - 1 \quad [16]$$

Donde

- ⊕ I : es la Tasa de Descuento Representativa para la Actividad de Generación aprobada por la SIGET para la determinación del Cargo por Capacidad.
- ⊕ $HPC_{d,p}$: es la duración de cada período p , calculado en horas calendario respecto del tiempo referencial, para cada Régimen de Despacho d , que se calcula con la siguiente expresión:

$$HPC_{d,p} = \frac{HP_{d,p}}{Fd} + HPC_{d,p-1} \quad [17]$$

$$\forall p = 1, 2, \dots, n$$

Donde:

- ⊕ $HPC_{d,0}$: es el tiempo referencial y su valor es 0, expresado en horas calendario.
- ⊕ Fd : es el factor de despacho que se calcula con la siguiente expresión:

$$Fd = \frac{HOa}{8760} \quad [18]$$

- n) Si la unidad no generó en los últimos 12 meses o se trata del caso de una nueva unidad de generación, se reemplazará la fórmula [18] por el Fd que surge de la programación anual vigente para la unidad al momento de iniciar la auditoría.
- o) Se calcula el Valor presente del flujo de energía para un Ciclo de Mantenimiento con la siguiente expresión:

$$VPEad_d = \sum_{p=1}^n \frac{EPad_{d,p}}{(1 + I_h)^{HPC_{d,p}}} \quad [19]$$

Donde:

- ⊕ VPEad_d: Valor Presente del Flujo de Energía del Régimen de Despacho d
- ⊕ EPad_{d,p}: es la energía que corresponde a cada período p del flujo para cada Régimen de Despacho d

- p) Se calcula el CVMa_{d,ci} con la siguiente expresión:

$$CVMa_{d,ci} = \frac{VPCad_d}{VPEad_d} \quad [20]$$

Donde:

- ⊕ CVMa_{d,ci}: es el Costo Variable de Mantenimiento del Régimen de Despacho d para el combustible ci.

- q) Del cálculo anterior, se obtiene un valor de CVMa_{d,ci} expresado en unidades monetarias por MWh por cada régimen de despacho y tipo de combustible.

5.3. Método para calcular los costos de combustible adicional por cada arranque y detención (Cad_c)

5.3.1. Costo Adicional de Combustible por Arranque (Cadca)

5.3.1.1. Se calculará en dólares con la siguiente expresión:

$$Cadca = cci * (Ga + Grc) \quad [1]$$

Donde:

- ⊕ cci: es el promedio de los costos del combustible diarios del mes de diciembre del año base. Dichos costos son los puestos en planta de acuerdo con la estructura de costos definida por SIGET en el Anexo 4 de este Reglamento, los cuales son validados por la UT los días jueves de la semana anterior y son utilizados en la programación de la operación para la unidad generadora.
- ⊕ Ga: es el consumo de combustible en el proceso de arranque, durante el tiempo t_a expresado en las unidades de medida comúnmente utilizadas según el tipo de combustible
- ⊕ Grc: es la diferencia entre el consumo real de combustible utilizado durante el tiempo t_{rc} y el consumo de combustible para generar la energía de dicha rampa a la eficiencia de potencia efectiva de la unidad expresado en las unidades de medida comúnmente utilizadas según el tipo de combustible.

5.3.1.2. El consumo de combustible en el proceso de arranque es el que proviene de los ensayos de Arranque y Detención según el procedimiento indicado en el Anexo 16 de este Reglamento.

5.3.1.3. Para las turbinas a vapor que tengan costos de arranque en frío y en caliente se considerará el costo promedio ponderado calculado con la cantidad de arranques en frío y caliente que resulte de la operación real del año base.

5.3.2. Costo Adicional de Combustible por Detención (Cadcd)

5.3.2.1. Se calculará en dólares con la siguiente expresión:

$$Cadc_d = cci * (Gd + Grd) \quad [2]$$

Donde:

- ⊕ cci: es el promedio de los costos del combustible diarios del mes de diciembre del año base. Dichos costos son puestos en planta de acuerdo con la estructura de costos definida por SIGET en el Anexo 4 de este Reglamento, los cuales son validados por la UT los días jueves de la semana anterior y son utilizados en la programación de la operación para la unidad generadora.
- ⊕ Gd: es el consumo de combustible en el proceso de detención, durante el tiempo t_d expresado en las unidades de medida comúnmente utilizadas según el tipo de combustible.
- ⊕ Grd: es la diferencia entre el consumo real de combustible utilizado durante el tiempo tr_d y el consumo de combustible para generar la energía de dicha rampa a la eficiencia de potencia efectiva de la unidad expresado en las unidades de medida comúnmente utilizadas según el tipo de combustible.

5.3.2.2. El consumo de combustible en el proceso de detención es el que proviene de los ensayos de Arranque y Detención según el procedimiento indicado en el Anexo 16 de este Reglamento.

5.3.3. Costo Adicional de combustible por arranque y detención ($Cadc$)

5.3.3.1. Se calcula con la siguiente expresión:

$$Cadc = Cadc_a + Cadc_d \quad [3]$$

Donde $Cadc$, $Cadc_a$ y $Cadc_d$ se encuentran definidos previamente-.

6. Información de Respaldo a Suministrar por los PMs Generadores para el Cálculo de los CVNC y CAYD

- 6.1. El cálculo de los CVNC y CAYD se realizará a valores constantes al 31 de diciembre del Año Base para lo que las empresas deberán presentar la información que se detalla en los Formatos especificados en el Apéndice 1- de este anexo. La presentación de estos formatos deberá estar incluida en el “Informe de cálculo de los CVNC y CAYD” mencionado en la sección 3 NORMAS GENERALES de este anexo.
- 6.2. La codificación de formatos se describe en el Apéndice 2 – Codificación de Formatos. Cada PM completará la codificación de formatos según las necesidades de la información presentada y las reglas de codificación del Apéndice 2.
- 6.3. IDENTIFICACIÓN DE LOS RUBROS DE COSTOS DE OPERACIÓN NO COMBUSTIBLE (CONC)
- 6.3.1. Se identificarán los rubros de costo de operación no combustibles (CONC) de la central según el F.01 que se indica en el Apéndice 1.
- 6.3.2. Como anexo al formulario F.01 el PM Generador indicará la descripción de cada uno de los costos de operación.
- 6.4. COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN NO COMBUSTIBLE (CVONC)
- 6.4.1. El PM Generador informará los CVONC sustentando los valores con la función de consumo para cada tipo de combustible.
- 6.4.2. La función de consumo y los costos de los agregados deberán estar justificados y se utilizarán como sigue:

$$CVONC = \sum_j^n ga_j * ca_j \quad [1]$$

Donde:

- ✦ ga_j , es el consumo de la unidad i del agregado j (por ejemplo: gal/MWh, m³/MWh, lts/MWh, etc.)
- ✦ ca_j , es el costo unitario del agregado j (por ejemplo: USD/gal, USD/m³, USD/lts, etc.).

6.4.3. Se incluye dentro de estos costos los costos variables de mantenimiento diario.

6.4.4. El PM Generador deberá completar el Formato F.02 indicado en el Apéndice 1. En este Formato debe estar explicado el consumo anual en unidades físicas y los costos unitarios de cada uno.

6.5. COSTOS DE MANTENIMIENTO PROGRAMADOS

6.5.1. El PM Generador informará las intervenciones programadas típicas previstas a lo largo del ciclo de mantenimiento de la unidad de generación de la siguiente manera:

- a) Tipo de intervención programada y su alcance
- b) Los costos de cada intervención
- c) Las horas equivalentes de operación entre intervenciones

6.5.2. El ciclo de mantenimientos declarado deberá ser respaldado mediante manuales de operación y mantenimiento de la planta, planes anuales de mantenimiento recomendados por el fabricante, contratos de mantenimiento vigentes, u otros documentos técnicos de respaldo relacionados que deberán ser verificados y avalados por el auditor.

6.5.3. Los costos declarados para cada intervención podrán sustentarse mediante cotizaciones, órdenes de compra, o facturas de pago por intervenciones previas, correspondientes a la misma unidad generadora (o grupo de unidades generadoras de iguales características) cuyos costos son objeto de la auditoría.

- 6.5.3.1. La antigüedad máxima admisible para cualquiera de los documentos de respaldo mencionados, contada desde la fecha de presentación del informe al Auditor, corresponderá al equivalente en tiempo calendario de la duración de un ciclo de mantenimiento de la unidad.
- 6.5.3.2. Ante solicitud expresa y justificación del auditor, se aceptarán como límite respaldos de costo con antigüedad máxima de diez años para unidades con ciclo de mantenimiento de menor duración.
- 6.5.3.3. En cualquier caso, el auditor deberá validar que los costos de la intervención son proyectados con base en el último mantenimiento realizado a la unidad y que sea similar a la intervención a costear.
- 6.5.4. Cuando por las horas de operación acumuladas de la unidad generadora, ya se haya ejecutado un ciclo de mantenimiento completo, el auditor deberá tomar los mantenimientos realmente ejecutados durante el mismo, como insumo adicional para la validación de las intervenciones y costos declarados.
- 6.5.5. Los costos de las intervenciones programadas deberán ser informados para todos los elementos que componen la unidad de generación, incluyendo los equipos de Servicios Auxiliares. Se deberá completar el Formato F.03 indicado en el Apéndice 1
- 6.5.6. En caso de existir un contrato de mantenimiento se informarán los mantenimientos programados consignados en el contrato.
- 6.6. Información Estadística de Costos Híbridos (CH).
 - 6.6.1. Cada PM Generador informará con base mensual como mínimo para los dos últimos años (año base y su anterior) los costos que considere híbridos actualizados al 31 de diciembre del año base. Se deberá tener en cuenta que el costo informado para cada mes se corresponda con la energía neta generada en dicho mes.
 - 6.6.2. Esta información deberá ser suministrada en el Formato F.04 indicado en el Apéndice 1.

6.7. HORAS EQUIVALENTES DE ARRANQUES Y DETENCIONES

- 6.7.1. Se deberá completar el Formato F.11 indicado en el Apéndice 1 con sus correspondientes respaldos.
- 6.7.2. La información se deberá presentar por Unidad de Generación discriminando para las unidades Turbo Vapor entre arranques en frío o en caliente.

6.8. COMBUSTIBLE ADICIONAL Y COSTO ASOCIADO.

- 6.8.1. Se deberá completar el Formato F.13 indicado en el Apéndice 1.
- 6.8.2. Para las unidades Turbo Vapor se deberá informar el costo de arranque en frío o en caliente de la unidad.

7. Procedimiento a Aplicar para el Cálculo de los CVNC

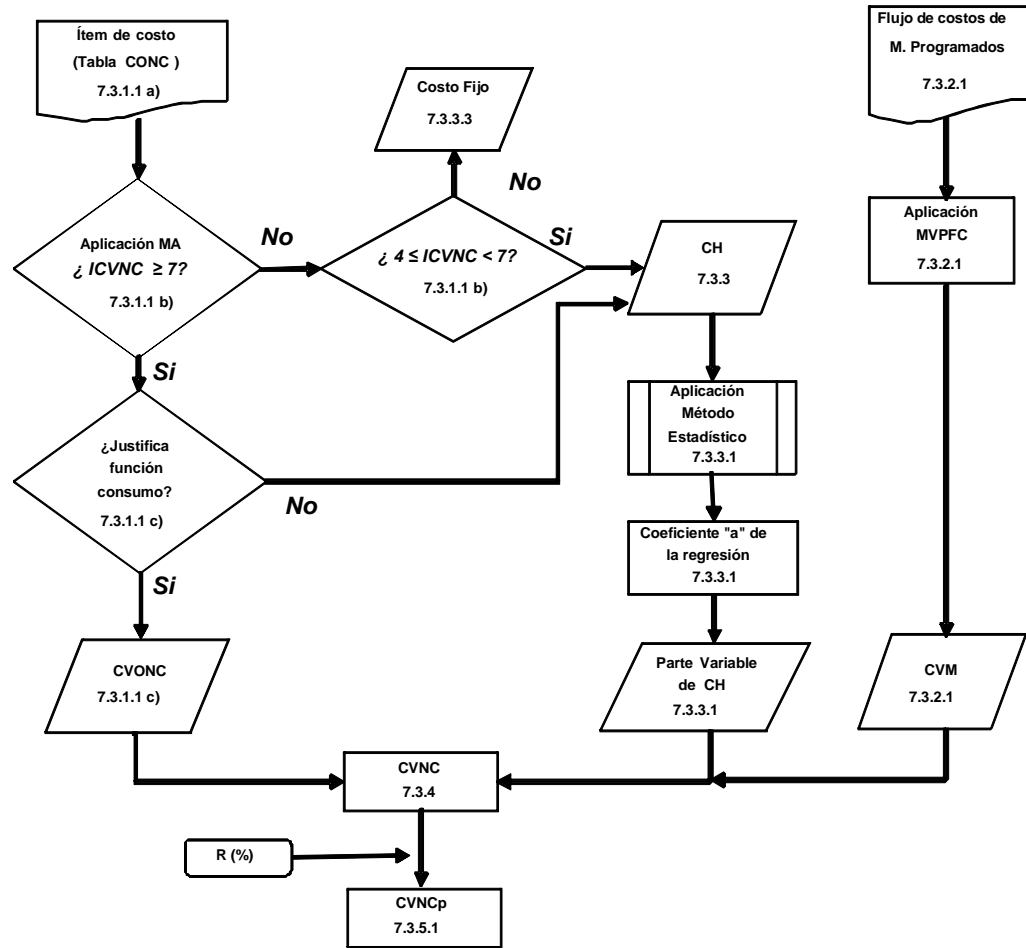
7.1. PROCEDIMIENTO GENERAL

- 7.1.1. Para la determinación de los CVNC se seguirán los pasos identificados en el siguiente flujograma según la secuencia indicada en el mismo.

7.2. FLUJOGRAMA DEL PROCEDIMIENTO GENERAL

- 7.2.1. Cada paso del flujograma posee un número de referencia mediante el cual se identifica la descripción del mismo detallada a continuación del flujograma.

Flujograma de cálculo CVNC



7.3. PASOS DEL PROCEDIMIENTO

7.3.1. Identificación y cálculo de los CVONC

7.3.1.1. Se aplicarán los siguientes pasos:

a) Identificación de los rubros de Costo de Operación No Combustible (CONC) de la central

- ✦ Se realizará la identificación de los rubros de Costo de Operación No Combustible (CONC) de la central sobre la base del formato F.01 del Apéndice 1. Este listado y descripción estará constituido por aquellos rubros de costo que son los que serán analizados para determinar cuál de ellos se convierte en variable (CVONC).

- ⊕ Serán excluidos de este análisis los costos definidos en el numeral 7.3.6 “Costos Especiales”.
- ⊕ No se considerará como un CVONC el consumo de energía eléctrica para servicios auxiliares (autoconsumo de energía eléctrica).

b) Aplicación del Método Analítico (MA).

- ⊕ Se aplicará a cada rubro indicado el MA con los criterios indicados en la “Tabla 1-Matriz de Criterios” y la “Tabla 2- Criterios para clasificación de costos” del numeral 4.4 y se determinará su ICVNC según el Formato *F.05* indicado en el Apéndice 1.
- ⊕ Si ICVNC resulta mayor o igual a 7 se aplica el paso c), si ICVNC resulta mayor o igual a 4 y menor a 7 el rubro se considera híbrido, si ICVNC resulta menor a 4 se considera un costo fijo.

c) Identificación de la función consumo

- ⊕ Los rubros de costo con ICVNC mayor o igual a 7 deberán justificar su función consumo según el criterio de identificación de la función de consumo descrito en el numeral 4.3 presentando la información que surge del Formato *F.02* del Apéndice 1. Aquellos que justifiquen la función consumo serán considerados CVONC. Los que no justifiquen la función de consumo aún teniendo un ICVNC mayor o igual a 7 serán considerados híbridos.
- ⊕ Para el caso de las centrales de generación que utilicen más de un combustible se deberá aplicar este procedimiento para cada combustible, de manera de obtener un CVONC por tipo de combustible.

7.3.2. Identificación y cálculo de los CVM

- 7.3.2.1. Se identificarán y calcularán los CVM con la metodología *MVPFC* tal como está indicado en el numeral 4.2.

- 7.3.2.2. El método del MVPFC se calculará sobre la base de un único flujo en función de los resultados auditados del ciclo de mantenimiento.
- 7.3.2.3. La aplicación se efectuará sobre la base de la información presentada por el PM Generador en el Formato *F.03* y su resultado será presentado en el Formato *F.06* del Apéndice 1.
- 7.3.3. Identificación de la componente variable de los CH
- 7.3.3.1. A los rubros de costo que resulten híbridos de la aplicación de la metodología, como se define en el numeral 7.3.1.1 literal c) se les aplicará el Método Estadístico y la parte variable de la regresión (“a”) será la parte variable del CH que integrará los CVNC.
- 7.3.3.2. La aplicación de esta metodología se presentará en el Formato *F.07* indicado en el Apéndice 1 con los datos informados en el Formato *F.04*.
- 7.3.3.3. Todos aquellos costos que no son identificados expresamente como costos variables, incluyendo la selección de híbridos (los que no califiquen con el mínimo ICVNC o el término independiente “b” del método estadístico), serán los costos fijos de la unidad.
- 7.3.4. Cálculo de los CVNC
- 7.3.4.1. Sobre la base de lo indicado en los puntos 7.3.1, 7.3.2 y 7.3.3, el costo variable no combustible, se calcula con la siguiente expresión:

$$CVNC_{ci} = CVONC_{ci} + CH_{ci} + CVM_{ci} [1]$$

Donde:

$CVNC_{ci}$: es el costo variable no combustible para el combustible ci .

CVM_{ci} (USD/kWh): es el costo variable de mantenimiento para el combustible ci .

$CVONC_{ci}$ (USD/kWh): es el costo variable de operación no combustible para el combustible ci .

CH_{ci} (USD/kWh): es la parte variable del costo híbrido para el combustible ci .

7.3.4.2. El costo calculado en 7.3.4.1 deberá ser informado en el Formato *F.08* indicado en el Apéndice 1 y de esta manera se obtiene así un $CVNC_{ci}$ para cada unidad generadora y cada tipo de combustible.

7.3.5. Cálculo de los Costos Variables No Combustibles Ponderado (CVNCp)

7.3.5.1. El CVNCp de cada unidad generadora se obtiene ponderando el CVNC de la unidad por tipo de combustible con la energía generada con dicho combustible de acuerdo al resultado operativo real registrado en el año base. Se aplicará la siguiente fórmula:

$$CVNC_p = \sum CVNC_{ci} * R_{ci} \quad [2]$$

Donde:

$CVNC_{ci}$: es el costo total de la unidad por tipo de combustible (i) expresado en USD/MWh

R_{ci} : es el porcentaje que representa la participación de cada combustible (i) en la energía neta despachada en el Año Base.

7.3.5.2. En caso de tratarse de unidades generadoras nuevas y existentes que no cuente con energía registrada para el año base se considerará la energía resultante de una simulación de la actualización de la programación de la operación anual vigente incluyendo la unidad generadora, a excepción de lo establecido en el numeral 7.3.5.4.

7.3.5.3. Si en la simulación indicada en el numeral anterior la unidad generadora no resulta con generación, para efectos de la auditoría se asumirá para la cantidad de horas (HO_a) y energía (E_a) del año base, la sumatoria de las horas y la energía inyectada por la unidad generadora, respectivamente, que resulten en las siguientes pruebas:

- ⊕ Cuatro pruebas de disponibilidad de capacidad firme, generando a potencia máxima durante el mínimo tiempo en línea, de acuerdo con sus datos técnicos,
- ⊕ Una prueba de SIMEC, generando a potencia máxima durante el mínimo tiempo en línea, de acuerdo con sus datos técnicos.

- ⊕ Una prueba de potencia máxima, generando a potencia máxima durante cinco horas o el mínimo tiempo en línea de acuerdo con sus datos técnicos, si este es mayor de cinco horas.
 - ⊕ Una prueba de consumo de calor, de acuerdo con la curva de carga aprobada para la realización de la auditoría del anexo 16.
- 7.3.5.4. En el caso que la energía resultante de la simulación para la unidad generadora sea menor a los escenarios de pruebas del numeral anterior, para la auditoría se tomarán los datos estimados de las pruebas.
- 7.3.5.5. El auditor será responsable de validar la energía y horas de operación resultantes de la aplicación del numeral 7.3.5.4.
- 7.3.5.6. El resultado de la aplicación del numeral 7.3.5.1 debe ser informado en el Formato *F.09 del Apéndice 1*.
- 7.3.6. Costos Especiales (CE)
- 7.3.6.1. Los siguientes ítems de costo denominados “*especiales*” quedan excluidos expresamente del cálculo de los CVNC:
- a) Los Cargos del Sistema (C_{sis}) definidos en el punto 3.2 del Anexo 9 de este Reglamento y los costos asociados a la reserva rodante.
 - b) Reparaciones de mantenimiento por fallas debidas a operación fuera de estándares de diseño o a factores exógenos.

8. Procedimiento a Aplicar para el Cálculo de los CAYD

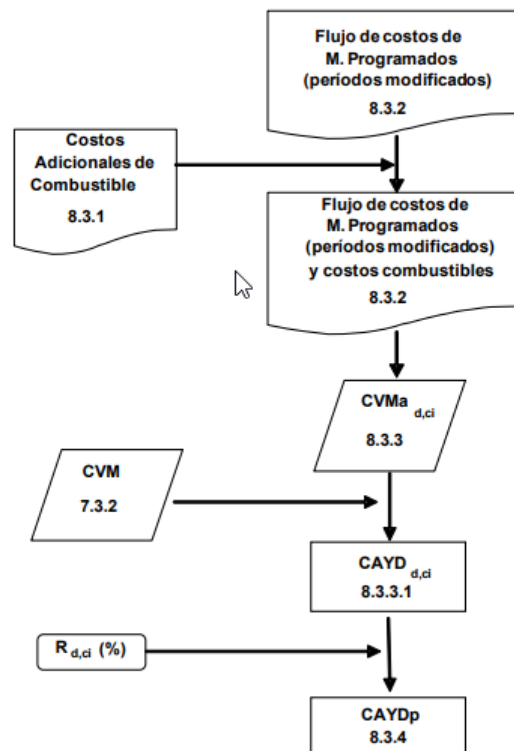
8.1. PROCEDIMIENTO GENERAL

8.1.1. Para la determinación de los CAYD se seguirán los pasos identificados en el siguiente flujograma según la secuencia indicada en el mismo.

8.2. FLUJOGRAMA DEL PROCEDIMIENTO GENERAL

8.2.1. Cada paso del flujograma posee un número de referencia mediante el cual se identifica la descripción del mismo detallada a continuación del flujograma.

Flujograma de cálculo de CAyD



8.3. PASOS DEL PROCEDIMIENTO

8.3.1. Cálculo de los costos adicionales de combustible por arranque y detención (Cadc)

8.3.1.1. Para cada tipo de combustible se calculará el Cadc por arranque y detención según lo indicado en este procedimiento.

8.3.2. Identificación y cálculo de los CVMa

8.3.2.1. Se identificarán y calcularán los CVMa con la metodología MVPFC tal como está indicado en este procedimiento.

8.3.2.2. El método del MVPFC se calculará sobre la base de un flujo en función de los resultados auditados del ciclo de mantenimiento.

8.3.2.3. La aplicación se efectuará sobre la base de la información presentada por el PM Generador en el Formato *F.03*, *F.11* y *F.12* y el flujo deberá ser presentado en el Formato *F.14*.

8.3.2.4. En el Flujo de Costos para el cálculo del Valor Presente se deberá sumar al costo de las intervenciones programadas el costo debido al consumo adicional de combustible y la adaptación del período con el factor k, según lo especificado en la metodología.

8.3.3. Cálculo de los CAYD

8.3.3.1. Sobre la base de lo indicado en el numeral 8.1.4.1 se calcula el Costo de Arranque y Detención (CAYD) con la siguiente expresión:

$$CAYD_{d,ci} = CVMa_{d,ci} - CVM_{ci} [1]$$

Donde:

- ⊕ $CAYD_{d,ci}$ (USD/MWh): es el costo variable no combustible por arranque y detención por tipo de combustible y Régimen de Despacho
- ⊕ $CVMa_{d,ci}$ (USD/MWh): es el Costo Variable de Mantenimiento con el efecto de arranques y detenciones para cada combustible y Régimen de Despacho
- ⊕ CVM_{ci} (USD/MWh): es el Costo Variable de Mantenimiento, sin considerar los efectos de los arranques y detenciones para cada combustible y Régimen de Despacho.

8.3.3.2. Se obtiene así un CAYD para cada tipo de combustible y Régimen de despacho que deberán ser informados en el *Formato F.15*.

8.3.4. Cálculo de los Costos Variables de Arranque y Detención Ponderado (CAYDp)

8.3.4.1. El CAYD_p de cada unidad generadora se obtiene ponderando el CAYD_{d,ci} de la unidad por tipo de combustible y Régimen de Despacho con la energía generada con dicho combustible para cada Régimen de Despacho de acuerdo al resultado operativo real registrado en el Año Base. Se aplicará la siguiente fórmula:

$$CAYDp = \sum CAYD_{d,ci} * R_{d,ci} [2]$$

Donde:

CAYD_{d,ci}: es el costo por tipo de combustible y Régimen de Despacho expresado en USD/MWh

R_{d,ci}: es el porcentaje que representa la participación de la energía neta generada por cada tipo combustible y Régimen de Despacho (base, semibase y punta) en la energía neta despachada en el Año Base.

8.3.4.2. El cálculo del CAYDp se deberá presentar en el *Formato F.15* indicado en el Apéndice 1.

9. Fórmulas de Actualización y Ajuste de los CVNC y CAYD

9.1. ACTUALIZACIÓN DE CVNC

9.1.1. Luego de la aplicación del procedimiento, los CVNC resultarán en USD/MWh al 31 de diciembre del Año Base.

9.1.2. Para el desarrollo de las actualizaciones de la programación anual que llevará a cabo la UT con periodicidad mensual, se utilizarán los valores vigentes al momento de las actualizaciones.

9.1.3. Los CVNC en USD/MWh serán actualizados mensualmente por la UT con los indicadores y fórmulas de indexación que se establecen a continuación:

9.1.4. Indicadores utilizados

9.1.4.1. Para explicar la evolución de cada componente de costo correspondiente de los costos se han seleccionado los siguientes indicadores:

⊕ IPC: El Índice de Precios al Consumidor

⊕ U.S. Producer Price Index (PPI)

9.1.4.2. Los datos a utilizar para determinar la indexación de los componentes de costos provienen de fuentes de público acceso. Al respecto se propone considerar las siguientes fuentes:

- ⊕ IPC: publicado por la Dirección General de Estadística y Censos de El Salvador (<http://www.digestyc.gob.sv/> o fuentes equivalentes).
- ⊕ PPI: publicado por el Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour- Series Id: PCUOMFG--OMFG - Total manufacturing industries (http://data.bls.gov/PDQ/servlet/SurveyOutputServlet?series_id=PCUOMFG--OMFG--&data_tool=XGtable o fuentes equivalentes)

9.1.5. Fórmula de indexación

- 9.1.5.1. La fórmula de indexación se obtiene de los componentes de costos y de la participación de cada indicador en cada componente de costo, y serán actualizadas de forma mensual.
- 9.1.5.2. Estos costos actualizados tendrán vigencia hasta la próxima actualización de la programación anual.
- 9.1.5.3. Se utilizará la siguiente fórmula de indexación para los costos CVNC expresados en USD/MWh:

$$\frac{CVNC(i)}{CVNC(0)} = \left[\%IPC \times \frac{IPC(i)}{IPC(0)} \right] + \left[\%PPI \times \frac{PPI(i)}{PPI(0)} \right] [1]$$

Donde:

- ⊕ % *IPC*: participación de los insumos nacionales incluyendo la mano de obra del mercado local.
 - ⊕ % *PPI*: participación de los insumos importados
- 9.1.5.4. Los porcentajes de participación deberán ser determinados y justificados en función de su estructura de costos según el formulario F.10 del Apéndice 1 para cada tipo de combustible, y estarán validados por el Informe del Auditor.
 - 9.1.5.5. Se utilizarán los siguientes indicadores:
 - ⊕ *IPC(0)*, *PPI(0)*: índice que corresponde al mes de diciembre del Año Base.

- ⊕ IPC(i), PPI (i): índice que corresponde al último mes calendario que se cuente con información oficial al momento de realizar el ajuste.

9.2. ACTUALIZACIÓN DE CAYD

9.2.1. Luego de la aplicación del procedimiento, los CAyD resultarán en USD/MWh al 31 de diciembre del Año Base.

9.2.2. Para el desarrollo de las actualizaciones de la programación anual que llevará a cabo la UT con periodicidad mensual, se utilizarán los valores vigentes al momento de las actualizaciones.

9.2.3. Los CAyD en USD/MWh serán actualizados mensualmente por la UT con los indicadores y fórmulas de indexación que se establecen a continuación:

9.2.4. Indicadores utilizados

9.2.4.1. Para explicar la evolución de cada componente de costo correspondiente de los costos se han seleccionado los siguientes indicadores:

- ⊕ IPC: El Índice de Precios al Consumidor
- ⊕ U.S. Producer Price Index (PPI)
- ⊕ Pcomb: Precio del combustible vigente de acuerdo con la estructura de costos definida según lo establecido en el Anexo 4 de este Reglamento.

9.2.4.2. Los datos a utilizar para determinar la indexación de los componentes de costos provienen de fuentes de público acceso. Al respecto se propone considerar las siguientes fuentes:

- ⊕ IPC: publicado por la Dirección General de Estadística y Censos de El Salvador (<http://www.digestyc.gob.sv/> o fuentes equivalentes).
- ⊕ PPI: publicado por el Bureau of Labour Statistics – U.S. Department of Labour- Series Id: PCUOMFG--OMFG - Total manufacturing industries (http://data.bls.gov/PDQ/servlet/SurveyOutputServlet?series_id=PCUOMFG--OMFG--&data_tool=XGtable o fuentes equivalentes).
- ⊕ Pcomb: Precio del combustible calculado por la UT.

9.2.5. Fórmula de indexación

9.2.5.1. La fórmula de indexación se obtiene de los componentes de costos y de la participación de cada indicador en cada componente de costo, y serán actualizadas de forma mensual.

9.2.5.2. Estos costos actualizados tendrán vigencia hasta la próxima actualización de la programación anual.

9.2.5.3. Se utilizará la siguiente fórmula de indexación para los costos CAyD expresados en USD/MWh:

$$\frac{CAyD(i)}{CAyD(0)} = \left[\% IPC \times \frac{IPC(i)}{IPC(0)} + \% Pcomb \times \frac{Pcomb(i)}{Pcomb(0)} \right] + \left[\% PPI \times \frac{PPI(i)}{PPI(0)} \right] [2]$$

Donde:

- ⊕ % *IPC*: participación de los insumos nacionales incluyendo la mano de obra del mercado local.
- ⊕ % *PPI*: participación de los insumos importados
- ⊕ % *Pcomb*: participación del costo del combustible

9.2.5.4. Los porcentajes de participación deberán ser determinados y justificados en función de su estructura de costos según el formulario F.16 del Apéndice 1 para cada tipo de combustible, y estarán validados por el Informe del Auditor.

9.2.5.5. Se utilizarán los siguientes indicadores:

- ⊕ *IPC(0)*, *PPI(0)*: índice que corresponde al mes de diciembre del Año Base.
- ⊕ *IPC(i)*, *PPI (i)*: índice que corresponde al último mes calendario que se cuente con información oficial.
- ⊕ *Pcomb (0)*, *Pcomb (i)*: precios de combustible a diciembre del Año Base y al mes en que se realice la actualización de costos. Estos precios de combustible mensuales se calcularán como el promedio de

los precios diarios del mes utilizados en la programación de la operación.

9.3. AJUSTE DE CVNC Y CAYD

9.3.1. Este ajuste tiene por objeto reflejar, en el cálculo del CVNC y CAYD ponderado, el despacho real realizado en los últimos 12 meses.

9.3.2. El mismo será realizado mensualmente por la UT junto con la actualización de costos indicada en los numerales 9.1 y 9.2.

9.3.3. Los datos de energía y horas de operación para los últimos 12 meses deberán ser remitidos por el PM generador durante los primeros 10 días hábiles del mes siguiente, en el formato y medio que la UT establezca.

9.3.4. Para realizar el ajuste de CVNC se utilizará la siguiente expresión:

$$CVNC_{paj} = \sum (CVONC_{ci} + CH_{ci} + CVM_{ci} * \frac{E_a}{E_{12}} * \frac{HO_{12}}{HO_a}) * R12_{ci} [3]$$

Donde:

- ⊕ CVNC_{paj}: es el Costo Variable No Combustible Ponderado Ajustado
- ⊕ CVONC_{ci}, CH_{ci}, CVM_{ci}: son los valores calculados por combustible para el Año Base actualizados con las fórmulas de indexación para cada tipo de combustible
- ⊕ E_a es la energía neta anual total despachada para el Año Base
- ⊕ HO_a es la cantidad anual total de horas de operación para el Año Base
- ⊕ E₁₂ es la energía neta anual total despachada registrada en el SIMEC en los últimos 12 meses
- ⊕ HO₁₂ es la cantidad anual total de horas de operación de los últimos 12 meses
- ⊕ R12_{ci}: es el porcentaje que representa la participación de cada combustible en la energía neta despachada en los últimos 12 meses.

9.3.5. En el caso de nuevas unidades generadoras, para los valores de E_a y E_{12} se utilizarán los valores que resulten de la programación anual de la operación.

9.3.6. En el caso de nuevas unidades generadoras para las que no se cuente con generación en la programación anual, en tanto no se cumplan los 12 meses para obtener la generación real, se tomarán los datos de la auditoría descritos en el numeral 7.3.5.4.

9.3.7. Para realizar el ajuste de CAYD se utilizará la siguiente expresión:

$$CAYD_{paj} = \frac{E_a}{E_{12}} * \frac{HO_{12}}{HO_a} * \sum (CAYD_{d,ci} * R12_{d,ci}) \quad [4]$$

Donde:

- ⊕ CAYD_{paj}: es el Costo Variable No Combustible ponderado Ajustado
- ⊕ CAYD_{d,ci}: son los valores calculados por tipo de combustible y Régimen de despacho para el año base actualizados con las fórmulas de indexación
- ⊕ E_a , es la energía neta anual total despachada para el año base
- ⊕ HO_a es la cantidad anual total de Horas de Operación para el año base
- ⊕ E_{12} es la energía neta anual total despachada registrada en el SIMEC en los últimos 12 meses
- ⊕ HO_{12} es la cantidad anual total de Horas de Operación de los últimos 12 meses
- ⊕ $R12_{d,ci}$: es el porcentaje que representa la participación de cada combustible en cada Régimen de despacho en la energía neta despachada en los últimos 12 meses

9.3.8. En caso de indisponibilidad por fallas o mantenimientos prolongados de una o más unidades hidroeléctricas pertenecientes a una misma central de generación, que resulten en valores de energía y horas de operación mensual de cero, para el ajuste del CVNC de la planta:

- a) Se excluirá del cálculo del promedio ponderado detallado en el numeral 3.8 de este anexo, el CVNC de las unidades indisponibles.
- b) Una vez que la unidad entre en operación después de la falla o mantenimiento, mientras no se cuente con al menos 6 meses de información de energía y horas de operación en los últimos 12 meses, se tomarán como valores de E_{12} y HO_{12} , los valores de E_a y HO_a de la auditoría vigente, respectivamente.

9.3.9. En el caso de fallas o mantenimientos prolongados en grupos generadores completos o unidades que no forman parte de un grupo generador, que resulten en valores de energía y horas de operación mensual de cero, para el ajuste de su CVNC:

- a) Se tomarán como valores de E_{12} y HO_{12} los respectivos valores de E_a y HO_a de la auditoría vigente
- b) Una vez que la unidad o grupo entre en operación después de la falla o mantenimiento, mientras no se cuente con al menos 6 meses de información de energía y horas de operación en los últimos 12 meses, se continuará aplicando lo establecido en el literal anterior.

10. Auditorías

10.1. Consideraciones Generales

10.1.1. Los valores presentados por el PM Generador en su “Informe de cálculo de los CVNC y CAyD” serán revisados como parte de los procesos de auditoría a los efectos de verificar que los mismos justifican adecuadamente sus CVNC teniendo en cuenta que los mismos están:

- ⊕ Basados en los estándares internacionales
- ⊕ Ajustados a la realidad nacional
- ⊕ Acordes a la metodología establecida en este anexo

10.1.2. El proceso de auditoría externa estará supeditado al cumplimiento de los siguientes requisitos:

- 10.1.2.1. La realización de la auditoría estará a cargo de un auditor externo y la participación de la UT será como vigilante de la correcta aplicación del presente procedimiento de auditoría.
- 10.1.2.2. Todos los informes del auditor deberán ser aprobados por la UT en su carácter de revisor y vigilante de la aplicación del procedimiento. La UT deberá remitir a SIGET una copia electrónica de los informes aprobados.
- 10.1.2.3. El auditor externo será elegido por el PM propietario de la(s) unidad(es) generadoras(s) y deberá ser reconocida su idoneidad por la UT. Los Auditores serán seleccionados de un registro que al efecto dispondrá la UT y que será integrado por las empresas auditoras que cumplan los requisitos mínimos indicados en este procedimiento.
- 10.1.2.4. En caso de que el PM propietario de la(s) unidad(es) generadora(s) no elija auditores externos en el tiempo solicitado, será penalizado según lo indicado en el Anexo 02 “Infracciones y Conflictos” y se informará dicha situación a SIGET.
- 10.1.2.5. En caso de que el PM Generador no facilite la información o el acceso a las instalaciones para la ejecución de la auditoría será penalizada según lo indicado en el Anexo 02 “Infracciones y Conflictos” de este Reglamento.
- 10.1.2.6. Los costos de las auditorías estarán a cargo del PM propietario de la(s) unidad(es) generadora(s) y deberá ser pactado y cancelado de manera bilateral entre el PM y el auditor externo sin ninguna intervención de la UT.

10.2. Alcance de la Auditoría

- 10.2.1. El alcance de la auditoría consistirá en la revisión detallada de:
 - a) Datos presentados: se deberá verificar su respaldo teniendo en cuenta los siguientes criterios:
 - ⊕ Técnicos: basados en estándares internacionales establecidos en los manuales o boletines técnicos del fabricante, y/o antecedentes de equipos similares.

⊕ Precios de insumos, mano de obra o repuestos: basados en documentos de compra como facturas pagadas o cotizaciones aceptadas por el PM Generador.

b) El proceso de cálculo: se deberá verificar la estricta aplicación de las metodologías y procedimientos definidos en el presente anexo

c) El cumplimiento de los formatos especificados en el procedimiento tanto para los datos como para los resultados del cálculo.

10.2.2. El Auditor deberá pronunciarse si con los criterios indicados se cumple que los datos presentados se apegan a estándares internacionales ajustados a la realidad de El Salvador.

10.2.3. Para efectos de la auditoría el PM Generador deberá suministrar bajo estricta confidencialidad toda la documentación complementaria requerida para construir el costo informado. Se pondrá a disposición del Auditor, manuales, boletines técnicos, informes de mantenimiento, contratos, órdenes de compra, declaraciones de importación, facturas y otros antecedentes relevantes que respalden la información enviada y/o que sean solicitados por el Auditor.

10.2.4. Si fuera requerido, el Auditor podrá concurrir a las oficinas del PM Generador para la validación de la información presentada. Para tal visita el auditor deberá coordinar con el PM Generador la fecha y el objetivo específico de la visita.

10.3. RESULTADO DE LA AUDITORÍA

10.3.1. El informe de Auditoría deberá cumplir los siguientes objetivos:

a) Determinar si los datos técnicos presentados por el PM Generador están ajustados a estándares internacionales y a la unidad generadora analizada.

b) Determinar si los precios de los repuestos, insumos y mano de obra son valores representativos del mercado de El Salvador.

- c) Determinar si las duraciones de los mantenimientos son las apropiadas según el tipo de intervención y las recomendaciones del fabricante.
- d) Modificar, o reemplazar los datos que a juicio del auditor no cumplan los requisitos indicados en el procedimiento. Estimar los datos faltantes sobre la base del análisis realizado y los estándares internacionales ajustados a la realidad de El Salvador.
- e) Verificar si sobre la base de los datos presentados se aplicó en forma correcta el procedimiento y se completaron los formatos respectivos. Si no se cumpliera este requisito, el Auditor deberá aplicar el procedimiento y mostrar los resultados y formatos indicados en el procedimiento.

10.3.2. En el caso que la verificación del Auditor no confirmase el costo informado por el PM Generador, o si el PM Generador presentara información incompleta, el costo será corregido o establecido por el Auditor. En cualquier caso, al concluir la auditoria deberá haberse establecido el costo en cuestión y si hubiere diferencias entre el PM Generador y el Auditor, prevalecerá lo indicado por este último.

10.3.3. El formato básico del Informe del Auditor constará como mínimo de los siguientes puntos:

- a) Objetivo del informe.
- b) Resumen ejecutivo, conteniendo los valores de CVNC, CAyD obtenidos por la auditoría, y los datos técnicos operativos verificados.
- c) Descripción básica del equipamiento de la unidad generadora (emplazamiento, marca, modelo, potencias, capacidades).
- d) Información recibida de la unidad generadora: datos, soportes y cálculos realizados.
- e) Análisis y validación por parte del Auditor de la información recibida o su reemplazo si corresponde con el soporte respectivo.

- f) Aplicación del procedimiento para el cálculo de los CVNC y CAyD según el presente anexo.

10.4. RESPONSABILIDADES

10.4.1. Del PM Generador

- 10.4.1.1. Contratar la auditoría de los CVNC y CAyD cada 2 años del registro autorizado por la UT
- 10.4.1.2. Pactar el precio de la auditoría con el Auditor y cancelar en forma bilateral el precio pactado sin ninguna intervención de la UT.
- 10.4.1.3. Responder a consultas que haga la UT y/o el Auditor.
- 10.4.1.4. Recibir a la UT y/o al auditor, autorizando el acceso a las instalaciones donde se realizará la auditoría cuando sea requerido por el Auditor gestionando ante quien corresponda los permisos, licencias, y/o cualquier otro tipo de autorización.
- 10.4.1.5. Asistir al Auditor y disponer de personal técnico propio para la búsqueda de información requerida por el Auditor.
- 10.4.1.6. Designar un representante para la coordinación de los trabajos con el Auditor.

10.4.2. Del Auditor

- 10.4.2.1. Coordinar con el PM las verificaciones y tareas a desarrollar por lo menos con 3 días hábiles de anticipación.
- 10.4.2.2. Hacer observaciones si corresponde, elaborar y firmar el Informe de Auditoría y presentar una copia a la UT y al PM propietario a más tardar 3 días hábiles posteriores a la finalización de la auditoría.
- 10.4.2.3. Cumplir con todos los pasos del procedimiento, certificar y validar los datos presentados en su Informe.

10.4.3. De la UT

- 10.4.3.1. Publicar en su sitio web la nómina de las empresas auditoras habilitadas para realizar las tareas de auditoría.
- 10.4.3.2. Hacer observaciones y requerimientos de información si corresponde.

10.5. REVISIÓN DEL INFORME DE AUDITORÍA Y PLAZOS INVOLUCRADOS

- 10.5.1. Para el desarrollo de la auditoría incluyendo la presentación de informes se prevé un plazo de 55 días hábiles. Los informes deberán seguir los procedimientos de revisión y plazos que a continuación se detallan .
- 10.5.2. A los 30 días hábiles contados desde que el PM generador presenta al auditor los informes de justificación de sus CVNC y CAyD, el auditor emitirá el “Informe preliminar de revisión de los CVNC y CAyD” y lo pondrá a disposición del PM generador contratante para su revisión.
- 10.5.3. Los PMs generadores tendrán 5 días hábiles para expresar su conformidad o presentar sus observaciones. Si el PM generador no comunicara observación alguna en el plazo establecido, se dará por aceptado el “Informe preliminar de revisión de los CVNC y CAyD” de parte del PM contratante y el auditor procederá según lo indicado en el numeral 10.5.5 de este anexo.
- 10.5.4. De existir observaciones del PM generador, el auditor contará con 5 días hábiles para considerarlas, indicando su rechazo y la razón de este, o la aceptación y su incorporación al “Informe preliminar de revisión de los CVNC y CAyD”.
- 10.5.5. El auditor remitirá a la UT, el “Informe preliminar de revisión de los CVNC y CAyD”, acompañado por detalle de aceptación o rechazo de las observaciones emitidas por el PM generador, si las hubiere. La UT dispondrá de 10 días hábiles para la revisión del informe, pudiendo realizar observaciones y requerir aclaraciones o información complementaria al auditor para su aprobación definitiva.
- 10.5.6. El auditor dispondrá de 5 días hábiles para realizar las adecuaciones pertinentes conforme a lo observado por la UT.
- 10.5.7. La UT dará su visto bueno cuando las observaciones sean subsanadas a su entera satisfacción en cuanto al procedimiento ejecutado conforme al presente anexo.

- 10.5.8. Si para obtener el visto bueno al que se refiere el numeral anterior, se requiere que el auditor realice adecuaciones adicionales, podrán extenderse los plazos establecidos en los numerales 10.5.5 y 10.5.6 a criterio de la UT y según las particularidades de cada informe.
- 10.5.9. Todos los informes deberán ser remitidos a la UT en formato digital, a través de los medios que ésta establezca, y deberán incluir todos los archivos de respaldo de los cálculos realizados, conteniendo las fórmulas, macros, programas y enlaces respectivos, así como también los archivos enlazados, de manera que permitan su verificación.

11. Registro de auditores autorizados y su actualización

11.1. Aspectos Generales

- 11.1.1. Los auditores podrán ser profesionales independientes o firmas de auditoría, con amplia experiencia comprobable en el área de la generación de energía eléctrica, además, deberán de cumplir con normas éticas básicas en ese rol, tales como independencia, idoneidad y confidencialidad.
- 11.1.2. El registro de auditores aprobados por la UT será conformado y actualizado según lo detallado en esta sección.

11.2. Requisitos del auditor y criterios de calificación

- 11.2.1. Para integrar el registro que a tal fin conformará la UT, el auditor deberá obtener un puntaje mínimo de 70 puntos considerando los siguientes parámetros y ponderaciones:

Tabla 4 - Matriz de criterios

Ítem evaluado	%
Experiencia de la firma	20%
Experiencia del director	50%
Experiencia del personal operativo	30%

11.2.2. Experiencia de la firma

11.2.2.1. Tiene como objeto evaluar que las empresas auditoras tengan la experiencia necesaria para realizar los servicios requeridos en el presente anexo.

11.2.2.2. La evaluación consistirá en la revisión y validación de los siguientes elementos, que juntos se consideran que razonablemente reflejan la experiencia requerida para realizar las auditorías indicadas en el presente anexo:

- ⊕ un número determinado de servicios similares o relacionados con los solicitados (tres mínimo).
- ⊕ un número determinado de años de ejercer tales servicios (tres mínimo).
- ⊕ los documentos de respaldo de empresas nacionales o internacionales a las que representen o con quienes estén aliados, y
- ⊕ las constancias que atestigüen el buen servicio prestado por la empresa y la satisfacción de los clientes atendidos (tres mínimo).

11.2.3. Experiencia del Director

11.2.3.1. Pretende valorar la experiencia de la persona designada por las empresas candidatas para dirigir en todas sus etapas los servicios a contratar.

11.2.3.2. El criterio de evaluación de este elemento está basado en los años del ejercicio de la profesión que ostenta el auditor director, los cuales deben estar estrechamente relacionados con el área de la generación de energía eléctrica, además de la participación en auditorías similares a las requeridas en el presente anexo. Los requisitos para la obtención del porcentaje otorgado a este ítem se muestran a continuación:

- a) Al menos 10 años de experiencia y participación en por lo menos 5 auditorías de iguales características o similares a las requeridas en el presente anexo: 20%
- b) De 10 a 15 años de experiencia y participación en al menos 10 auditorías de iguales características o similares a las requeridas en el presente anexo: 10% adicional.
- c) Mas de 15 años de experiencia y participación en más de 10 auditorías: 10% adicional.
- d) Se asignará una ponderación adicional cuando la experiencia mínima requerida en los numerales anteriores este constituida por al menos dos tecnologías de generación de las contempladas en el objeto de este anexo (como mínimo dos años en cada una): 10%

11.2.3.3. Para avalar este criterio se tomará en cuenta constancia certificada del grado académico del Director, además de las cartas de recomendación de empresas en las que haya trabajado, así como también cartas certificadas que listen los informes de auditorías realizados anteriormente a otras empresas.

11.2.4. Experiencia del personal operativo

11.2.4.1. Pretende valorar la experiencia de las personas designadas por las empresas candidatas para ejecutar en todas sus etapas los servicios a contratar.

11.2.4.2. El criterio de evaluación de este elemento está basado en los años del ejercicio de la profesión en el área de la generación de energía eléctrica y experiencia en la elaboración de reportes o auditorías relacionadas con dicha área. Además, se ponderará la cantidad de personal disponible para la ejecución de los servicios solicitados. La escala para la obtención del porcentaje de este ítem se detalla a continuación:

- a) Al menos un miembro de su personal operativo cuenta con más de 3 años de experiencia en una de las tecnologías de generación de las contempladas en el objeto de este anexo: 5%; y 5% adicional si se tiene experiencia en dos o más tecnologías.
- b) Al menos un miembro de su personal operativo cuenta con más de 3 años de experiencia en trabajos similares o auditorías relacionadas al área de la generación de energía eléctrica: 10%
- c) Si cuenta con 3 o más auditores operativos para la realización de los trabajos de este anexo, se asignará una ponderación adicional: 10%

Para dar validar el cumplimiento de los criterios de evaluación detallados en este numeral, se presentarán los comprobantes del grado académico certificado y recomendaciones de trabajos anteriores que permitan acreditar experiencia en el campo.

11.2.4.3. En todos los criterios antes detallados podrán asignarse porcentajes parciales de forma proporcional al nivel de cumplimiento del requisito.

11.3. Recalificación del auditor

11.3.1. La UT podrá realizar actualizaciones de la calificación inicial del auditor, con el fin de validar si los porcentajes asignados a cada ítem de los referidos en el numeral 11.2.1 siguen vigentes. Estas actualizaciones podrán ser realizadas, entre otras causas, por el cambio del auditor director o la

renovación del personal operativo que participa en los ensayos. Asimismo, podrá recalificarse a aquellos auditores que tengan más de cinco años de no participar en la ejecución de los ensayos establecidos en este Anexo.

11.3.2. Para la recalificación a la que se refiere el numeral anterior, la UT podrá solicitar al auditor documentación actualizada, que pruebe la idoneidad de su perfil técnico.

11.3.3. Si la UT determina que el auditor ya no cumple con el porcentaje mínimo establecido en el numeral 11.2.1, deberá inhabilitarlo y notificar al auditor, incluyendo las causales correspondientes.

11.3.4. Ante la existencia de nuevos elementos a evaluar, que mejoren su perfil técnico, el auditor inhabilitado podrá iniciar nuevamente el proceso de habilitación detallado en esta sección.

11.4. Inhabilitación del auditor

11.4.1. Ante tres notificaciones de incumplimiento de los plazos establecidos en este anexo, en auditorías diferentes, y por causas atribuibles al auditor, la UT deberá inhabilitarlo y retirarlo del registro publicado en su sitio Web.

11.4.2. El auditor podrá solicitar a la UT su inhabilitación voluntaria en cualquier momento. La inhabilitación del auditor será efectiva en un plazo de tres días hábiles.

11.4.3. En cualquiera de los casos anteriores, la UT notificará a los PMs sobre la actualización del registro de auditores aprobados.

APÉNDICE 1-FORMATOS

FORMATO F.01

F.01	
COSTOS DE OPERACIÓN-CONC (/1)	ANEXO
Ítem 1	A01.F.01
Ítem 2	A02.F.01
Item 3	A03.F.01
Item 4	A04.F.01
....
Item N	A0N.F.01

(/1) El PM Generador detalla cada uno de los ítems objetos de calcular sus CONC

ANEXOS:

El PM Generador informará en cada Anexo una descripción detallada de cada uno de los rubros de costos informados.

NOTA:

1. Se listan los ítems objeto de análisis de costos de operación no combustibles

FORMATO F.02

F.02						
COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN NO COMBUSTIBLE CVONC(/1)	Unidad Consumo Específico (/2)	Consumo Específico (/3)	Unidad Costo Unitario (/4)	Costo Unitario (/5)	CVONC (USD/MWh) (/6)	ANEXO
Item 1						A01.F.02
Item 2						A02.F.02
...						...
Item j						A0j.F.02
Total						

(/1) Listar los ítems que son CVONC (resultantes de la aplicación de los criterios del F.05 y que justifican la función consumo)

(/2) Unidades en las que se encuentra el consumo específico de la unidad i del ítem j

(/3) Ga: Es el consumo específico de la unidad i del ítem j

(/4) Unidades en las que se encuentra el costo unitario propio de cada ítem

(/5) Ca: Es el costo unitario del ítem j

(/6) Es el Costo Variable de Operación No Combustible, se calcula como $CVONC_i = \sum G_{aj} * C_{aj}$ (expresado en USD/MWh).

ANEXOS:

El PM Generador deberá presentar un Anexo para cada uno de los CVONC que contenga la información de respaldo que justifica la función consumo y sus costos unitarios asociados en forma desagregada como se indica a continuación:

1. El "Consumo Específico" mediante manuales y/o boletines del fabricante, ensayos y toda otra información técnica que considere pertinente.
2. El "Costo Unitario" mediante la presentación de documentos (facturas de pago) que demuestren que se ha pagado efectivamente el costo declarado.

FORMATO F.03

F.03					
COSTOS DE MANTENIMIENTO PROGRAMADO (/1)	HEO (Hs) (/2)	Costo (USD) (/3)	Duración (días) (/4)	Duración Según fabricante (días) (/5)	ANEXO
MP 1					A01.F.03
MP 2					A02.F.03
MP 3					A03.F.03
...					...
MP N					A0M.F.03

Tipo de Combustible	Factor k (/6)
Combustible 1	
...	
Combustible N	

(/1) Este formato contendrá los diferentes tipos de mantenimientos programados MP para un Ciclo de Mantenimiento, y deberá ser ajustado a los datos de la unidad de generación objeto del informe.

(/2) HEO: Son las Horas Equivalentes de Operación que deben transcurrir para cada tipo de intervención.

(/3) Costo (USD): Es el costo de cada intervención.

(/4) Duración (días): es la duración del mantenimiento realizado en días calendario.

(/5) Duración según el manual del fabricante (días): es la duración de la intervención realizada, de acuerdo con los días estipulados en el manual y procedimientos del fabricante, en días calendario (adjuntar respaldo).

(/6) Con el Factor k se informa la equivalencia de las HEO con las Horas de Operación (HO) para cada tipo de combustible.

ANEXOS:

El PM Generador deberá presentar un Anexo para cada una de las intervenciones programadas donde se incluya la información de respaldo que deberá ser, como mínimo la siguiente:

1. Listado de cada uno de los repuestos utilizados, cantidad y costos unitarios (para los importados Costo FOB, flete, seguro, aranceles e impuestos).
2. Costos de alquiler de equipos y herramientas y otros insumos utilizados en la intervención indicando cantidad y costo unitario.
3. Costos de mano de obra especializada y de supervisión indicando cantidad y costo unitario.
4. Otros costos y su justificación.
5. La periodicidad en la que debe realizar cada intervención a la unidad generadora de acuerdo con las HEO o las HO según lo establezcan las recomendaciones del fabricante.
6. Listado de los repuestos utilizados y que estaban en el stock del PM Generador.
7. Listado de repuestos para la intervención, que el PM Generador debió mantener en stock según las recomendaciones del fabricante (adjuntar el respaldo del fabricante).

NOTA:

1. Los repuestos deberán ser los que surjan de:
 - a) Las recomendaciones incluidas por el fabricante en los manuales y/o boletines técnicos en función de las HEO.
 - b) Aquellos que resultaren justificados como resultado de inspecciones debidamente respaldadas por informes técnicos.
 - c) Antecedentes de mantenimientos anteriores en función del estado y condición del equipamiento.
 - d) No se deberán incluir repuestos asociados a reparaciones de mantenimiento que hayan surgido por fallas debidas a operación fuera de estándares de diseño o a factores exógenos.
2. Para los generadores que tengan contratos de largo plazo de mantenimiento se deberá informar el flujo de costos que surge del contrato en función de las HEO presentando como respaldo una copia del contrato y sus Anexos donde se pueda verificar claramente los costos informados.

FORMATO F.04

F.04						
MES (/1)	Costo Híbrido 1 (USD/mes) (/2)	Costo Híbrido 2 (USD/mes)	Costo Híbrido N (USD/mes)	Energía Mensual (MWh) (/3)	ANEXO
Enero (1)						
Febrero (2)						
Marzo (3)						
Abril (4)						
...						
Mes (N)						

(/1) Mes: Se listan los meses que comprenden, como mínimo, el Año Base y el anterior a éste.

(/2) Costo Híbrido (USD/mes) es el monto mensual del ítem evaluado como Costo Híbrido de la unidad generadora que se corresponde con la energía generada en dicho mes. Deben considerarse todos los meses y años correspondientes al Ciclo de Mantenimiento.

(/3) Energía Mensual (MWh): es la energía neta total mensual generada por la unidad.

ANEXOS:

El PM Generador deberá presentar un Anexo para cada uno de los costos resultantes como Costos Híbridos donde se deberá presentar la información de respaldo.

NOTA:

1. A este formulario se trasladan todos los ítems que en el F.05 resultan evaluados como Costos Híbridos o los que cumplen con el criterio del F.05 pero no justifican la función consumo.

FORMATO F05

F.05							
COSTOS DE OPERACIÓN-CONC	Puntaje asignado				Puntaje Resultante (/5)	Clasificación de Costo (/6)	ANEXO
	¿Solamente se generan con la unidad en marcha? (/1)	¿Es proporcional a la energía generada u horas de marcha? (/2)	¿Es un ítem de operación y/o mantenimiento? (/3)	¿Es una acción que modifica el estado y/o condición del equipo? (/4)			
Item 1							A01.F.01
Item 2							A02.F.01
Item 3							A03.F.01
Item 4							A04.F.01
....						
Item N							A0N.F.01

(/1); (/2); (/3); (/4): Puntaje asignado según el criterio evaluado

(/5): Puntaje resultante

(/6): Clasificación del ítem como: CVONC, CH o COSTO FIJO

FORMATO F.06

F.06				
Datos básicos	Variable	Valor	Unidades	ANEXO
Factor k (/1)	k		P.U	A01.F.06
Factor de Despacho (/2)	Fd		P.U	...
Tasa Anual (/3)	I		%	
Tasa horaria (/4)	I _h		%	
Horas Operación Anuales (/5)	HO _a		Hs/Año	
Energía Anual (/6)	E _a		MWh/Año	
Horas Operación Mensuales (/7)	H _{mes}		Hs/Mes	
Energía Mensual (/8)	E _{mes}		MWh/Mes	A0N.F.06

(/1) Factor k, es el factor de equivalencia entre las HO y las HEO para cada tipo de combustible

(/2) Factor de despacho de la unidad para el año base, calculado como $Fd=(HO_a/8760)$.

(/3) Tasa Anual expresada en %

(/4) Tasa Horaria equivalente expresada en % calculada como $I_h=((1+I)^{(1/8760)})-1$

(/5) Cantidad total de Horas de Operación registradas en el Año Base

(/6) Energía anual es la energía neta anual total despachada por la unidad de generación en el Año Base, por tipo de combustible

(/7) Horas de Operación Mensuales calculada como $HO_{mes}=(HO_a/12)$

(/8) Energía Mensual Promedio: es la energía neta mensual despachada por la unidad de generación durante el Año Base, calculada como $E_{mes}=(E_a/12)$

FORMATO F.06

Datos	Unidades	Valor Calculado						
		P1	P2	P3	P4	PN	
Período								
Intervenciones HEO (/9)								
Intervenciones HO (/10)								
HEO _p (/11)								
HP _p (/12)								
HPC _p (/13)								
CP _p (/14)	USD							
VPC (/15)	USD							
EP _p (/16)	MWh							
VPE (/17)	USD/MWh							
CVM _{ci} (/18)								

(/9) Intervención de mantenimiento programado a realizar cumplidas las Horas Equivalentes de Operación especificadas por el fabricante

(/10) Intervención de mantenimiento expresada en Horas de Operación, calculadas como $HO=(HEO/k)$

(/11) HEO_p es la duración de cada período p que compone el Ciclo de Mantenimiento expresado en Horas Equivalentes de Operación, corresponde al tiempo entre dos intervenciones consecutivas

(/12) Es la duración de cada período p que compone el Ciclo de Mantenimiento expresado en Horas de Operación, calculado como $HP_p=(HEO_p/k)$.

(/13) Es la duración de cada período p calculada en horas calendario respecto del tiempo referencial. Calculado por $HPC_p=(HP_p/Fd)+HPC_{p-1}$.

(/14) Es el costo correspondiente a cada período p del flujo

(/15) El VPC es la suma de los Valores Presentes de Costos de cada periodo p calculado como $VPC_p=CP_p/((1+I_h)^{HPC_p})$

(/16) Es la energía despachada durante cada período p que compone el Ciclo de Mantenimiento, calculada como $EP_p=(E_{mes}/H_{mes})*HP_p$.

(/17) El VPE es la suma de los Valores Presentes de Energia de cada periodo p, calculado como $VPE_p=EP_p/((1+I_h)^{HPC_p})$.

(/18) Es el Costo Variable de Mantenimiento para el combustible utilizado para realizar el flujo de costos, se calcula como $CVM_{ci}=(VPC_{promedio}/VPE)$

NOTAS:

Este formato es referencial y debe ser aplicado de manera de completar el ciclo de mantenimiento con la totalidad de las intervenciones programadas:

1. Los datos de costos por intervención programada son los que surgen del Formato *F.03*

FORMATO F.07

F.07					
COSTOS HÍBRIDOS	Coeficiente "a"	Coeficiente "b"	Estadístico R2	Estadístico t	ANEXO
Ítem Híbrido 1					A01.F.07
Ítem Híbrido 2					
Ítem Híbrido 3					
...					
Ítem Híbrido N					

ANEXOS:

Se debe mostrar como respaldo para cada rubro de costo analizado como mínimo la siguiente información:

1. El gráfico de dispersión **X-Y** y que resulta de aplicar el método estadístico.
2. Indicar el software utilizado para calcular la bondad del ajuste.
3. Las salidas del Software con los estadísticos calculados.

FORMATO F.08

F.08		
Item de costo (/1)	Total Unidad Generadora (/2)	Unidades
CVM_{ci} (/3)		USD/MWh
CVONC_{ci} (/4)		USD/MWh
CH_{ci} (/5)		USD/MWh
CVNC_{ci} (/6)		USD/MWh

(/1) Cada Costo de cada ítem será informado para cada tipo de combustible y corresponde a la totalidad de los equipos de la unidad generadora (motor primario, generador y servicios auxiliares de la unidad)

(/2) Total del costo de cada ítem (CVM, CVONC, CH y CVNC) para el Combustible ci

(/3) CVM_{ci} Costo Variable de Mantenimiento de la unidad i para el combustible ci

(/4) CVONC_{ci} Costo Variable de Operación No Combustible de la unidad i para el combustible ci

(/5) CH_{ci} Costo Híbrido de la unidad i para el combustible ci

(/6) CVNC_{ci} Costo Variable No Combustible de la unidad i para el combustible ci

FORMATO F.09

F.09			
CVNC _{ci}	USD/MWh	R _{ci} (%) (/1)	ANEXO
Combustible 1		%	A01.F.09
...			
Combustible N			
CVNC_P (/2)			

(/1) Es el porcentaje que representa la participación de cada combustible ci en la energía neta despachada en el Año Base.

(/2) Corresponde al CVNC ponderado por la participación de cada combustible (Rci%).

ANEXOS:

El PM Generador debe entregar los anexos que contienen la información de respaldo de la participación del combustible en la energía neta despachada en el Año Base

FORMATO F.10

F.10			
Estructura de costos	Valor	Unidades	ANEXO
% IPC (/1)		%	A01.F.10
% PPI (/2)		%	A02.F.10

(/1) % IPC: participación de los insumos nacionales incluyendo la mano de obra del mercado local.

(/2) % PPI: participación de los insumos importados.

ANEXOS:

En los Anexos se indicará la justificación de cada uno de los porcentajes informados.

FORMATO F.11

F.11		
Tipo de Combustible	HEOAyD (/1)	ANEXO
Combustible 1		A01.F.11
...		
Combustible N		

(/1) Se debe informar las horas equivalentes de arranque y detención por tipo de combustible con el respaldo del fabricante.

ANEXOS:

El PM Generador deberá informar las Horas Equivalentes de Operación por Arranque y Detención con el combustible ci.

Se debe informar la equivalencia de las HEO con las horas de operación (factor k) para cada tipo de combustible en la tabla adjunta del formato F.03.

FORMATO F.12

F.12			
RÉGIMEN DE DESPACHO	TMCd (/4)	COMBUSTIBLE	ANEXO
Punta (/1)		Combustible 1	A01.F.12
Base (/2)		Combustible 1	A02.F.12
Semibase (/3)		Combustible 1	A03.F.12
...			
Punta (/1)		Combustible N	
Base (/2)		Combustible N	
Semibase (/3)		Combustible N	A0N.F.12

(/1) Régimen de Despacho en Punta

(/2) Régimen de Despacho en Base

(/3) Régimen de Despacho en Semibase

(/4) TMCd: Tiempo Medio Continuo de marcha (en horas), se calcula como $TMCd=(HOd/NARR)$;

HOd: es la cantidad de horas de operación por Régimen de despacho;

NARR: es la cantidad de arranques por Régimen de despacho

ANEXOS:

El PM Generador debe entregar los anexos que contienen la información de respaldo por Régimen de Despacho la energía neta despachada en el Año Base

NOTA:

Régimen de Despacho en Punta: es aquel en que la Unidad de Generación está despachada en forma continua una cantidad de horas de operación menor a 24 horas

Régimen de Despacho en Base: es aquel en que la Unidad de Generación está despachada en forma continua una cantidad de horas de operación mayor de 168 horas

Régimen de Despacho en Semibase: es aquel en que la Unidad de Generación está despachada en forma continua una cantidad de horas de operación mayor o igual a 24 horas y menor o igual a 168 horas

FORMATO F.13

F.13				
COMBUSTIBLE ADICIONAL	DATO	Unidades	COMBUSTIBLE	ANEXO
Cci (/1)		USD/Unidad	Combustible 1	A01.F.13
Ga (/2)		Unidad/Arranque	Combustible 1	A02.F.13
Grc (/3)		Unidad/Arranque	Combustible 1	
Gd (/4)		Unidad/Detención	Combustible 1	
Grd (/5)		Unidad/Detención	Combustible 1	
Cadc _a (/6)		USD/Arranque	Combustible 1	
Cadc _d (/7)		USD/Detención	Combustible 1	
Cadc (/8)		USD/(Arranque-Detención)	Combustible 1	

(/1) Cci: Es el promedio de los costos del combustible diarios del mes de diciembre del año base. Dichos costos son los puestos en planta de acuerdo a la estructura de costos definida por SIGET en el Anexo 4 de este Reglamento, los cuales son validados por la UT los días jueves de la semana anterior y son utilizados en la programación de la operación para la unidad generadora. Costo expresado en las unidades establecidas en la estructura de costos antes referida, la cual es verificada por el auditor externo.

(/2) Ga: Es el consumo de combustible en el proceso de arranque y durante el tiempo ta expresado en las unidades de medida comúnmente utilizadas según el tipo de combustible, por ejemplo, galones para combustibles líquidos.

(/3) Grc: Es el consumo adicional de combustible en el proceso de arranque y durante el tiempo trc que dure la rampa expresado en las unidades de medida comúnmente utilizadas según el tipo de combustible, por ejemplo, galones para combustibles líquidos.

(/4) Gd: Es el consumo de combustible en el proceso de detención y durante el tiempo td expresado en las unidades de medida comúnmente utilizadas según el tipo de combustible, por ejemplo, galones para combustibles líquidos.

(/5) Grd: Es el consumo adicional de combustible en el proceso de detención y durante el tiempo trd que dure la rampa expresado en las unidades de medida comúnmente utilizadas según el tipo de combustible, por ejemplo, galones para combustibles líquidos.

(/6) Cadc_a: Es Costo Adicional de Combustible por Arranque

(/7) Cadc_d: Es Costo Adicional de Combustible por Detención

(/8) Cadc: es Costo Adicional de Combustible, es la suma de Cadc_a + Cadc_d

ANEXOS:

El soporte del cálculo de Ga, Grc, Gd, Grd se deberá justificar teniendo en cuenta las curvas de consumo específico de combustible según el “ANEXO 16 – Curvas de Consumo de Calor y Otros Parámetros Técnicos.”

El precio del combustible se justificará según lo indicado en el “ANEXO 04 – Precios de los Combustibles”

FORMATO F.14

Datos básicos	Variables	Valores			Unidades
		Punta	Base	Semibase	
Factor k (/1)	k				P.U
Tiempo Medio Continuo de marcha (/2)	TMC _d				Hs
Horas Equivalentes de cada arranque/detención (/3)	HEOAyD				Hs
Factor K _d (/4)	K _{d,p}				P.U
Factor de despacho (/5)	F _d				P.U
Costo Unitario de Combustible de CAyD (/6)	Cadc				USD/Arranque
Tasa anual (/7)	I				%
Tasa horaria (/8)	I _h				%
Horas anuales (/9)	HO _a				Hs
Energía anual (/10)	E _a				MWh/Año
Energía del mes (/11)	E _{mes}				MWh/mes
Horas del mes (/12)	H _{mes}				Hs/mes

Período	Unidades	Valor Calculado	P1	P2	P3	P4	PN
Intervenciones HEO (/13)	HS							
Intervenciones HO (/14)	HS							
HEO _p (/15)	HS							
HP _p (/16)	HS							
ND _{d,p} (/17)	Arranque							
HP _{d,p} (/18)	HS							
ND _{d,pcorr} (/19)	Arranque							
CA _{d,p} (/20)	USD							
HPC _{d,p} (/21)	HS							
CPad _{d,p} (/22)	USD							
VPCad _d (/23)	USD							
EPad _{p,d} (/24)	MWh							
VPEad _d (/25)	MWh							
CVMa _{d,ci} (/26)	USD/MWh							

(/1) Factor k, es el factor de equivalencia entre las HO y las HEO para cada tipo de combustible

(/2) Tiempo Medio Continuo de marcha medido en HO para cada Régimen de Despacho. Se calcula como $TMC_d = (HO_d / ARR_d)$ donde: HO_d es la cantidad de Horas de Operación por Régimen de Despacho d y ARR_d : es la cantidad de arranques por Régimen de Despacho d

(/3) Son las HEO por cada arranque y detención fijadas por el fabricante (en función del tipo de arranque y/o cantidad de arranques acumulados).

(/4) Es el factor de corrección del período del flujo para el Régimen de Despacho d

- (/5) Factor de despacho de la unidad para el año base, calculado como $F_d = (HO_a / 8760)$.
- (/6) Cadc es Costo Adicional de Combustible, se calcula como la suma de Cadca + Cadcd. Definido en F.13
- (/7) Tasa Anual expresada en %
- (/8) Tasa Horaria equivalente expresada en % calculada $I_h = ((1+I)^{(1/8760)}) - 1$
- (/9) Cantidad total de Horas de Operación registradas en el Año Base
- (/10) Energía anual es la energía neta anual total despachada por la unidad de generación en el Año Base, por tipo de combustible
- (/11) Energía Mensual Promedio: es la energía neta mensual promedio despachada por la unidad de generación durante el Año Base, calculada mediante $E_{mes} = (E_a / 12)$
- (/12) Horas de Operación Mensuales promedio calculadas como $HO_{mes} = (HO_a / 12)$
- (/13) Intervención de mantenimiento programado a realizar cumplidas las Horas Equivalentes de Operación especificadas por el fabricante
- (/14) Intervención de mantenimiento expresada en Horas de Operación, calculada como $HO = (HEO / k)$
- (/15) HEO_p Es la duración de cada período p que compone el Ciclo de Mantenimiento expresado en Horas Equivalentes de Operación, corresponde al tiempo entre dos intervenciones consecutivas
- (/16) Es la duración de cada período p que compone el Ciclo de Mantenimiento expresado en Horas de Operación, calculada como $HP_p = (HEO_p / k)$.
- (/17) Es la cantidad de arranques y detenciones en el período p para cada Régimen de Despacho, calculado como $ND_{d,p} = HP_p / TMC_d$
- (/18) Es la duración de cada período p que compone el Ciclo de Mantenimiento para cada Régimen de Despacho d, expresado en HO. Se calcula como $HP_{d,p} = HP_p / k_d$
- (/19) Es el número de arranques corregidos teniendo en cuenta el período $HP_{d,p}$ y que se calcula con la siguiente expresión $ND_{d,p,corr} = (HP_{d,p} / TMC_d)$

(/20) Es el costo adicional total de combustible por arranque y detención, de cada período p , para cada Régimen de Despacho. Se calcula como $CA_{d,p} = (C_{adc} * ND_{d,p,corr})$

(/21) Es la duración de cada período p , calculado en horas de calendario respecto del tiempo referencial, para cada Régimen de Despacho. Calculado como $HPC_{d,p} = ((HP_{d,p}/Fd) + HPC_{d,p-1})$

(/22) Es el costo que corresponde al flujo por las intervenciones más el costo de combustible adicional por arranque y detención, correspondientes a cada período p , y para cada Régimen de Despacho. Se calcula como $CPad_{d,p} = (CP_p + CA_{d,p})$

(/23) El VPC es la suma de los Valores Presentes de Costos de cada periodo p y Régimen de Despacho, calculado como $VPCad_d = CPad_{d,p} / ((1 + I_h)^{HPC_{d,p}})$.

(/24) Es la energía despachada durante cada período p y Régimen de Despacho, que compone el Ciclo de Mantenimiento, calculada como $EP_{d,p} = (E_{mes} / H_{mes}) * HP_{d,p}$.

(/25) El VPE es la suma de los Valores Presentes de Energía de cada periodo p , calculado como $VPEad_d = EP_{d,p} / ((1 + I_h)^{HPC_{d,p}})$.

(/26) Es el Costo Variable de Mantenimiento con arranques y detenciones por Régimen de Despacho para el combustible utilizado para realizar el flujo de costos, se calcula como $CVMa_{d,ci} = (VPC_{promedio} / VPEad_d)$

ANEXOS:

Se deberá presentar el respaldo de los datos presentados.

Nota:

El segundo cuadro de este formulario deberá replicarse para cada Régimen de Despacho (Punta, Base, Semibase)

FORMATO F.15

F.15			
Item de costo	CAyD (/1)	Unidades	COMBUSTIBLE
CAyD _{punta}		USD/MWh	Combustible 1
CAyD _{base}		USD/MWh	Combustible 1
CAyD _{semibase}		USD/MWh	Combustible 1

Régimen de Despacho	de R _{d,ci} (%) (/2)	Unidades	ANEXO
Punta		%	A01.F.15
Base		%	A01.F.15
Semibase		%	A01.F.15

CAyD _p (/3)	(valor)	USD/MWh
------------------------	---------	---------

(/1) Corresponde al CAyD del combustible ci y del Régimen de Despacho d. Se calcula como $CAyD_{d,ci} = CVM_{d,ci} - CVM$

(/2) Es el porcentaje que representa la participación de cada combustible ci y Régimen de Despacho en la energía neta despachada en el Año Base.

(/3) Corresponde al CAyD ponderado por la participación del combustible ci y del Régimen de Despacho (R_{d,ci} (%)). Se calcula como $CAyD_p = \sum(CAyD_{d,ci} * R_{d,ci})$

ANEXOS:

El PM Generador debe entregar los anexos que contienen la información de respaldo de la participación del combustible y Régimen de Despacho en la energía neta despachada en el Año Base.

FORMATO F.16

F.16			
Estructura de costos	Valor	Unidades	ANEXO
% IPC (/1)		%	A01.F.16
% PPI (/2)		%	A02.F.16
%Pcomb (/3)		%	A03.F.16

(/1) % IPC: participación de los insumos nacionales incluyendo la mano de obra del mercado local.

(/2) % PPI: participación de los insumos importados.

(/3) % Pcomb: Precio del combustible aprobado de acuerdo a la estructura de costos definida por la SIGET en el Anexo 4 de este Reglamento.

ANEXOS:

Se indicará la justificación de cada uno de los porcentajes informados.

APÉNDICE 2 – CODIFICACIÓN DE FORMATOS

1. La codificación de los Formatos estará constituida por un código alfanumérico como se indica a continuación:

_____F.XX.YY.ZZ

Donde:

_____: Código Alfanumérico de la Unidad de Generación

F: es la primera letra de la palabra Formato.

XX: es un código numérico de dos dígitos que identifica el Número de Formato asociado al tipo de información requerida. En el Apéndice 1 se indica el número de cada Formato para cada tipo de información solicitada.

YY: es el código de equipo relacionado a la información suministrada.

- ⊕ 00: aplica a todos los equipos
- ⊕ 01: Generador
- ⊕ 02: Motor Primario
- ⊕ 03: Servicios Auxiliares

ZZ: es el código de combustible relacionado a la información suministrada.

- ⊕ 00: No aplica a ningún combustible en particular.
- ⊕ 01: Diesel
- ⊕ 02: Gas Natural
- ⊕ 03: Bunker
- ⊕ 04: Carbón
- ⊕ 05: Combinaciones

⊕ 06: Otros combustibles

2. En el caso de requerirse Anexos para los Formatos, los mismos llevarán el código del Formato con el siguiente código alfanumérico:

Donde:

A: es la inicial de Anexo

01: código numérico de dos dígitos que indica el número de Anexo.

APÉNDICE 3 – DATOS TÉCNICOS OPERATIVOS

FORMATO 17-UNIDADES CALDERA-TV

DATOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS DE UNIDADES CALDERA-TURBINA A VAPOR CONVENCIONALES			
CENTRAL:	GRUPO:	FECHA:	
DENOMINACIÓN	UNIDAD	VALOR	OBSRV.
Caldera			
Marca, modelo			
Año de Instalación			
Turbina a Vapor			
Marca, modelo			
Año de Instalación			
Potencia Nominal	MW		
Potencia del Generador	MVA		
Factor de Potencia			
Tensión de Generación	KV		
Límite superior de generación actual	MW		
Límite inferior de generación actual	MW		
Límites de regiones o zonas prohibidas de generación:			
Límite superior:	MW		
Límite inferior:	MW		
Tasa de incremento de la generación (rampa subir)	MW/min		
Tasa de decremento de la generación (rampa bajar)	MW/min		
Tiempo de suspensión después de una salida antes del siguiente arranque (tiempo de detención)	hh:mm		
Tiempo de arranque hasta sincronización y hasta potencia mínima sin que la máquina esté plena y térmicamente lista.	hh:mm		
Tiempo de arranque hasta sincronización y hasta potencia mínima con la máquina plena y térmicamente lista	hh:mm		
Mínimo tiempo de operación con unidad a plena carga antes de la siguiente salida	hh:mm		

FORMATO 18-UNIDADES TURBO GAS

DATOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS DE UNIDADES TURBO GAS			
CENTRAL:	GRUPO:	FECHA:	
DENOMINACIÓN	UNIDAD	VALOR	OBSRV.
Turbina a Gas y compresor			
Marca, modelo			
Año de Instalación			
Potencia Nominal	MW		
Potencia del Generador	MVA		
Factor de Potencia			
Tensión de Generación	KV		
Límite superior de generación actual	MW		
Límite inferior de generación actual	MW		
Límites de regiones o zonas prohibidas de generación:			
Límite superior:	MW		
Límite inferior:	MW		
Tasa de incremento de la generación (rampa subir)	MW/min		
Tasa de decremento de la generación (rampa bajar)	MW/min		
Tiempo de suspensión después de una salida antes del siguiente arranque (tiempo de detención)	hh:mm		
Tiempo de arranque hasta sincronización y hasta potencia mínima sin que la máquina esté plena y térmicamente lista.	hh:mm		
Tiempo de arranque hasta sincronización y hasta potencia mínima con la máquina plena y térmicamente lista	hh:mm		
Mínimo tiempo de operación con unidad a plena carga antes de la siguiente salida	hh:mm		

FORMATO 19-UNIDADES CICLO COMBINADO

DATOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS DE UNIDADES CICLO COMBINADO			
CENTRAL:	GRUPO:	FECHA:	
DENOMINACIÓN	UNIDAD	VALOR	OBSRV.
Caldera de Recuperación (HRSG)			
Marca, modelo			
Año de Instalación			
Cantidad de unidades que integran el CC			
Turbina a Vapor			
Marca, modelo			
Año de Instalación			
Potencia Nominal	MW		
Turbina a Gas			
Marca, modelo			
Año de Instalación			
Cantidad de unidades que integran el CC			
Potencia Nominal por unidad	MW		
Motor de combustión interna			
Marca, modelo			
Año de instalación			
Cantidad de unidades que integran el CC			
Potencia Nominal por unidad	MW		
Potencia del Generador TV	MVA		
Factor de Potencia TV			
Tensión de Generación TV	KV		
Potencia del Generador TG	MVA		
Factor de Potencia TG			
Tensión de Generación TG	KV		
Potencia del Generador MCI	MVA		
Factor de Potencia MCI			
Tensión de Generación MCI	KV		
Límite superior de generación actual	MW		
Límite inferior de generación actual	MW		
Límites de regiones o zonas prohibidas de generación:			
Límite superior:	MW		
Límite inferior:	MW		
Características del CC			
Tasa de incremento de la generación (rampa subir)	MW/min		
Tasa de decremento de la generación (rampa bajar)	MW/min		
Tiempo de suspensión después de una salida antes del siguiente arranque (tiempo de detención)	hh:mm		
Tiempo de arranque hasta sincronización y hasta potencia mínima sin que la máquina esté plena y térmicamente lista.	hh:mm		

Tiempo de arranque hasta sincronización y hasta potencia mínima con la máquina plena y térmicamente lista	hh:mm		
Mínimo tiempo de operación con unidad a plena carga antes de la siguiente salida	hh:mm		

FORMATO 20-UNIDADES DE COMBUSTIÓN INTERNA

DATOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS DE GRUPOS DE COMBUSTIÓN INTERNA			
CENTRAL:	GRUPO:		FECHA:
DENOMINACIÓN	UNIDAD	VALOR	OBSRV.
Motor de C.I.			
Marca, modelo			
Año de Instalación			
Potencia Nominal	MW		
Potencia del Generador	MVA		
Factor de Potencia			
Tensión de Generación	KV		
Límite superior de generación actual	MW		
Límite inferior de generación actual	MW		
Límites de regiones o zonas prohibidas de generación:			
Límite superior:	MW		
Límite inferior:	MW		
Tasa de incremento de la generación (rampa subir)	MW/min		
Tasa de decremento de la generación (rampa bajar)	MW/min		
Tiempo de suspensión después de una salida antes del siguiente arranque (tiempo de detención)	hh:mm		
Tiempo de arranque hasta sincronización y hasta potencia mínima sin que la máquina esté plena y térmicamente lista.	hh:mm		
Tiempo de arranque hasta sincronización y hasta potencia mínima con la máquina plena y térmicamente lista	hh:mm		
Mínimo tiempo de operación con unidad a plena carga antes de la siguiente salida	hh:mm		

FORMATO 21-UNIDADES DE BIOMASA

DATOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS DE GRUPOS CALDERA-TURBINA A VAPOR PARA BIOMASA			
CENTRAL:	GRUPO:		Fecha:
DENOMINACIÓN	UNIDAD	VALOR	OBSRV.
Caldera			
Marca, modelo			
Año de instalación			
Producción Máxima Continua	T/h		
Presión de vapor sobrecalentado	Bar		
Temperatura de vapor sobrecalentado	°c		
Presión de vapor recalentado	Bar		
Temperatura de vapor recalentado	°c		
Temperatura de agua de alimentación	°c		
Combustible principal			
Combustible alternativo			
Sistema de alimentación de biomasa			
Turbina a vapor			
Marca, modelo			
Año de instalación			
Potencia nominal	Mw		
Flujo de vapor sobrecalentado nominal	Tn/h		
Presión de vapor sobrecalentado	Bar		
Temperatura de vapor sobrecalentado	°c		
Presión de vapor recalentado	Bar		
Temperatura de vapor recalentado	°c		
Cantidad de precalentadores ap	Nº		
Cantidad de precalentadores bp	Nº		
Presión en condensador	Mmhg		
Temperatura de agua de circulación de entrada	°c		
Flujo de agua de circulación	m3/h		
Alternador, transformador y auxiliares			
Potencia del generador	MVA		
Factor de potencia	Nº		
Tensión de generación	kV		
Transformador de potencia: pérdidas de cc	kW		
Límite superior de generación actual	MW		

Límite inferior de generación actual	MW		
Límites de regiones o zonas prohibidas de generación:			
Límite superior:	MW		
Límite inferior:	MW		
Tasa de incremento de la generación (rampa subir)	MW/min		
Tasa de decremento de la generación (rampa bajar)	MW/min		
Tiempo de suspensión después de una salida antes del siguiente arranque (tiempo de detención)	hh:mm		
Tiempo de arranque hasta sincronización y hasta potencia mínima sin que la máquina esté plena y térmicamente lista.	hh:mm		
Tiempo de arranque hasta sincronización y hasta potencia mínima con la máquina plena y térmicamente lista	hh:mm		
Mínimo tiempo de operación con unidad a plena carga antes de la siguiente salida	hh:mm		

FORMATO 22- UNIDADES GEOTÉRMICAS

DATOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS DE GRUPOS GEOTÉRMICOS			
CENTRAL:	GRUPO:		Fecha:
DENOMINACIÓN	UNIDAD	VALOR	OBSRV.
Intercambiador de calor			
Marca, Modelo			
Año de Instalación			
Producción Máxima Continua	t/h		
Presión de vapor (saturado/sobrecalentado)	bar		
Temperatura de vapor	°C		
Turbina a vapor			
Marca, modelo			
Año de instalación			
Potencia nominal	MW		
Flujo de vapor nominal	tn/h		
Presión de vapor	bar		
Temperatura de vapor	°C		
Presión en condensador	mmHg		
Temperatura de agua de circulación de entrada	°C		
Flujo de agua de circulación	m3/h		
Alternador, transformador y auxiliares			
Potencia del generador	MVA		
Factor de potencia	Nº		
Tensión de generación	kV		
Límite superior de generación actual	MW		
Límite inferior de generación actual	MW		
Límites de regiones o zonas prohibidas de generación:			
Límite superior:	MW		
Límite inferior:	MW		
Tasa de incremento de la generación (rampa subir)	MW/min		
Tasa de decremento de la generación (rampa bajar)	MW/min		
Tiempo de suspensión después de una salida antes del siguiente arranque (tiempo de detención)	hh:mm		
Tiempo de arranque hasta sincronización y hasta potencia mínima sin que la máquina esté plena y térmicamente lista.	hh:mm		
Tiempo de arranque hasta sincronización y hasta potencia mínima con la máquina plena y térmicamente lista	hh:mm		
Mínimo tiempo de operación con unidad a plena carga antes de la siguiente salida	hh:mm		

FORMATO 23 - UNIDADES HIDRÁULICAS

DATOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS DE GRUPOS HIDRÁULICOS			
CENTRAL:	TIPO:	Fecha:	
Ubicación: (Indicar zona geográfica: Región, Provincia, Departamento)			
Cuenca: (indicar río principal ó nombre de la cuenca)			
Presa, tipo: (de hormigón, materiales sueltos, etc.)			
Año de construcción			
Superficie del embalse a cota máxima			
Volumen del embalse a cota máxima			
Cota máxima de operación			
Cota mínima de operación			
Módulo del río o aporte medio de la cuenca			
Altura total de la cota máxima (m.s.n.m.)			
Energía media anual (GWh)			
Cota de coronamiento			
DENOMINACIÓN	UNIDAD	VALOR	OBSRV.
Turbina			
Marca, modelo			
Tipo			
Año de instalación			
Potencia nominal	MW		
Salto de diseño	m		
Caudal de diseño	m ³ /s		
Nº de vueltas	rpm		
Cota de restitución	m		
Generador			
Capacidad del Generador	MVA		
Factor de potencia	Adim.		
Potencia	MW		
Transformadores y auxiliares			
Transformador de potencia: marca, tipo			
Transformador de potencia: capacidad	MVA		
Transformador de potencia: relación tranf.	kV/kV		
Transformador de potencia: pérdidas en vacío	kW		
Transformador de potencia: pérdidas de cc	kW		
Transformador de auxiliares, capacidad	kVA		
Transformador de auxiliares,	kV/kV		

relación tranf			
Límite superior de generación actual	MW		
Límite inferior de generación actual	MW		
Límites de regiones o zonas prohibidas de generación:			
Límite superior:	MW		
Límite inferior:	MW		
Tasa de incremento de la generación (rampa subir)	MW/min		
Tasa de decremento de la generación (rampa bajar)	MW/min		
Tiempo de suspensión después de una salida antes del siguiente arranque (tiempo de detención)	hh:mm		
Tiempo de arranque hasta sincronización y hasta potencia mínima sin que la máquina esté plena y térmicamente lista.	hh:mm		
Tiempo de arranque hasta sincronización y hasta potencia mínima con la máquina plena y térmicamente lista	hh:mm		
Mínimo tiempo de operación con unidad a plena carga antes de la siguiente salida	hh:mm		

ANEXO 18 –TRATAMIENTO DE LA HIDROLOGÍA

1. Objeto

- 1.1. Definir el tratamiento de la información hidrológica en la programación de la operación y establecer la responsabilidad de los PMs Generadores hidroeléctricos en el suministro de la información hidrológica y de la UT en su análisis y validación.

2. Responsabilidades

2.1. DE LA UT

2.1.1. Son responsabilidades de la UT:

- a) Analizar y validar el pronóstico para la semana siguiente de los caudales afluentes en intervalos diarios entregados por los PMs Generadores hidroeléctricos.
- b) Analizar y validar la estadística de caudales semanales y diarios proporcionados por los PMs Generadores hidroeléctricos.
- c) Recabar y validar la información necesaria, así como mantener actualizada la base de datos de caudales afluentes que le permita validar los pronósticos que proporcionen los PMs Generadores hidroeléctricos. La base de datos debe ser consistente y funcional. En caso que la información suministrada a su juicio no resulte aceptable, se le solicitará al PM propietario de las centrales hidroeléctricas su justificación técnica.
- d) Suplir datos faltantes de pronóstico de caudales, cuando éstos no sean proporcionados por los PMs generadores hidroeléctricos en los plazos y formatos establecidos en este Reglamento. En caso que la UT utilice datos en base a sus proyecciones, los resultados de esta estimación no implicarán responsabilidad alguna de su parte.

- e) Informar a la SIGET, e iniciar el proceso sancionador de acuerdo al Anexo 2 de este Reglamento, cuando un PM generador hidroeléctrico no proporcione a la UT la información requerida para la programación de la operación.
- f) Realizar la calibración en los modelos de proyección de caudales que permitan mejorar la calidad de los pronósticos y que se usaran cuando éstos, no sean proporcionados por los PMs generadores hidroeléctricos.
- g) Los modelos matemáticos para pronósticos de caudales deberán revisarse periódicamente a fin de validar los pronósticos hidrológicos presentados por los PMs generadores hidroeléctricos y hacer los ajustes necesarios para reflejar el comportamiento histórico de los caudales. Dicha revisión será realizada con los datos históricos disponibles, comparándose con los que fueron pronosticados.

2.2. DE LOS PM GENERADORES HIDROELÉCTRICOS

2.2.1. Son responsabilidades de los PMs Generadores hidroeléctricos:

- a) Suministrar las mediciones diarias de caudales afluentes a cada embalse, correspondientes al día anterior. Los datos de caudal serán obtenidos de acuerdo a los métodos establecidos por el PM Generador Hidroeléctrico, el cual procurará utilizar métodos modernos de medición que aseguren una precisión acorde con los estándares tecnológicos actuales.
- b) Suministrar los pronósticos de caudales afluentes a sus embalses en los plazos y formatos establecidos en este Reglamento. En caso contrario la UT tendrá la facultad de determinar el pronóstico de caudales correspondiente, sin ninguna responsabilidad.
- c) Suministrar los pronósticos de caudales afluentes a sus embalses, cuando la UT los solicite, en caso que sea necesario realizar Reprogramaciones de la Operación.

- d) Suministrar la información requerida en este procedimiento en los plazos y formatos establecidos en este Reglamento.
- e) Realizar estudios técnicos con el objeto de desarrollar modelos de proyección de caudales que permitan mejorar la calidad de los pronósticos realizados y enviados a la UT.

3. Información Requerida

3.1. SUMINISTRO DE LA INFORMACIÓN

3.1.1. Los PMs Generadores hidroeléctricos deberán suministrar:

- a) En la fecha que lo solicite la UT, la estadística de caudales semanales validados con registros por lo menos desde el año 1984 en adelante y, de estar disponibles, los caudales diarios correspondientes.
- b) En los afluentes de proyectos futuros para los que no se disponga de estadística desde la fecha indicada en el literal a), el PM hidroeléctrico realizará un estudio que permita inferir los caudales faltantes, a partir de la información de los afluentes de la misma cuenca para los que exista información disponible y/o con la información de estadísticas de lluvias para la misma cuenca y de lluvias y caudales para cuencas vecinas.
- c) Antes de las ocho horas (08:00) de cada día, el pronóstico de caudales afluentes promedio horario para cada hora del día siguiente, para la realización de la programación diaria o predespacho y los pronósticos diarios de sus embalses de una semana adelante. Junto con el pronóstico el PM explicará la información, hipótesis o supuestos en que se basan dichos valores. El envío se realizará de acuerdo con los formatos establecidos en el Anexo "Transacciones del Mercado" de este Reglamento.
- d) El día jueves de cada semana, a más tardar a las (09:00 horas), los pronósticos de caudales afluentes promedio diarios para cada uno de los días de la semana siguiente para la realización la programación semanal.

El envío se realizará de acuerdo a los formatos establecidos en el Anexo “Transacciones del Mercado” de este Reglamento.

- e) Cada hora, los caudales afluentes laterales a sus centrales, entendiéndose como caudal afluente lateral aquel propio de la central que no considere el turbinamiento y descarga de la central aguas arriba, así como los eventuales cambios de la proyección realizada el día anterior que resulten de los cambios en las precipitaciones previstas u otro cambio relevante, así como las cotas de los embalses y proyección de las mismas, de acuerdo con la experiencia sobre el comportamiento de los caudales afluentes y de la cota de los embalses, resultante de dichos cambios.

3.2. VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

- 3.2.1. La UT llevará a cabo la validación de los datos y pronósticos aportados por los PMs Generadores hidroeléctricos mediante análisis de los mismos, comparando éstos con resultados anteriores y con sus propias estimaciones.
- 3.2.2. En caso de discrepancias en los pronósticos, la UT formulará las observaciones al PM Generador Hidroeléctrico, dejando constancia de las observaciones efectuadas y utilizará el dato remitido por el PM.
- 3.2.3. La UT podrá solicitar respaldo técnico y/o justificación de los datos recibidos de los PMs Generadores cuando así lo estime conveniente.

4. Utilización de la Información Hidrológica

4.1. PROGRAMACIÓN SEMANAL

- 4.1.1. Para la actualización del valor del agua, mencionado en el 9.4.2 de este reglamento, se utilizará la estadística de caudales semanales señalada en el literal a) del numeral 3.1.1.
- 4.1.2. La programación semanal de la operación se realizará utilizando el pronóstico de caudales afluentes diarios señalados en el literal d) del numeral 3.1.1.

4.1.3. Los PMs hidroeléctricos podrán, definir una estrategia, aprobada previamente por SIGET, para transitar desde la primera semana de programación, con caudales afluentes pronosticados, hasta una semana futura a partir de la cual se utilice la totalidad de la estadística.

4.2. PROGRAMACIÓN DIARIA O PREDESPACHO

4.2.1. La programación de la operación diaria se realizará utilizando el pronóstico de caudales afluentes promedio horario, señalada en el literal c) del numeral 3.1.1. Esta programación establecerá la operación horaria de las centrales de embalse.

4.3. PROGRAMACIÓN DE MEDIANO PLAZO

4.3.1. La primera semana de cada mes, la programación de la operación anual se realizará utilizando la misma información señalada en el literal a) del numeral 3.1.1.

5. Modelos de Pronósticos

5.1. DESARROLLO DE MODELOS DE PRONÓSTICOS

5.1.1. La UT podrá desarrollar, contando para tal efecto con la colaboración de los PMs Generadores hidroeléctricos, modelos de pronósticos de caudales afluentes a fin de validar los pronósticos entregados por éstos y mejorar la capacidad predictiva. Dichos modelos deberán ser aprobados por la SIGET.

5.1.2. El modelo a desarrollar deberá basarse en los siguientes lineamientos metodológicos:

5.1.2.1. El modelo a desarrollar deberá ser adecuado al comportamiento general de los caudales hidrológicos, según surja de estudios previos y deberá incorporar técnicas de modelación de procesos estocásticos, factibles de ser implementadas.

5.1.2.2. El modelo de pronóstico debe utilizar los datos históricos recientes de caudales.

- 5.1.2.3. El modelo debe tener la capacidad de incorporar, además del análisis endógeno de auto-correlación, la correlación con variables exógenas al proceso de ocurrencia de caudales afluentes, en la medida que éstas estén disponibles.
- 5.1.2.4. En caso de considerarse necesario, se desarrollarán tantos modelos matemáticos como embalses tenga el sistema, a los efectos del pronóstico de caudales.
- 5.1.2.5. El modelo debe contemplar los caudales afluentes de días y semanas anteriores y permitir, en la medida que estén disponibles, la inclusión de las proyecciones cuantitativas de lluvia de pronósticos meteorológicos.
- 5.1.2.6. Para la elaboración y validación de los pronósticos hidrológicos, se utilizarán al menos los siguientes modelos:
 - a) Un modelo de tipo auto-regresivo integrado de medias móviles (ARIMA, por sus siglas en inglés) para el pronóstico de los aportes medios diarios; y
 - b) Un modelo estacional auto-regresivo integrado de medias móviles (SARIMA, por sus siglas en inglés) para el pronóstico de aportes medios semanales.

5.2. AJUSTE DE LOS MODELOS DE PRONÓSTICO

La estructura del modelo y los parámetros serán revisados al menos cada dos años para mejorar, adecuar y/o calibrar el modelo de pronóstico utilizado.

5.3. MODIFICACIONES DEL MODELO

La metodología y modo de aplicación de los modelos establecidos en el numeral 5.1 podrán ser modificados cuando se disponga de diseños metodológicos alternativos que objetivamente mejoren el pronóstico ya sea por inclusión de mayor información o por la utilización de otros modelos matemáticos y técnicas que pudieran desarrollarse en futuros estudios. Ante propuestas de modificación de los modelos de pronóstico, ya sea por parte de algún PM Generador propietario de las Centrales Hidroeléctricas o de la UT, se presentarán a aprobación de la SIGET.

ANEXO 19 – DETERMINACIÓN DE CURVAS DE ALERTA DE LOS EMBALSES

1. Objeto

- 1.1. Establecer la metodología para llevar a cabo la determinación de las curvas de alerta de los embalses.
- 1.2. Estas curvas de alerta estarán representadas por los volúmenes mínimos a mantener en cada embalse del sistema, en cada semana del horizonte de la Programación Anual, para satisfacer los criterios de confiabilidad establecidos en el presente Reglamento.

2. Alcance

- 2.1. Desarrollar una metodología que permita determinar las curvas de alerta de los embalses, cumpliendo con los criterios de confiabilidad establecidos en el presente Reglamento.
- 2.2. Considerar en los modelos, los criterios, restricciones, información y parámetros disponibles que puedan impactar en la calidad y validez de los resultados.

3. Responsabilidades

3.1. DE LA UT

- 3.1.1. Es responsabilidad de la UT determinar los niveles de alerta de los embalses de los aprovechamientos hidroeléctricos del sistema eléctrico de El Salvador, los cuales serán utilizados como restricciones operativas en las distintas etapas de la programación de la operación.

3.2. DE LOS PARTICIPANTES DEL MERCADO GENERADORES

- 3.2.1. Es responsabilidad de los PMs Generadores suministrar, a requerimiento de la UT, toda aquella información necesaria para el cálculo de las curvas de alerta.

4. Información Requerida

4.1. SUMINISTRO DE LA INFORMACIÓN

- 4.1.1. Los PM generadores entregarán la información en los plazos y formatos establecidos en este Reglamento para la Programación Anual y sus actualizaciones mensuales o cuando se verifique alguna modificación significativa de la misma.

5. Periodicidad

- 5.1. La UT realizará la determinación de las curvas de alerta junto con la programación anual y sus actualizaciones mensuales, determinándose en todos los casos los niveles de alerta para las siguientes 52 semanas.
- 5.2. Los volúmenes de alerta podrán ser reprogramados como parte de la programación semanal, cuando ocurra alguna de las siguientes situaciones:
- a) La demanda máxima o la energía semanal prevista abastecer en las próximas cuatro semanas difieren de las previstas en la última determinación de volúmenes de alerta en más del 5% (cinco por ciento).
 - b) La potencia promedio semanal disponible en el sistema, teniendo en cuenta la indisponibilidad por mantenimiento programado, en las próximas cuatro semanas difiere de la prevista en la última determinación de volúmenes de alerta en más del 5% (cinco por ciento).

6. Metodología

6.1. DESARROLLO DE UN MODELO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS NIVELES DE ALERTA DE LOS EMBALSES DEL SISTEMA

6.1.1. Objetivo

- 6.1.1.1. Desarrollar un modelo que permita la determinación de las curvas de alerta de los embalses del sistema, siguiendo los lineamientos fijados en el presente Reglamento.
- 6.1.1.2. Determinar los volúmenes mínimos a mantener como reserva de manera tal de asegurar que la probabilidad de déficit de generación no supere el valor establecido en este Reglamento.

6.1.2. Definiciones

- ⊕ Curva de alerta: es la sucesión cronológica de niveles mínimos a mantener en cada uno de los embalses presentes en el sistema, para un horizonte de 52 semanas, como reserva de confiabilidad.
- ⊕ Nivel de alerta: Es cada uno de los puntos de la curva de alerta y se corresponde con el nivel mínimo a mantener en cada embalse en una semana determinada.
- ⊕ Volumen de alerta: Es el volumen total almacenado en el embalse correspondiente al Nivel de alerta.
- ⊕ Volumen de reserva: Es la diferencia entre el Volumen de alerta y el volumen mínimo técnico del embalse. En la Programación de corto plazo o en la operación en tiempo real, el volumen de reserva será utilizado solo con el objeto de evitar racionamiento.
- ⊕ Función de gasto: Proporciona la energía que se puede obtener en la central a pie de presa, turbinando el total del volumen útil almacenado en el embalse. Esta función tiene como variable independiente el estado del llenado del embalse y puede ser obtenida a partir de la función de producción del mismo.

- ⊕ Unidad termoeléctrica: Unidad de generación térmica de cualquier tecnología, térmica convencional, geotérmica, térmica no convencional.

6.1.3. Lineamientos metodológicos:

- 6.1.3.1. El modelo debe determinar la probabilidad de déficit del sistema de generación con etapas horarias para un horizonte de al menos 52 semanas.
- 6.1.3.2. El cálculo de la probabilidad de déficit se realizará utilizando métodos analíticos o de simulación estocástica. En este último caso deberá asegurarse que el número de simulaciones resulte suficiente para conseguir una precisión del 1% (uno por ciento) o mejor.
- 6.1.3.3. La consideración de fallas de componentes será limitada a las unidades de generación, termoeléctricas e hidroeléctricas, y su comportamiento operación – falla deberá ser representado en forma probabilística por un modelo de dos estados, en el que la probabilidad de falla quedará representada por la tasa de salida forzada de cada unidad.
- 6.1.3.4. La tasa de salida forzada de cada unidad será la determinada según el presente Reglamento. Transitoriamente y hasta tanto los valores reales de dichas tasas estén disponibles, la UT podrá utilizar tasas indicativas típicas para cada tipo de tecnología de generación.
- 6.1.3.5. Para cada hora del horizonte de cálculo, el modelo deberá permitir encontrar el valor esperado de la energía generada por cada unidad de generación. Para el cubrimiento de la demanda de dicha hora, en primera instancia serán despachadas las unidades termoeléctricas, ordenadas por orden creciente de costos variables. A continuación se despacharán las unidades de centrales hidroeléctricas, las cuales serán ubicadas en la lista de prioridad como última instancia operativa.
- 6.1.3.6. En centrales hidroeléctricas encadenadas, las unidades se ordenarán en el sentido del flujo hídrico, siendo la central más aguas abajo la de menor prioridad. El orden de prioridad de unidades de una misma central es indistinto.

- 6.1.3.7. Bajo los criterios de ordenamiento de prioridad enunciados, el modelo deberá ser capaz de encontrar la operación esperada de cada unidad de manera tal que la probabilidad de déficit sea igual a la requerida por el presente Reglamento. Cuando la probabilidad de déficit resulte menor a ese valor significará que ella es alcanzada solo con unidades termoeléctricas y por lo tanto el volumen de reserva deberá ser nulo en todas las centrales hidroeléctricas, para esa hora.
- 6.1.3.8. El valor esperado de la energía generada por cada unidad será integrado en primera instancia para componer el valor esperado de la energía generada por la central a la que pertenecen esas unidades. En segunda instancia, dicho valor esperado horario será integrado a lo largo de las 168 horas de una semana completa para obtener el valor esperado de la energía semanal de reserva de la central.
- 6.1.3.9. Con el valor esperado de la energía semanal de reserva de la central y la función de gasto se determinará el volumen de alerta y el volumen de reserva del embalse correspondiente a dicha central, para la semana considerada. Los niveles de alerta se obtendrán a partir del volumen de alerta y la curva cota – volumen del embalse.
- 6.1.3.10. La curva de alerta de cada embalse estará compuesta por la sucesión cronológica de los niveles de alerta semanales, para un horizonte de 52 semanas de programación.

6.2. APLICACIÓN DE LOS NIVELES DE ALERTA DE LOS EMBALSES

6.2.1. La curva de alerta como restricción operativa

- 6.2.1.1. Los volúmenes de alerta de cada embalse constituirán una restricción de cumplimiento obligatorio en la operación en tiempo real, salvo que la reserva asociada sea requerida para evitar racionamiento.
- 6.2.1.2. En el modelo de mediano plazo utilizado para la Programación Anual, las restricciones se modelarán como flexibles, con un costo igual al último bloque de la URF.

6.2.1.3. En los modelos para la programación semanal y diaria, la restricción se modelará como flexible, con un costo igual al valor medio entre el costo variable de la unidad térmica más cara y el primer bloque de la URF. De ello resultarán las previsiones de utilización de la reserva de confiabilidad asociada con los volúmenes de alerta.

6.2.2. Modificación de los niveles de alerta

6.2.2.1. A propuesta de los operadores de centrales hidroeléctricas con más de un embalse, la UT podrá acordar modificar los niveles de alerta de éstos en una semana determinada. Dicha modificación podrá llevarse a cabo siempre y cuando se cumpla, de forma simultánea, que:

- a) La nueva energía de reserva almacenada en el conjunto de embalses del operador sea igual o superior al valor esperado de la energía semanal de reserva del conjunto de centrales del operador. Esta energía debe ser calculada con la producción energética sólo de la central inmediatamente aguas abajo de cada embalse.
- b) La potencia disponible total del conjunto de centrales del operador con los nuevos niveles de alerta debe ser igual o superior a la que se obtendría con los niveles de alerta determinados con el modelo. Esta potencia deberá estar disponible como reserva en el total de horas de punta de la semana.
- c) La modificación propuesta implique una mejor optimización del sistema en su conjunto, determinada como una reducción de los costos totales en la programación semanal de la operación. Para que la propuesta de modificación sea aceptada por la UT, la misma debe de ser respaldada por un estudio técnico que lo justifique, el cual debe de ser presentado por el PM Generador Hidroeléctrico.

6.2.2.2. Las propuestas de modificación, y sus respectivos estudios mencionados en el numeral 6.2.2.1, deberán de ser enviados a la UT de manera que cumplan con los plazos definidos para las programaciones de la operación anual y sus actualizaciones encaminadas al cálculo del valor del agua.

ANEXO 20 – PRUEBA DE POTENCIA MAXIMA NETA DE LAS UNIDADES GENERADORAS

1. Objeto

- 1.1. Establecer el procedimiento para la determinación de la Potencia Máxima Neta continua que una unidad generadora o GGP puede entregar al Sistema de Transmisión.

2. Normas de Referencia

- 2.1. Numeral 1 del Apéndice D, del Anexo 3 “INFORMACION TECNICA DEL SISTEMA” de este Reglamento.

3. Definiciones y Terminología

- 3.1. Las definiciones y terminología son las establecidas en el Glosario y en el Apéndice 1 del Anexo 16 “CURVAS DE CONSUMO DE CALOR Y OTROS PARAMETROS TECNICOS” del presente Reglamento. Adicionalmente se establece la siguiente definición:

4. Descripción de la Prueba

- 4.1. La prueba a realizarse en cada unidad generadora o GGP se desarrollará de acuerdo al procedimiento establecido en el numeral 5 del presente Anexo.
- 4.2. Para el desarrollo de la prueba serán utilizadas las mediciones correspondientes al Sistema de Medición Comercial (SIMEC).
- 4.3. En caso que varias unidades generadoras compartan una misma medición, la prueba será realizada de forma simultánea en todas las unidades, y el resultado final será distribuido de acuerdo a la capacidad nominal de las unidades.

- 4.4. La prueba de Potencia Máxima Neta será desarrollada para todas aquellas unidades generadoras o GGPs térmica y geotérmicas que estén participando en el Mercado Eléctrico Mayorista.
- 4.5. En el caso de las unidades hidroeléctricas, dado que la capacidad firme a remunerar considera la hidrología más seca registrada limitada a la potencia máxima neta (que incluye los consumos propios), no se requiere la realización de la prueba de potencia máxima neta.
- 4.6. La Potencia Máxima Neta de autoproductores, cogeneradores y unidades no convencionales será determinada mediante estudios donde demuestre que está en capacidad de inyectar excedentes al sistema.
- 4.7. Las pruebas de Potencia Máxima Neta serán desarrolladas con una frecuencia de dos años, cuando se identifiquen cambios significativos en las condiciones técnicas operativas de las unidades generadoras o GGPs que modifiquen su Potencia Máxima Neta, o cuando sea solicitado por el PM Generador.
- 4.8. La duración de la Prueba de Potencia Máxima Neta será desarrollada durante un período continuo de 5 horas.
- 4.9. Las Pruebas de Potencia Máxima Neta será desarrollada sin aporte de Reserva Rodante.
- 4.10. Las pruebas de Potencia Máxima Neta serán realizadas bajo las condiciones normales de operación de la unidad generadora o GGP.

5. Desarrollo de la Prueba

Para comprobar la Potencia Máxima Neta de las unidades generadoras o GGP, la UT y el PM propietario deberán de realizar la prueba de acuerdo al siguiente procedimiento:

- 5.1. La prueba será programada de común acuerdo entre el PM propietario y la UT, en los cinco días hábiles anteriores a la realización de esta. La UT

tomará en cuenta las condiciones de seguridad y calidad del sistema para la programación de la prueba.

- 5.2. Antes de cada prueba, la UT y el PM propietario, verificarán la correcta sincronización del tiempo de los medidores, los cuales deben de estar debidamente auditados conforme a los procedimientos establecidos en el Anexo 13 “MEDICION COMERCIAL” del presente Reglamento.
- 5.3. En caso de tenerse problemas con el SIMEC de la unidad generadora o GGP, el PM propietario tendrá que corregir el problema, y para ello dispondrá de una semana. De lo contrario, deberá de reprogramar la fecha de la prueba de Potencia Máxima Neta para una fecha posterior que acordará con la UT.
- 5.4. La UT acordará con el PM propietario la fecha y hora en que se realizará la prueba de Potencia Máxima Neta, la cual deberá de estar contemplada en el predespacho correspondiente al día de su ejecución.
- 5.5. Se comprobará que las unidades generadoras o GGP inyecten una potencia igual a la máxima declarada por un lapso de tiempo de cinco horas 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.
- 5.6. Se tomarán las lecturas de Potencia Real del Medidor (PRM) del SIMEC cada 30 minutos.
- 5.7. La Potencia Máxima Neta Resultante de la prueba será igual a la suma de todas las lecturas parciales obtenidas dividida entre el número total de lecturas. Este resultado sustituirá la Potencia Máxima Neta declarada por el PM.
- 5.8. Cada prueba de capacidad deberá documentarse en un informe, en el cual deberá constar el lugar, fecha y hora de inicio y finalización de la prueba, identificación de la unidad generadora o GGP objeto de la prueba, los datos

registrados por el SIMEC, la potencia declarada, la desviación en MW obtenida, comentarios acerca de la prueba y firma y sello de un representante del PM propietario. El informe deberá ser remitido por el PM propietario a la UT en los próximos dos días hábiles a la realización de la prueba. La UT verificará, mediante su Sistema de Medición Comercial (SIMEC) los datos reportados por el PM.

- 5.9. En caso de no encontrar errores de cálculo, la UT remitirá a la SIGET, dentro de los cinco días hábiles siguientes a la recepción del informe, una copia del mismo. En caso contrario, prevalecerán los cálculos de la UT, y remitirá al PM y a SIGET, dentro de los siguientes cinco días hábiles, una notificación conteniendo las observaciones al informe, así como los nuevos valores obtenidos. El formato del informe es el establecido en el Apéndice 1 del presente Anexo.
- 5.10. Para efectos de la programación de la operación, los nuevos valores obtenidos de Potencia Máxima Neta serán utilizados a partir de la siguiente programación de la operación con horizonte semanal.
- 5.11. Para efectos del cálculo de la capacidad firme, los nuevos valores obtenidos de Potencia Máxima Neta serán utilizados a partir del siguiente cálculo de Capacidad Firme anual, o en cada recálculo de la misma de acuerdo a los criterios establecidos en el Capítulo 6.
- 5.12. La prueba de Potencia Máxima Neta será coordinada en tiempo real por la UT, y si antes o en el transcurso de la prueba se produce una contingencia en el sistema, o en la unidad generadora o GGP, que afecte o evite la ejecución de la misma, la UT tendrá la potestad para suspenderla y reprogramarla. Las reprogramaciones deberán hacerse a más tardar en la siguiente semana, tomando en cuenta las condiciones de la unidad generadora o GGP, así como las condiciones de calidad y seguridad del Sistema.

APÉNDICE 1- MODELO DE INFORME PARA LAS PRUEBAS DE POTENCIA MAXIMA NETA

1. Objeto

El presente apéndice muestra el modelo del informe para la prueba de Potencia Máxima Neta de las unidades generadoras o GGP.

2. Modelo de Informe para Pruebas de Potencia Máxima Neta

INFORME No XX

En _____ de _____, a las _____ horas del día _____ del mes de _____ del año _____; siendo estos el lugar, día y hora informados por UT para dar por iniciadas las pruebas para comprobar la Potencia Máxima Neta en la unidad _____ de la central _____ propiedad de _____, acorde al procedimiento que establece el “Anexo 20 -PRUEBA DE POTENCIA MAXIMA NETA DE LAS UNIDADES GENERADORAS” del ROBCP. Se procedió a ello dando el resultado siguiente: El tiempo de duración de la prueba de capacidad estuvo contemplado en el predespacho correspondiente a este día. Pudo comprobarse que la unidad (GGP) _____ inyectara una potencia igual/mayor/menor a la Potencia Máxima Neta declarada de _____ MW, por un período de cinco horas. Se tomaron las lecturas de Potencia Real del Medidor (PRM) del SIMEC cada 30 minutos.

La medición del SIMEC de la cual se obtuvieron los datos de esta prueba registra la generación de las siguientes unidades: _____

La Potencia Resultante (PR) de la prueba, es igual a la suma de todas las lecturas obtenidas dividida entre el número total de lecturas para cada unidad.

Fecha de la prueba: _____

Número de Medición	de Hora	Potencia (MW)	Medida
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			

Número de Medición	de	Hora	Potencia (MW)	Medida
10				

Promedio _____ MW

La hora de finalización de las pruebas fue a las _____ horas del día _____ del mes _____ del año _____. Los datos registrados por el medidor del SIMEC para la unidad _____ fueron de _____ MW de los _____ MW de Potencia Máxima Neta declarada y la desviación en MW fue de _____ MW en contra(favor) de la unidad.

Atentamente

Firma Representante del PM Generador

ANEXO 21 – ADMINISTRACIÓN DE VERTIMIENTO DE GENERACIÓN BASE

1. Objeto.

- 1.1. Establecer las normas que rigen el mecanismo de administración de vertimiento de recursos de generación base ante condiciones operativas que ocasionen dicho vertimiento, por ejemplo, cuando se registra en el sistema una demanda de potencia muy baja y deben ejecutarse maniobras para mantener el balance carga-generación en el área de control.
- 1.2. Las unidades de generación base tienen costos variables iguales a cero y corresponden a los siguientes tipos de generación: solar fotovoltaica, eólica, mareomotriz, geotérmica y biomasa (ingenios azucareros). Para efectos únicamente de la aplicación de lo establecido en este Anexo, 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.
- 1.3. Estas normas consideran:
 - a) Un listado de prioridad de vertimiento de las unidades generadoras o GGP que participarán en el vertimiento de generación base,
 - b) La posibilidad de suscribir acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación entre PM generadores base, y
 - c) La existencia de retiros regionales, inyecciones al sistema de transmisión desde las redes de las empresas distribuidoras, generación en calidad de prueba e inyecciones de PMs generadores que soliciten mantener en línea sus unidades generadoras durante los eventos de vertimiento de

generación base, por restricciones técnicas debidamente justificadas, y que previamente hayan sido autorizadas por la UT.

1.4. Este anexo engloba los siguientes objetivos específicos:

- a) Determinar la información que deben suministrar los PM de generación base, para la elaboración de las ofertas de flexibilidad de generación, utilizadas para conformar el listado de prioridad del vertimiento.
- b) Definir el tratamiento que se le dará a los acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación, así como la información que deben remitir los PM que los suscriban.
- c) Establecer los plazos que tienen los PM para remitir a la UT la información relacionada con las ofertas de flexibilidad de generación y los acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación.
- d) Definir el procedimiento para el cálculo de la energía vertida, de las plantas generadoras que participen en el vertimiento de generación base.
- e) Establecer el procedimiento que se utilizará, para valorar las transacciones económicas resultantes de la administración de vertimiento de generación base.

2. Alcance

2.1. Los PM generadores sujetos a lo establecido en este anexo, son aquellos que poseen unidades generadoras base.

2.2. También participarán en la aplicación de este mecanismo, aunque únicamente como compradoras de vertimiento de generación base, las siguientes inyecciones:

- a) Los retiros regionales.
- b) Las inyecciones al sistema de transmisión desde las redes de las empresas distribuidoras que sean registradas en el SIMEC ante un incumplimiento a lo estipulado en el numeral 3.8 de este anexo.

- c) Las inyecciones de unidades generadoras que durante los eventos de vertimiento de generación base se encuentren en calidad de prueba.
- d) Las inyecciones de PMs generadores que no corresponden a generación base y que soliciten mantener en línea sus unidades generadoras durante los eventos de vertimiento de generación base debido a restricciones técnicas.

3. Normas generales

- 3.1. Todos los generadores base tienen la obligación de participar en el vertimiento de generación base según las normas particulares detalladas en este anexo para cada tecnología. Si a causa de su ubicación en la lista de prioridad, el vertimiento de su propia generación no es ejecutado en tiempo real, se convertirán en compradores de energía vertida de aquellos generadores que físicamente la aportan.
- 3.2. Para determinar la participación de los generadores en los eventos de vertimiento de generación base, se considerará que los mantenimientos programados por la UT, en los períodos en que se produzcan tales eventos, reducirán la potencia disponible de la planta y en dicha proporción se reducirá su participación obligatoria en el vertimiento de generación base. Lo anterior, también será aplicado para el tratamiento de la disponibilidad de generación base ante fallas de dichos generadores.
- 3.3. Los generadores base que cumplan con los requisitos estipulados en este anexo, tendrán la posibilidad de recibir abonos por la generación vertida en adición a su participación obligatoria, en los intervalos de mercado en los que ocurran eventos de vertimiento de generación base.
- 3.4. Es responsabilidad de los titulares de los equipos de generación coordinar con la UT la realización de pruebas procurando que se efectúen en intervalos de mercado en los que no se prevea que ocurrirá vertimiento de generación base. En todo caso, de haberse programado pruebas de

generación en intervalos de mercado en los que ocurran eventos de vertimiento de generación base, la generación en calidad de prueba podrá mantenerse en línea a solicitud del PM generador y previa autorización de la UT.

- 3.5. Los titulares de unidades generadoras que no corresponden a generación base y que por restricciones técnicas requieran mantenerse en línea en intervalos de mercado en los que ocurran eventos de vertimiento de generación base, podrán hacerlo previa autorización de la UT. Este tipo de inyecciones se denominará “generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas”.
- 3.6. La generación que sea despachada por requerimientos de calidad y seguridad del sistema de potencia en el mercado mayorista, en calidad de generación obligada, no participará del presente mecanismo ni como vendedora ni compradora de vertimiento de generación base.
- 3.7. En caso de prever condiciones de vertimiento de generación base, la UT realizará las gestiones previas con el EOR, para ajustar la máxima capacidad de importación, de tal forma que se minimice el vertimiento de generación base.
- 3.8. Asimismo, previo a utilizar el listado de prioridad para la administración del vertimiento de generación base, la UT requerirá a las compañías distribuidoras que reduzcan la generación conectada en sus redes de distribución, de manera que no se produzcan inyecciones al sistema de transmisión desde sus redes, en aquellos intervalos de mercado donde se prevea vertimiento de generación base.
- 3.9. Cada PM generador base presentará una sola oferta de flexibilidad de generación, elaborada conforme a lo establecido en este anexo, la cual considerará un precio asociado a un rango de flexibilidad de generación para regular sus inyecciones. Además, existirá la posibilidad de suscribir

acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación entre PM generadores base.

- 3.10. La información relacionada con las ofertas y los acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación, deberá ser remitida trimestralmente a la UT, por medio de nota que deberá presentarse a más tardar el lunes de la semana en que se realiza la actualización mensual de la programación anual que toma vigencia en los meses de febrero, mayo, agosto y noviembre de cada año.
- 3.11. En caso de requerirse cambios a la oferta o de haberse efectuado modificaciones a los acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación, se podrá modificar la información indicada en el numeral anterior, transcurridos períodos mensuales, para lo cual se deberá remitir la información que reemplace a la anteriormente vigente, a más tardar el lunes de la semana en que se realice una actualización mensual de la programación anual. La UT podrá definir posteriormente un método alternativo para el envío de esta información, el cual será comunicado oportunamente a los PM involucrados en el mecanismo.
- 3.12. Para que un acuerdo bilateral de flexibilidad de generación tenga efecto deberá ser informado por las dos partes suscriptoras del acuerdo, a través de la nota que, de conformidad con el numeral 3.10, cada una de las partes remita a la UT, debiendo identificarse claramente la parte compradora y la parte vendedora del acuerdo.
- 3.13. La vigencia de las ofertas de flexibilidad de generación, así como de los respectivos acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación para la administración del vertimiento de generación base será trimestral, tomando como referencia para definir los períodos trimestrales las fechas de inicio y finalización de la vigencia de las actualizaciones mensuales de la programación anual, de la siguiente manera:

- a) Cada período trimestral inicia con la entrada en vigencia de la actualización mensual del primer mes del trimestre (según corresponda, este puede ser febrero, mayo, agosto o noviembre), y
 - b) Finaliza con el término de la vigencia de la actualización mensual del último mes del trimestre correspondiente.
- 3.14. En caso de presentarse a la UT modificaciones a las ofertas o acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación según lo indicado en el numeral 3.11, la nueva información estará vigente desde la entrada en vigencia de la siguiente actualización mensual de la programación anual.

4. Rangos de flexibilidad de generación

- 4.1. Para los generadores de ERV, el rango de flexibilidad de generación corresponderá al valor total de potencia instalada en la planta y por lo tanto no tendrá que declararse.
- 4.2. Para los generadores geotérmicos e ingenios azucareros, el rango de flexibilidad de generación puede ser diferente al valor total de potencia instalada en la planta. La información relacionada al rango de flexibilidad deberá incluir los datos de potencia máxima y mínima. Estos valores serán revisados periódicamente por la UT.
- 4.3. Los generadores geotérmicos e ingenios azucareros que suscriban acuerdos de venta de flexibilidad de generación; deberán considerar en sus declaraciones de rangos de flexibilidad de generación, como mínimo una estimación de la flexibilidad propia y el requerimiento comprometido en sus acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación. De ser necesario, la UT informará las correcciones al respecto de sus declaraciones, las cuales deben ser corregidas en los plazos establecidos por la UT, para ser consideradas en los mecanismos contemplados en el presente anexo.

5. Ofertas de flexibilidad de generación.

- 5.1. Las ofertas de flexibilidad de generación consistirán en un solo bloque de potencia ofertada, con su respectivo precio asociado. El bloque de potencia ofertada corresponderá al rango de flexibilidad, establecido conforme a los criterios indicados en este anexo. El precio de la oferta de flexibilidad de generación se considera como una indicación del precio hasta el cual los generadores base prefieren comprar el vertimiento provisto por otros generadores, antes de verter la generación propia, ya sea para cubrir su participación obligatoria o para venta al sistema.
- 5.2. El precio de la flexibilidad de generación de los generadores base con Contratos de Libre Concurrencia (CLC) respaldados con recursos renovables no convencionales, será considerado igual al precio de su CLC vigente. Las ofertas económicas de flexibilidad de generación podrán ser presentadas únicamente por aquellos generadores base que no tienen suscritos CLC respaldados con recursos renovables no convencionales.
- 5.3. El precio máximo permitido para las ofertas de flexibilidad de generación es el precio vigente más alto de los CLC respaldado con generación renovable no convencional, el cual será debidamente informado por la UT. En caso de empate de ofertas de flexibilidad de generación, la UT determinará el orden a seguir en los eventos de vertimiento de generación base, tomando en consideración las restricciones de las unidades o GGP's para el vertimiento de su energía y la existencia de CLC respaldados con generación renovable no convencional.
- 5.4. Un generador base que no tenga contratos CLC respaldados con recursos renovables y que no remita la información de su oferta de flexibilidad de generación en los períodos establecidos, será ubicado como el primero en la lista de prioridad de vertimiento, considerándose con un precio de oferta económica igual a cero, y participará reduciendo su inyección según lo solicitado por la UT en tiempo real, sin posibilidad de recibir abonos por el

vertimiento de generación base aportado de forma adicional a su participación obligatoria.

6. Acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación.

- 6.1. Los acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación son financieros, y no alteran el orden de reducción de la generación base determinado de conformidad con las ofertas de flexibilidad de generación, y se tomarán en cuenta únicamente para la conciliación de las transacciones económicas, resultantes del mecanismo de administración de vertimiento de generación base.
- 6.2. La liquidación de los acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación se realizará entre las partes, la UT únicamente reportará las cantidades de energía considerada en dichos acuerdos y, por otra parte, conciliará y liquidará transacciones de flexibilidad de generación de generación base que no estén respaldados por acuerdos bilaterales.

7. Metodología aplicable para el establecimiento de la lista de prioridad de vertimiento.

- 7.1. Se elaborarán las ofertas de flexibilidad de generación, especificando para cada oferta un precio y un rango de flexibilidad (una potencia máxima y una potencia mínima), de acuerdo con lo especificado en este anexo. Dichas ofertas, se ordenarán de menor a mayor precio, conformándose así, la lista de prioridad de vertimiento de las unidades generadoras o GGP utilizadas para la administración del vertimiento de generación base.
- 7.2. La lista a la que hace referencia el numeral anterior, será utilizada en los procesos de predespacho y en la operación en tiempo real, para la administración de vertimiento de generación base en los intervalos de mercado en que se produzca ese tipo de vertimiento.

8. Procedimiento de cálculo de la energía vertida

- 8.1. En esta sección se detallan los pasos a seguir para calcular la energía vertida por las plantas de generación base en el mercado mayorista, especificando los lineamientos para cada tecnología.
- 8.2. La energía vertida será calculada para cada intervalo de mercado, cuya duración es la establecida en el numeral 2 del anexo 9 “Cálculo del precio en el MRS”.
- 8.3. Energía vertida por las plantas generadoras de ERV.
 - 8.3.1. Información de plantas generadoras de ERV necesaria para el cálculo de la energía vertida.
 - a) Todas las plantas generadoras de ERV que, durante eventos de vertimiento de generación base quieran acceder a la posibilidad de tener abonos por su energía vertida en adición a su participación obligatoria, deberán enviar vía la RTU hacia el SCADA de la UT, con una periodicidad de entre 4 y 60 segundos, los siguientes parámetros:
 - i. La potencia disponible de la planta en tiempo real, la cual será calculada con base en la disponibilidad del recurso primario y otras características de esta que reflejen la producción de energía con la mayor precisión posible.
 - ii. Las variables meteorológicas utilizadas en el cálculo de la potencia disponible.
 - b) Los mantenimientos o fallas eléctricas de los distintos equipos de la planta, que ocasionen diferencias entre la potencia disponible real de la planta y la enviada vía RTU, deberán ser informados a la UT por los medios y en los plazos que esta determine, especificando el periodo de inicio y fin de tales condiciones.
 - c) Entre las gestiones que las plantas generadoras realizarán ante la UT, para habilitar la señal de la potencia disponible a ser remitida, se incluye:

- i. Enviar la metodología de cálculo de la potencia disponible de la planta, para revisión y aprobación por parte de la UT. La UT deberá remitir dicha metodología a la SIGET, a más tardar cinco días hábiles posteriores a su aprobación.
- ii. Enviar los certificados de calibración de los medidores de variables meteorológicas y otras utilizadas como insumo para el cálculo de potencia disponible. Estos deben ser emitidos por una entidad especializada independiente del PM titular de la planta generadora la cual debe indicar la vigencia de la certificación. En caso, la entidad especializada no indique explícitamente la vigencia del certificado emitido, se considerará que es de dos años contados a partir de la fecha de elaboración de éste. A efectos de acceder a la posibilidad de tener abonos, debido al aporte adicional de su vertimiento de generación base, todos sus certificados de calibración deberán estar vigentes y tener el visto bueno de la UT. La UT expresará sus observaciones o conformidad a los certificados de calibración remitidos, vía correo electrónico al generador. En caso existan observaciones, éstas deberán ser subsanadas a entera satisfacción de la UT. En ausencia de certificados con el visto bueno de la UT, el generador tendrá que reducir su inyección, conforme a su ubicación en la lista de prioridad de vertimiento, sin opción de recibir abonos por el excedente de su energía vertida, hasta que solvante las observaciones de la UT.
- iii. Enviar el detalle de cómo se corresponden los puntos de telemetría, en los que se envía la potencia en MW, con las señales de la potencia disponible estimada a remitir.
- iv. Garantizar que la señal de telemetría enviada a la UT tenga una desviación entre el cálculo de potencia disponible y la generación real de la planta, que no sobrepase al mayor de los siguientes valores: 0.5 MW o 1%, de potencia nominal de la planta. Dicha

- desviación se podrá validar durante los períodos en que la planta no se ve afectada por vertimiento de generación base.
- v. Cumplir con el período de pruebas para la habilitación de las nuevas señales, según lo requiera la UT. Para mantener esta señal habilitada, al menos 15 días antes del vencimiento de los certificados de calibración de los medidores de variables meteorológicas, el PM generador deberá remitir a la UT nuevos certificados de calibración.
- d) Todas las plantas generadoras de ERV serán consideradas en el esquema de asignación de vertimiento de generación base, reduciendo su inyección según lo indicado por la UT en tiempo real y conforme a su ubicación en la lista de prioridad de vertimiento. Sin embargo, para aquellas plantas que no cumplan con los requisitos detallados en los literales a, b y c de este numeral, y que, en caso de pérdida de señal, tampoco realicen las gestiones detalladas en el numeral 8.3.3. aplicará lo siguiente:
- i. No tendrán la posibilidad de recibir abonos, es decir, no recibirán ningún pago por su energía vertida en exceso respecto de su participación obligatoria en el vertimiento de generación base.
 - ii. No podrán suscribir acuerdos de flexibilidad de generación con otros generadores base. Asimismo, se suspenderán sus acuerdos bilaterales de flexibilidad vigentes.
 - iii. Su participación obligatoria en el vertimiento de generación base será calculada con base en su capacidad nominal y no con base a su disponibilidad horaria.

8.3.2. Cálculo de la energía vertida para las plantas generadoras de ERV.

8.3.2.1. La fórmula del cálculo de la energía vertida por una planta generadora de ERV, ante un requerimiento de la UT, para el intervalo de mercado h , es la que se detalla a continuación:

$$E_{vert,h} = \text{máx} \{0; [\bar{P}_{Disp,h} - E_{SIMEC,h}]\}$$

Donde:

- ⊕ $\bar{P}_{Disp,h}$: es el promedio de los datos de la potencia disponible que la planta generadora remitió a través de la RTU, durante el período de mercado h .
- ⊕ $E_{SIMEC,h}$: es el valor de la medición oficial de la energía generada durante el período de mercado h .

8.3.2.2. Para las plantas generadoras de ERV, que durante el período de mercado en que se produjo el evento de vertimiento de generación base no limitaron su potencia, generando la totalidad de su energía disponible al sistema, no se tomará en cuenta la estimación de potencia disponible para determinar su participación obligatoria en el vertimiento de generación base, sino su generación real (SIMEC).

8.3.3. Consideraciones en caso de falta de señal.

8.3.3.1. Si por alguna razón la señal de potencia disponible estimada por la planta generadora de ERV no fue enviada a la UT durante un intervalo de mercado en el que se produjo vertimiento de generación base o presenta datos erróneos que no reflejan la capacidad disponible real de la planta, se procederá de la siguiente manera:

- a) El PM generador, deberá remitir a la UT el cálculo de la potencia disponible a más tardar dos días hábiles luego de ocurrido el vertimiento de generación base. El cálculo deberá tener el aval de un laboratorio especializado.
- b) Para esta verificación, la UT podrá solicitar la información complementaria que considere pertinente.

8.3.4. La UT podrá definir un período transitorio máximo de 6 meses, luego de la entrada en vigencia de este procedimiento, para permitir a los generadores ERV prepararse para el envío de los datos de potencia disponible y el posterior cálculo de energía vertida. Durante este período, la UT utilizará para la conciliación de transacciones, lo indicado en el numeral 8.3.3 de este anexo.

8.4. Energía vertida por las plantas generadoras de tecnología geotérmica e ingenios azucareros.

8.4.1. Cálculo de la energía vertida para las plantas generadoras de tecnología geotérmica e ingenios azucareros.

8.4.1.1. La fórmula del cálculo de la energía vertida por una planta generadora de tecnología geotérmica e ingenios azucareros, ante un requerimiento de la UT, para el intervalo de mercado h , se detalla a continuación:

$$E_{vert,h} = \text{máx} \{0; [\bar{P}_{Disp,h} - E_{SIMEC,h}]\}$$

Donde:

- ⊕ $\bar{P}_{Disp,h}$: es el valor máximo de potencia disponible, según lo informado por el PM generador, lo cual será corroborado por la UT con base en las mediciones reales registradas en el intervalo de mercado inmediato anterior al evento de vertimiento de generación base en condición normal, es decir, sin fallas.
- ⊕ $E_{SIMEC,h}$: es el valor de la medición oficial de la energía generada durante el período de mercado h .

8.4.1.2. Ante fallas parciales, a estas tecnologías no se les solicitará la reducción de su generación por debajo del valor de potencia mínima indicada en su oferta de flexibilidad de generación. Si por cualquier causa, estos generadores disminuyeran su inyección debajo del valor de potencia mínima informada en su oferta de flexibilidad de generación, no recibirán

abonos por dicha porción de energía vertida brindada fuera de los rangos de flexibilidad de generación ofertados.

9. Transacciones Económicas.

9.1. Por cada intervalo de mercado con eventos de vertimiento de generación base, se llevará a cabo lo siguiente utilizando información ex post del despacho:

9.1.1. Se calculará el escenario de participación obligatoria en el vertimiento de generación base para todos los PM que realicen inyecciones de potencia al SEP a excepción de las unidades despachadas como generación obligada.

9.1.2. La generación en calidad de prueba y la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas, participarán obligatoriamente como compradoras de vertimiento de generación base de conformidad con lo siguiente:

a) Si la suma de la cantidad de energía inyectada por todas las unidades generadoras en prueba y toda la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas es menor que el vertimiento en el sistema, los titulares de esas unidades adquirirán una cantidad de vertimiento igual a su energía inyectada. La asignación obligatoria de la cantidad de vertimiento restante entre los demás PM que participan en este mecanismo, se efectuará de acuerdo con el numeral 9.1.3.

b) Si la suma de la cantidad de energía inyectada por todas las unidades generadoras en prueba y toda la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas es mayor o igual que el vertimiento en el sistema, los titulares de esas unidades adquirirán una cantidad de vertimiento total en proporción a su energía inyectada. En ese caso, no se requerirá la asignación obligatoria de vertimiento entre los demás PM que participan en este mecanismo.

- 9.1.3. La participación obligatoria en el vertimiento de generación base de los demás PM que realicen inyecciones al SEP (a excepción de la generación obligada), se determinará repartiendo la cantidad de vertimiento sobrante después de la asignación obligatoria a la generación en calidad de prueba y a la generación autorizada por la UT debido a restricciones técnicas, de la siguiente manera:
- a) Para los generadores base: en proporción a su potencia disponible horaria.
 - b) Para los intercambios regionales o inyecciones desde las redes de distribución: en proporción a su inyección de potencia.
- 9.1.4. Posteriormente, se determinará la oferta de flexibilidad de generación que definirá el precio marginal de flexibilidad de generación, en función de la energía vertida por cada unidad generadora o planta, calculada conforme al procedimiento especificado en este anexo, así como en función de las ofertas de flexibilidad de generación de los generadores base.
- 9.1.5. El abono por la generación vertida de forma adicional a la participación obligatoria de cada PM generador se determinará con base en el precio marginal de flexibilidad, referido en el numeral anterior, a excepción de las transacciones respaldadas por acuerdos bilaterales de flexibilidad de generación, las cuales serán conciliadas y liquidadas entre las partes.
- 9.1.6. En caso que los generadores base de ERV no cumplan con los requisitos establecidos en el numeral 8.3.1, y que, ante pérdida de señal, no ejecuten lo especificado en el numeral 8.3.3, no recibirán abonos, lo que dará origen a un descuento por la totalidad de esos montos, el cual se trasladará a los PM compradores de vertimiento de generación base en proporción a su participación obligatoria requerida.
- 9.1.7. Los generadores base que incumplan las instrucciones de la UT relacionadas con la reducción de su inyección de potencia, dentro del rango de flexibilidad ofertado, y que no brinden el vertimiento de generación solicitado por la UT, asumirán todos los sobrecostos en que incurran los generadores que deban suplir este vertimiento faltante, de

manera que no se alterará el precio marginal de flexibilidad de generación en la conciliación.

- 9.1.8. Los generadores base que viertan generación en exceso a la instruida por la UT en tiempo real, no recibirán abonos por dicho excedente brindado.
- 9.1.9. Las reducciones solicitadas por la UT, de las inyecciones al sistema de transmisión desde las redes de distribución, no serán remuneradas en el mecanismo de administración de vertimiento de generación base.

**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