

SIGET

SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES

06 de julio de 2010

Ingeniera
Ingrid Chávez de Mendoza
Presidente de la Junta Directiva de la
**UNIDAD DE TRANSACCIONES,
S.A. DE C.V.**
Kilómetro 12 ½ Carretera al Puerto
de La Libertad, desvío a Huizúcar,
Nuevo Cuscatlán

UNIDAD DE TRANSACCIONES, S.A. DE C.V. INGRESO DE CORRESPONDENCIA	
FECHA	6/Julio/10
HORA	5:00
Recibido por	MaReL Sosa
Clave/Archivo	SIGET - 409

Estimada Ingeniera Chávez:

Por este medio le comunicamos que la Junta de Directores de esta Superintendencia, emitió el siguiente acuerdo que literalmente dice:.....

ACUERDO No. 156-E-2010

LA JUNTA DE DIRECTORES DE LA SUPERINTENDENCIA GENERAL DE ELECTRICIDAD Y TELECOMUNICACIONES, San Salvador, a las dieciséis horas con treinta minutos del día uno de julio de dos mil diez.

CONSIDERANDO QUE:

- I. Mediante Acuerdo No. 232-E-2008 de fecha veintitrés de octubre de dos mil ocho, la Junta de Directores de la SIGET resolvió lo siguiente:

.....

En uso de sus facultades legales, ACUERDA:

- I. *Aprobar el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN, el cual se anexa al presente Acuerdo y forma parte integrante del mismo. La UT dispondrá de seis meses contados a partir de la fecha de publicación de este Acuerdo para habilitar los sistemas de información, los procedimientos de coordinación y comunicación con los agentes, la definición y operación de los modelos computacionales, incluidos los parámetros y variables que permitan su ejecución, así como las demás habilitaciones que se requieran.*
- II. *Otorgar a la UT un plazo de nueve meses contados a partir de la fecha en que se publique el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE*

TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN, para la recopilación de aquellos antecedentes técnicos que sean necesarios para la operación de los modelos señalados y que, conforme al referido Reglamento, requieran la ejecución de pruebas para su determinación. Desde la publicación del nuevo Reglamento de Operación hasta el término de los nueve meses antes señalados, la operación del sistema se realizará utilizando los antecedentes informados por los propietarios de las instalaciones correspondientes, así como valores basados en antecedentes internacionales, según esté dispuesto en el Reglamento de Operación referido. Estos valores serán utilizados por la UT previa aprobación de la SIGET.

III. Durante el período que transcurra hasta la aplicación del modelo de despacho basado en costos de producción, la UT deberá continuar rigiéndose por el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA.

IV. Publicar el presente Acuerdo y su Anexo, el día uno de julio de dos mil nueve, a fin de conceder a la UT el tiempo necesario para el desarrollo e implementación de los aspectos señalados en los romanos I y II de la parte resolutive del presente Acuerdo y de los asuntos indicados en el Considerando XVII.3;

V. El REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN entrará en vigencia el mismo día de su publicación en el Diario Oficial, para los efectos relacionados con el cumplimiento de lo establecido en los romanos I y II de la parte resolutive del presente acuerdo. "" ""

- II. Por medio de Acuerdo No. 174-E-2009 de fecha veinticinco de junio de dos mil nueve, se modificó el romano IV del Acuerdo No. 232-E-2008, en el sentido que dicho Acuerdo y su Anexo que contiene el REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN (ROBCP) debía ser publicado a más tardar el día treinta y uno de julio de dos mil nueve.
- III. Mediante el Acuerdo No. 222-E-2009 de fecha treinta y uno de julio de dos mil diez, esta Junta de Directores ordenó la publicación del REGLAMENTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DEL MERCADO MAYORISTA BASADO EN COSTOS DE PRODUCCIÓN (ROBCP) aprobado mediante Acuerdo No. 232-E-2008.
- IV. El día veintiséis de marzo de dos mil diez, el ingeniero Marvin Oswaldo Hernández Pocasangre, en su calidad de Presidente en funciones de la Junta Directiva de la UT, remitió -para aprobación de la SIGET- los Anexos 16 y 17, que contemplan el desarrollo de metodologías de procedimientos para la determinación de costos variables combustibles y no combustibles, así como el procedimiento para realizar las auditorías que serán utilizadas en la determinación de parámetros de las unidades generadoras y la determinación de los costos de arranque y detención. Además, envió la propuesta aprobada por la Junta Directiva

de la UT correspondiente al Anexo 4 “Precios de los combustibles”, con la finalidad de sustituir el actual Anexo 4 del ROBCP.

- V. El nueve de junio de dos mil diez, la ingeniera Sandra Ingrid Chávez de Mendoza, en su calidad de Presidenta de la Junta Directiva de la UT, envió nota mediante la cual remitió los formularios iniciales de intercambio de información de Planificación Operativa entre los PMs y la UT, para el análisis de la SIGET y su posterior aprobación e incorporación al ROBCP. Al respecto, señaló que esa propuesta sustituiría el actual numeral 7 del Anexo 6 del ROBCP.

Asimismo, indicó que el documento remitido incorporaba las observaciones de los Participantes de Mercado que remitieron comentarios, las cuales también se adjuntaban.

Finalmente, para mayor claridad del término “Caudal Afluente”, solicitó modificar la definición contenida en el Glosario del ROBCP, de la siguiente manera:

“Caudal Afluente: Régimen natural de flujo de agua que entra en un sistema de captación de una central hidroeléctrica o en un embalse. A efectos de este Reglamento, se considera que corresponde al influjo natural del embalse, es decir, sin considerar turbinamientos o vertimientos de la central aguas arriba. Se entenderá por influjo natural que entra en el sistema de captación o embalse al obtenido como balance de entradas y salidas al mismo”.

- VI. Después del análisis de la documentación presentada por la UT el día veintiséis de marzo de dos mil diez, mediante el Acuerdo No. 136-E-2010 de fecha once de junio del corriente año, se concedió audiencia a la UT para que se pronunciara sobre lo siguiente:

- Las modificaciones propuestas por la SIGET al Anexo 04: “PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES”, al Anexo 16: “CURVAS DE CONSUMO DE CALOR Y OTROS PARÁMETROS TÉCNICOS” y al Anexo 17: “COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO COMBUSTIBLES (CVNC) Y COSTOS DE ARRANQUE Y DETENCIÓN” del ROBCP;
- Las modificaciones al numeral 8.3.1.9 del capítulo 8: “Programación Anual” y al numeral 3.1.4 del Anexo 09: “Cálculo del Precio en el MRS” indicadas en el considerando V del Acuerdo No. 136-E-2010; y,
- Las adecuaciones al Anexo 17 propuestas en el numeral 4 del considerando V del Acuerdo No. 136-E-2010.

- VII. El veintidós de junio de dos mil diez, la UT evacuó la audiencia conferida en el Acuerdo No. 136-E-2010; además, remitió disco compacto que contenía las redacciones propuestas para los Anexos 4, 16 y 17, así como todas las observaciones que fueron recibidas por parte de los PMs. La UT agregó que dichos

anexos fueron ampliamente discutidos con los Participantes de Mercado, previa aprobación de la Junta Directiva de la UT. Asimismo, indicó que, con el objetivo de brindar mayor claridad y hacer acorde la reglamentación existente con los anexos propuestos, en el Anexo A de la nota de remisión respectiva se incluían las siguientes propuestas de cambio al ROBCP:

1. Sustituir los actuales numerales 8.1.2, 8.3.1.9 y 8.5.3 del capítulo 8 Programación anual del ROBCP, por los siguientes:

“

8.1.2. A más tardar el viernes anterior a la primera semana de cada mes, la UT deberá hacer del conocimiento de los PMs y de la SIGET los resultados de la Programación Anual para las próximas 52 semanas.

8.3.1.9 Precios de los combustibles calculados y que serán válidos a partir de la entrada en vigencia de la Programación de la Operación Anual, o su actualización. Dichos precios se considerarán constantes para todo el horizonte de la Planificación de la Operación Anual.

8.5.3 Para las actualizaciones de la programación anual se considerará la actualización del programa anual de mantenimiento y de la proyección de demanda, a fin de cubrir el horizonte definido en el numeral 8.2.2.

“

2. Sustituir los actuales numerales 3.1.3 y 3.1.4 del Anexo 9 Cálculo del Precio en el MRS del ROBCP por los siguientes:

“

3.1.3 El costo variable de una unidad térmica, para efectos de determinar el costo marginal, 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, incluyendo además la componente variable asociada a los Costos de Arranque y Detención.

3.1.4 El costo Variable de Operación y Mantenimiento de las unidades generadoras y el Costo de Arranque y Detención (CAyD, US\$/MWh) serán calculados de acuerdo a la metodología descrita en el Anexo 17.

“

- VIII. Después de la revisión del Anexo 04: “PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES”, del Anexo 16: “CURVAS DE CONSUMO DE CALOR Y OTROS PARÁMETROS TÉCNICOS”, del Anexo 17: “COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO COMBUSTIBLES (CVNC) Y COSTOS DE ARRANQUE Y DETENCIÓN”, y de los “FORMATOS DE INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN”, así como de las modificaciones puntuales al Glosario, al capítulo 8 y al Anexo 9 del ROBCP presentadas por la UT; la Gerencia de Electricidad de la SIGET realizó el siguiente análisis sobre cada una de las propuestas:

ANEXO No. 04: PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Se consideran apropiadas las modificaciones incorporadas por la UT a este anexo, sin embargo, se recomiendan algunas adecuaciones:

1. **Respecto a la inclusión de la variable “volumen de compra” en la fórmula del precio FOB:** Se estima pertinente la propuesta de la UT de incluir la variable “volumen de compra” en la fórmula del precio FOB, pero como un esquema optativo para los PM Generadores a los cuales aplique la obligación de reportar precios de combustible.

De esa manera, cada PM Generador dispondrá de dos opciones respecto a la fórmula de determinación del precio FOB:

- a) Que dicha fórmula dependa exclusivamente de los precios reportados por una referencia internacional -acorde con la concepción original contenida en el ROBCP- sujeta al período de cálculo que proponga el PM Generador, por ejemplo: “el promedio simple de los cinco valores publicados por la referencia internacional más recientes al día de la programación semanal”.
- b) Que dicha fórmula dependa tanto de los precios reportados por una referencia internacional como del volumen de compra.

En el primer caso, el precio FOB provendría de una fuente objetiva, mientras que en el segundo caso, la fuente del dato de volumen de compra sería el mismo PM Generador, por lo que habría que tomar una serie de medidas que garantizaran la exactitud y transparencia de la información.

2. **Disposiciones complementarias a la opción que considere el “volumen de compra” en la fórmula del precio FOB:** Si un PM Generador selecciona la opción en la que la fórmula del Precio FOB también esté en función del volumen de compra, se recomienda adoptar las siguientes disposiciones complementarias:

- a) La fórmula del precio FOB que proponga debe reflejar el costo promedio del inventario de combustible existente valorizado a precios de la referencia internacional.
- b) En consistencia con el literal anterior, deben considerarse las existencias de combustible al inicio de aplicación de la fórmula, por lo que el PM Generador deberá proporcionar a la UT la información que respalde el costo del inventario inicial valorizado a precios FOB.
- c) Como parte del régimen normal de aplicación de la fórmula, se debería considerar lo siguiente, para los distintos combustibles que el PM Generador utilice para la generación eléctrica:

- 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.
- El cálculo de este precio es informado semanalmente por el PM Generador y verificado por la UT mediante la aplicación de la fórmula aprobada por la SIGET.
- El PM Generador reporta a la UT, junto con la información correspondiente a cada programación semanal, la variación de inventarios -en términos de volumen- ocurrido en la semana anterior, indicando volúmenes incorporados y utilizados con sus respectivos precios FOB.

d) Finalmente, la información que respalde los valores de precios y volúmenes reportados por los PMs Generadores estarán sujetos a auditorías por parte de la UT.

ANEXO No. 16: CURVAS DE CONSUMO DE CALOR Y OTROS PARÁMETROS TÉCNICOS

Se consideran apropiadas las modificaciones incorporadas por la UT a este anexo, por lo que no se recomiendan adecuaciones.

ANEXO No. 17: COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO COMBUSTIBLES (CVNC) Y COSTOS DE ARRANQUE Y DETENCIÓN

Se consideran apropiadas las modificaciones incorporadas por la UT a este anexo -incluyendo las que habían sido solicitadas por la SIGET mediante el Acuerdo No. 136-E-2010- a excepción de lo relacionado con el tratamiento de los costos de arranque y detención, por lo que se recomiendan las siguientes adecuaciones:

- **Utilización de los costos de arranque-detención:** Se reitera que para efectos de la programación de la generación, el costo pertinente para determinar el arranque de una unidad generadora debe estar expresado en términos de unidades monetarias por evento (\$/arranque). De lo contrario no se estaría suministrando al modelo de optimización la información económica correcta para tomar la decisión de qué unidades generadoras deben encenderse, lo que llevaría a una desviación del despacho económico óptimo.

Por otra parte, para efectos remunerativos, es adecuado que los costos de arranque y detención se recolecten a partir de la aplicación de un cargo variabilizado (\$/MWh), el cual, debe agregarse al costo variable de la unidad que resulte marginal, en vista que en la programación de la generación los costos de arranque y detención se consideran por evento.

En razón de lo anterior, el numeral 3.18 del Anexo 17 debe quedar redactado de la siguiente forma:

3.18 Para efectos de la Programación de la Operación los valores vigentes de CVNC y CAyD, se tratarán separadamente, el primero como un costo variable y los costos de arranque y parada como costos por cada evento.

MODIFICACIONES PUNTUALES AL CAPÍTULO 8: PROGRAMACIÓN ANUAL

Se consideran procedentes las modificaciones sugeridas por la UT a los numerales 8.3.1.9 y 8.5.3, puesto que es importante que la actualización de la programación anual tome en cuenta los cambios que se vayan produciendo en la demanda y en el programa anual de mantenimiento. Debe tenerse presente, por lo demás, que semanalmente la UT estará actualizando la programación con un horizonte de cincuenta y dos semanas en adelante, y esta actualización tiene en cuenta todos los cambios que se prevé ocurrirán en ese período.

No obstante lo anterior, no se considera procedente la modificación propuesta por la UT al numeral 8.1.2, ya que es importante mantener la programación anual que se publica en mayo de cada año, con un calendario definido y con participación de los PMs. Lo anterior, sin perjuicio de que las actualizaciones de la programación anual se hacen mensualmente, según lo dispuesto en el numeral 8.5.

MODIFICACIONES PUNTUALES AL ANEXO 9: CÁLCULO DEL PRECIO EN EL MRS

En razón de lo explicado respecto al Anexo 17, no se consideran adecuadas las modificaciones a los numerales 3.1.3 y 3.1.4; en cambio se recomienda que la redacción del numeral 3.1.4 sea la siguiente:

3.1.4 El costo variable de la unidad generadora que resulte marginal se incrementará en el Costo de Arranque y Detención (CAyD, US\$/MWh) calculado de acuerdo con la metodología descrita en el Anexo 17.

NUMERALES 7, 8 Y 9 DEL ANEXO 6: FORMATOS DE INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN

Los formularios desarrollados por la UT se consideran apropiados; sin embargo, para mayor claridad de algunos requisitos de información, se recomienda efectuar modificaciones de forma, así como algunas adecuaciones relacionadas con el monitoreo de los volúmenes y precios de los combustibles.

MODIFICACIÓN AL GLOSARIO

Finalmente, se considera adecuada la modificación a la definición del término “Caudal Afluyente”, en la forma que ha sido propuesto por la UT.

IX. Con base en las recomendaciones de la Gerencia de Electricidad señaladas en el Considerando anterior, esta Junta de Directores estima procedente aprobar los siguientes anexos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en Costos de Producción:

- 1) El Anexo 04: “PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES”.
- 2) El Anexo 16: “CURVAS DE CONSUMO DE CALOR Y OTROS PARÁMETROS TÉCNICOS”.
- 3) El Anexo 17: “COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO COMBUSTIBLES (CVNC) Y COSTOS DE ARRANQUE Y DETENCIÓN”.

Por otra parte, también deben modificarse:

- 1) El numeral 3.1.4 del Anexo 09: “Cálculo del Precio en el MRS”.
- 2) Los numerales 8.3.1.9 y 8.5.3 del Capítulo 8: “Programación Anual”
- 3) Los numerales 7, 8 y 9 del Anexo 06: “Transacciones del Mercado”
- 4) La definición del término “Caudal Afluyente” contenida en el Glosario.

Por lo tanto, en uso de sus facultades legales, esta Junta de Directores, ACUERDA:

- I. Aprobar el Anexo 04: “PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES”, el Anexo 16: “CURVAS DE CONSUMO DE CALOR Y OTROS PARÁMETROS TÉCNICOS” y el Anexo 17: “COSTOS VARIABLES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO NO COMBUSTIBLES (CVNC) Y COSTOS DE ARRANQUE Y DETENCIÓN” del “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción”, los cuales se anexan al presente acuerdo y forman parte integrante del mismo.
- II. Aprobar la siguientes modificaciones al “Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción”:
 - a) Modificar el numeral 3.1.4 del Anexo 09: “Cálculo del Precio en el MRS”, de la siguiente manera:

3.1.4 El costo variable de la unidad generadora que resulte marginal se incrementará en el Costo de Arranque y Detención (CAyD, US\$/MWh) calculado de acuerdo con la metodología descrita en el Anexo 17.
 - b) Modificar los numerales 8.3.1.9 y 8.5.3 del Capítulo 8: “Programación Anual”, de la siguiente manera:

8.3.1.9 Precios de los combustibles calculados y que serán válidos a partir de la entrada en vigencia de la Programación de la Operación Anual, o su

actualización. Dichos precios se considerarán constantes para todo el horizonte de la Planificación de la Operación Anual.

8.5.3 Para las actualizaciones de la programación anual se considerará la actualización del programa anual de mantenimiento y de la proyección de demanda, a fin de cubrir el horizonte definido en el numeral 8.2.2.

- c) Modificar la definición de “Caudal Afluente” en el Glosario, de la siguiente manera:

Caudal Afluente: Régimen natural de flujo de agua que entra en un sistema de captación de una central hidroeléctrica o en un embalse. A efectos de este Reglamento, se considera que corresponde al influjo natural del embalse, es decir, sin considerar turbinamientos o vertimientos de la central aguas arriba. Se entenderá por influjo natural que entra en el sistema de captación o embalse al obtenido como balance de entradas y salidas al mismo.

- d) Modificar el numeral 7, incorporando en este numeral los “FORMATOS DE INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN”, y los numerales 8 y 9 del Anexo 06: “Transacciones del Mercado”, de acuerdo con el documento que se adjunta al presente acuerdo y que forma parte integrante del mismo.

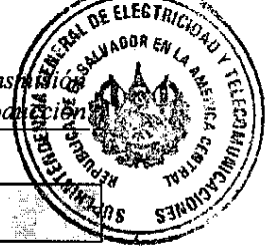
II. Notificar. “L.E.M.M.” “W. Jiménez” “O.A. Avilés” “E. Atanacio C.” “Rubricadas”.



SIGET

Atentamente,

Ingeniero Giovanni Hernández
Gerencia de Electricidad



ANEXO 04 – PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

SIGET

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 la generación de energía eléctrica.

1.1.2 Establecer formatos y 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 autoprodutores. No se incluyen a las unidades geotérmicas 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 los precios de los combustibles de acuerdo a una 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: el precio de compra FOB y 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.
- 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.
 - b) Flete marítimo de acuerdo a estándares Internacionales, relacionados con la referencia de origen del Precio FOB.
 - c) Seguro marítimo de acuerdo a 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.
 - i) Muestreo y análisis: cifra estándar a ser fijada por la SIGET.
 - j) Transporte terrestre: según el contrato vigente. En su defecto el valor informado por la empresa.
 - 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.
-



SIGET

4.3 La UT solicitará inicialmente 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 deberá suministrar anualmente 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 aprobadas por la SIGET y 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 más tardar un mes antes del vencimiento de la estructura de costos vigente.

4.6 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.

4.7 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. Estos precios serán informados a todos los PMs y publicados en la página Web de la UT.

4.8 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.

4.9 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.

4.10 En 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:

4.10.1 El precio FOB resultante debe reflejar el costo promedio del inventario de combustible existente valorizado a precios de la referencia internacional.

4.10.2 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.

4.10.3 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 términos de volumen- en forma semanal.

4.10.4 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 autoprodutores 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 La SIGET aprobará la estructura de costos, con su correspondiente fórmula de actualización, la que se mantendrá vigente por un período de al menos un año.

5.3 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 de 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.



SIGET

6 UNIDADES GEOTÉRMICAS

6.1 Los costos variables de combustible de las unidades geotérmicas serán considerados igual a 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 Dentro de los primeros cinco días hábiles de cada mes, los PMs deben informar a la UT, la variación de inventarios -en términos de volumen- ocurrido en el mes anterior, de los distintos combustibles que utilicen para la generación eléctrica.

No obstante lo anterior, en el caso que el PM Generador proponga una fórmula para la determinación del Precio FOB que esté en función del volumen de compra, la variación de inventarios deberá reportarse semanalmente, debiendo indicar también los volúmenes comprados y los consumidos.

8.2 Para informar estas variaciones de inventarios, los PMs utilizarán el Formulario "Variación de Inventarios de Combustibles" incluido en el Anexo 06 "Transacciones de Mercado".

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 útil mínima de almacenamiento que garantice la operación de la planta en función de su factor de carga calculado de acuerdo a la programación semanal de la operación.

9.1.1 Para plantas cuyo factor de carga de acuerdo a la programación semanal sea mayor que 0.75, deberá de garantizar una disponibilidad de combustible suficiente para su operación a plena carga durante una semana.

9.1.2 Para plantas cuyo factor de carga sea menor que 0.75, de acuerdo a la programación semanal, deberá de garantizar una disponibilidad de combustible equivalente para su operación de acuerdo a la programación semanal más un 25% de la misma.

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. 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 su infraestructura de la central el total de la capacidad antes mencionada, éste debe garantizar el almacenamiento restante propio (tangues o buques) fuera de la planta o bien mediante programas de suministro de combustible (orden de compra) a terceros ubicados en el territorio nacional.

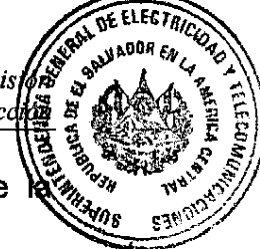
10 PROGRAMACIÓN DE LA OPERACIÓN

10.1 Los PMs Generadores cada día antes de las 11 horas deben reportar a la UT el Precio de Combustible Puesto en Planta declarado (PCpep) en dólares por volumen o peso. 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 a la sección 9 del presente anexo.

10.4 La UT debe considerar en la programación semanal 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.

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

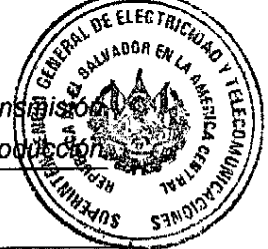
12.1 Son consideradas irregularidades y causales de infracción por parte de los PMs las siguientes:

- 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 16 - CURVAS DE CONSUMO DE CALOR Y OTROS PARÁMETROS TÉCNICOS

SIGET

1. OBJETO

1.1 Establecer los procedimientos para calcular, auditar e informar las curvas de consumo de calor, potencia máxima, consumo de combustible en el arranque y detención y otros parámetros 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 PMs sustentarán las curvas de consumo de calor, potencia máxima, consumo de combustible en el arranque y detención y otros parámetros para su aplicación en la programación de la operación.

2.2 La aplicación del procedimiento para la determinación de las curvas de calor y su correspondiente auditoría se realizará cada 2 (dos) años. La UT remitirá una carta al PM Generador, al menos con 3 meses de antelación, informándole de la necesidad de realizar los ensayos cuando esté por vencerse el plazo anterior. Este estudio se podrá realizar antes de los 2 (dos) años si el PM propietario de la unidad generadora lo solicita a la UT.

2.3 Para aquellas unidades cuyo costo variable combustible sea considerado igual a cero, tales como las unidades Geotérmicas, no se requerirá la realización de los ensayos contemplados en el presente anexo.

2.4 Las unidades que operan con Biomasa como recurso primario serán consideradas con costo variable combustible igual a cero. Alternativamente, y en caso que estos generadores reporten costos variables combustibles diferentes de cero, deberán proponer a SIGET para su aprobación una metodología para la realización de las pruebas para la determinación de las curvas de consumo de calor.

2.5 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.

2.6 Se incluye también en estos procedimientos la verificación de los tiempos de arranque, toma de carga, bajada de carga y detención de todas las unidades y la cuantificación del combustible consumido en esas circunstancias operativas. En lo que respecta a los tiempos operativos de toma y bajada de carga mencionados, el auditor tomará como datos a verificar, los dados por el constructor de cada unidad.

2.7 El PM Generador contratará una firma de Auditoría para la determinación de las curvas de consumo de calor, potencia máxima, consumo de combustible en el arranque y detención y otros parámetros técnicos.

2.8 La realización de la auditoría estará a cargo de un auditor externo y la participación de la UT será como observador para vigilar la correcta aplicación del procedimiento de auditoría.

2.9 Todos los informes del auditor deberán ser aprobados por la UT en su carácter de observador de la aplicación del procedimiento.

2.10 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 (Sistema Internacional de Unidades) y un listado de la documentación y Normas Internacionales que respaldan los procedimientos de ensayos de consumo de calor y la obtención del polinomio que lo representa. 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 DE CALOR Y OTROS PARÁMETROS TÉCNICOS

4.1 La Metodología para la realización de los ensayos para la determinación de la potencia máxima y la curva de consumo de calor de una unidad de generación térmica, responde a recomendaciones de Normas Internacionales.

4.2 Para las curvas de consumo, 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 son llevadas a condiciones de referencia a fin de hacer comparables los resultados entre los diferentes tipos de unidades que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad.

4.3 De los resultados se obtienen los puntos necesarios para trazar el polinomio de consumo de calor que identifica a cada unidad.

4.4 El procedimiento de los ensayos para la determinación de la curva 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



SIGET

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. PROCEDIMIENTO DE AUDITORÍA

5.1 Objeto de la auditoría

5.1.1 Realizar ensayos de consumo de calor para establecer la relación entre la entrada de calor y la salida de potencia eléctrica en base a Normas Internacionales, para determinar:

- a) La potencia máxima alcanzada por una unidad de generación térmica y su relación con el consumo de calor.
- 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).

5.2 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 escrito.

5.3 Estas Auditorías serán llevadas a cabo por Profesionales Independientes con amplia experiencia comprobable en el área de la generación térmica de energía eléctrica, que cumplan con las normas éticas y el perfil técnico establecidos en este Anexo.

5.4 Perfil técnico del auditor

5.4.1 Dada la complejidad de este tipo de proceso el Auditor debe ser Profesional de la Ingeniería con amplia experiencia comprobable en el área de la generación de Centrales Térmicas de Energía Eléctrica.

5.4.2 Adicionalmente, las auditorías serán llevadas a cabo por profesionales que cumplan con las normas éticas básicas de auditoría, tales como Independencia, idoneidad y confidencialidad.

5.4.3 Los conocimientos requeridos se orientan principalmente a los siguientes aspectos:

- a) Experiencia en el área de generación térmica mayor a 10 años.
- 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 turbogas, 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, turbogas, ciclos combinados y motores de combustión interna.

5.5 Calificación del auditor

5.5.1 La UT calificará a los Auditores teniendo en cuenta su experiencia en el tema, certificada por trabajos anteriores y debidamente acreditada por la empresa que lo contrató, los informes presentados anteriormente sobre ensayos realizados, equipamiento disponible por el auditor y trabajos vinculados con el tema.

5.5.2 A cada uno de estos ítems, una vez verificados por la UT, le será asignado 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

5.5.3 Serán integrados a la lista de auditores habilitados aquellos que reúnan un porcentaje mínimo de 60 %.

5.5.4 Valoración de cada Ítem

5.5.4.1 La experiencia 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



SIGET

porcentaje máximo de 40% en la valoración total. Para la ponderación se tendrá en cuenta:

- a) Hasta 10 años de experiencia: 20%
- b) Hasta 15 años de experiencia: 30%
- c) Más de 15 años de experiencia: 40%

5.5.4.2 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 10% más si en alguno de esos ensayos se ha ejercido la dirección y/o conducción de los mismos.

- 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 ensayo de Aceptación:
 - Más de 5 ensayos: se incrementa en 5%
 - Más de 10 ensayos: se incrementa en 10%

5.5.4.3 Se ponderará la cantidad y calidad del equipamiento para medición de energía eléctrica y combustibles:

- a) Cantidad de equipos medidores de energía y/o potencia eléctrica y/o transductores de parámetros eléctricos de clase 0.2 ó mejor:
 - Mínimo de 2 medidores: 5%
 - Más de 2 medidores: 7%
 - Más de 4 medidores: 10%
- b) Equipo de medición de volumen de tanques de combustible: cinta y pílón y termocupla o termoresistencia: 5%
- c) Equipo de medición de parámetros ambientales: 5%

5.6 Contratación del auditor

5.6.1 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.

5.6.2 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.

5.6.3 El PM generador dispondrá de un plazo de 20 días hábiles para la elección y contratación del Auditor, tomando como referencia la fecha en que la UT le solicite la realización del ensayo de consumo de calor y/o el de consumo de arranque - detención

5.6.4 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 dicha situación será notificada a SIGET.

5.6.5 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.

5.7 Requerimiento de equipamiento e instrumental necesario

5.7.1 Para la realización de las pruebas de potencia máxima, consumo de calor y ensayo de arranque-detención, el Auditor deberá disponer para el ensayo con un equipamiento propio, el que deberá ser compatible con los descritos en el numeral 6 "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

5.8 Información técnica a entregar al auditor

5.8.1 Una vez seleccionado el Auditor por parte del PM generador, éste deberá proveerle la información técnica correspondiente a cada unidad a ensayar dentro de un plazo no mayor a los 10 días hábiles contados a partir de su contratación.

5.8.2 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.

5.9 Ensayos e informe del Auditor

5.9.1 Las pruebas de potencia y consumo de calor deberán ajustarse estrictamente a lo establecido en el Apéndice 1 "Norma de Procedimiento para la determinación de la Potencia Máxima y del Consumo Específico de Calor".

5.9.2 Informes de Auditoría

5.9.2.1 Una vez finalizados los ensayos de consumo de calor y potencia máxima, el Auditor, junto con toda la información, la obtenida durante el ensayo y la proporcionada por el generador, elaborará un Informe técnico.

5.9.2.2 El informe deberá incluir el cálculo de la función matemática del polinomio de consumo de calor y su representación gráfica.

5.9.2.3 En el resumen de cálculo del informe deberán consignarse todos los datos operativos obtenidos y de cálculo del consumo de calor en al menos cinco puntos de carga de las unidades ensayadas.

5.9.2.4 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.

5.9.2.5 El Informe técnico seguirá el procedimiento de revisión establecido en el numeral 5.9.5 del presente Anexo.



5.9.2.6 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 de calor
 - 4.2 Cuadros resumen de cálculo de los puntos de ensayo
5. Polinomio de consumo de calor
 - 5.1 Cálculo por el método de mínimos cuadrados de los coeficientes del polinomio
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
 - 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
 - 6.6 Protocolo de parámetros ambientales
 - 6.7 Protocolo de ensayos de pérdidas del transformador principal
 - 6.8 Gráficos de Consumo de calor - Energía de salida (Gcal/MWh), o su equivalente en otras unidades como galones de combustible de entrada -

- 6.8 Energía de salida (galones/MWh), y hoja de cálculo de los polinomios de consumo de calor.
- 6.9 Planos de ubicación y conexiónado unifilar, si correspondiera
- 6.10 Información adicional, de acuerdo a requerimientos puntuales del Auditor.

5.9.3 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.

5.9.4 Construcción de la curva de Consumo de Calor

5.9.4.1 En el Apéndice 3 se detalla el contenido de la curva de Consumo de Calor, del significado de sus coeficientes y de la construcción gráfica y matemática de la misma.

5.9.4.2 Como Anexo al Informe Técnico, se deberá presentar un gráfico en coordenadas cartesianas de la curva de Consumo de Calor horario-Carga.

5.9.5 Procedimiento de revisión del Informe

5.9.5.1 Para la elaboración del Informe Preliminar, el Auditor dispondrá de 20 días hábiles a partir de la obtención de toda la información requerida, incluido el resultado del análisis de combustible.

5.9.5.2 El original del Informe Preliminar, junto con dos copias y el soporte magnético (incluyendo los cálculos, fórmulas, macros o programas para su validación) será entregado a la UT y una copia será entregada al PM generador contratante.

5.9.5.3 El PM generador, dispondrá de 10 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.

5.9.5.4 Cumplido el plazo de revisión por parte del PM generador, éste dará su conformidad o expresará sus observaciones.

5.9.5.5 Si el PM generador no comunicara observación alguna en el plazo establecido, se dará por aceptado el Informe Preliminar por parte del PM Generador.

5.9.5.6 La UT dispondrá de 5 días hábiles para analizar el Informe Preliminar y las observaciones del PM generador, si las hubiere y podrá requerir aclaraciones o información complementaria al Auditor para su aprobación definitiva.

5.9.5.7 El Auditor dispondrá de 10 días hábiles para remitir el Informe Final que deberá contemplar las adecuaciones pertinentes con la debida justificación de la aceptación o rechazo de las observaciones emitidas por el PM Generador y/o la UT.

5.9.5.8 En caso de no existir observaciones al Informe Preliminar por parte del PM Generador y/o la UT, éste se considerará como el Informe Final.



5.9.5.9 Cumplido el plazo de remisión del Informe Final por parte del Auditor, los resultados se considerarán válidos por parte de la UT. Una copia de dicho informe será remitido a SIGET.

5.9.5.10 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.

5.9.5.11 Los valores de potencia máxima, consumo de calor y consumo específico de calor presentados en el Informe Final serán válidos cuando la UT apruebe el Informe Final y entrarán en vigencia a partir de la siguiente actualización mensual de la programación de la operación anual.

5.9.6 Modelo de Acta de certificación de ensayos de curvas de consumo de calor

5.9.6.1 En el apéndice 2 se presenta el modelo de Acta que será elaborada por el Auditor, firmada por el representante del PM Generador y por el representante de la UT, en el caso de estar presente como observador en la auditoría.

5.9.6.2 El Acta original será parte del Informe Final de la Auditoría a ser remitido a la UT.

5.9.7 Información complementaria a consignar en el Acta

5.9.7.1 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 2:

- a) Rampa de arranque y toma de carga
- b) Rampa de descenso de carga
- c) Mínimo técnico
- d) Tiempo mínimo de operación con carga
- e) Tiempo mínimo entre dos arranques consecutivos

6. APÉNDICES Y NORMAS DE REFERENCIA

6.1 Los Apéndices que respaldan este Anexo son los siguientes:

- Apéndice 1. Norma de procedimiento para la determinación de la potencia máxima y del consumo de calor
- Apéndice 2. Actas y modelos de informe de auditoría
- Apéndice 3. Polinomio de consumo de calor
- Apéndice 4. Procedimiento para determinar el consumo de arranque y detención

6.2 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 bancos de motores alternativos
- 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 DE LA POTENCIA MÁXIMA Y DEL CONSUMO DE CALOR

1. OBJETO

1.1 Este procedimiento establece las bases para la realización del ensayo de desempeño en unidades de generación de origen térmico, con el objeto de establecer la potencia máxima alcanzada en condiciones de operación en carga nominal, el consumo de calor correspondiente a esa potencia y a otras potencias, incluido el mínimo técnico.

1.2 Los valores obtenidos serán llevados a las condiciones de referencia establecidas por las Normas ISO 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), Turbogas (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 y secundaria de frecuencia y dos o más pruebas a potencias intermedias.

2.3.2 En el caso de las unidades Turbogas y motogeneradores de combustión interna, el mínimo técnico corresponde a la operación en vacío, es decir a carga cero con el generador desacoplado de la red.

2.3.3 En el caso de unidades Turbovapor y ciclos combinados, el mínimo técnico estará dado por el constructor de la máquina.

3. TERMINOLOGÍA, UNIDADES Y NORMAS

3.1 Se adoptará como terminología complementaria, las denominaciones que a continuación se enuncian:

- Condición de base: Es la fijada por el constructor del equipo en lo referente a: condiciones ambientales, presión barométrica, temperatura ambiente, humedad relativa, temperatura del agua de enfriamiento, velocidad del viento. Además el constructor puede fijar condiciones operativas de base: grado de limpieza de filtros, factor de potencia de la red, frecuencia, calidad del combustible, entre otras.

- 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 calor y Consumo específico de calor corregidos: Es el consumo de calor y el consumo específico de calor obtenidos a las condiciones operativas del ensayo, que se llevan a las condiciones de base establecidas por el constructor. Se expresan en kJ/kWh , kcal/kWh o Gcal/MWh , o su equivalente en galones/MWh.
- 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 o Gcal/MWh .
- Consumo específico de combustible: Es la cantidad de combustible de entrada, por cada unidad de energía eléctrica de salida. Se expresa en tn/MWh , m^3/MWh o gal/MWh .
- Factores de corrección: Son los coeficientes de ajuste de la potencia y del consumo específico de calor en función de parámetros operativos y 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.
- 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 máxima de base alcanzada en las condiciones operativas del ensayo, llevada a las condiciones de base fijadas por el constructor. Se expresa en kW o MW .



SIGET

- **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 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, turbogruppo:** 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 En lo que respecta a las unidades eléctricas, mecánicas y térmicas se adopta el Sistema Internacional (SI). Un listado de las unidades y 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}

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

Denominación	Unidad	Símbolo
Pérdida en el hierro	kW	P_{FE}
Pérdida en el cobre	kW	P_{CU}
Pérdida en el cable de salida	kW	P_{CABLE}
Resistencia	Ω	R
Tiempo	h, min, s	T_i
Número de vueltas por minuto	v^{-1}	rpm
Presión absoluta	bara	p_{ABS}
Presión relativa	barr	p_{REL}
Temperatura	$^{\circ}C$	t
Temperatura absoluta	$^{\circ}K$	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	Q_{ENTR}
Consumo específico de calor	Kcal/kWh, kJ/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	$^{\circ}C$	t_{amb}
Humedad relativa	%	Hu
Factor de corrección	adimensional	F_{CORR}
Exceso de aire	%	ϵ_{AIRE}



SIGET

Denominación	Unidad	Símbolo
Coeficiente de exceso de aire	adimensional	λ
Incertidumbre de la medición	%	\mathfrak{S}, 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: Turbogas
- TV: Turbovapor

4. NORMAS Y DOCUMENTACIÓN DE REFERENCIA

4.1. A efectos de unificar los procedimientos de certificación de la potencia máxima y 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 6.2 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 6.2 del presente anexo.

5. METODOLOGÍA Y CRITERIOS DE APLICACIÓN

5.1 Condiciones del ensayo

5.1.1 Las condiciones necesarias para proceder a la iniciación de los ensayos, destinados a la determinación de la potencia máxima y de la curva de 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 Turbogas

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 El ensayo se realizará sin aporte a la RPF y a la RSF, para determinar la potencia máxima y con aporte a la RPF y RSF para obtener los valores de consumo de calor y consumo específico de calor correspondientes a estos puntos de la curva.

5.2.3 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.

5.2.4 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 El ensayo se realizará sin aporte a la RPF y a la RSF, para determinar la potencia máxima y con aporte a la RPF y RSF para obtener los valores de consumo de calor y consumo específico de calor correspondientes a este punto de la curva.

5.3.3 Las válvulas de purgas y drenajes de la caldera y de los componentes principales del ciclo térmico, permanecerán cerradas durante el ensayo.

5.3.4 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).

5.3.5 En el caso de calderas que operen con diferentes tipos de combustibles, los ensayos deberán repetirse con cada uno de ellos.

5.3.6 La regulación del conjunto caldera-turbina deberá permanecer en automático durante el ensayo, permitiéndose solamente ajustar la potencia manualmente a fin



SIGET

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.

5.3.7 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 Ciclos Combinados

5.4.1 Se incluyen todas las consideraciones hechas para las unidades Turbogas y Turbovapor.

5.4.2 Debe buscarse que la planta opere lo más cercana posible a las condiciones de garantía o de base cuando se trate de ajustar los parámetros operativos controlables (por ej. presiones, temperaturas, flujos, parámetros eléctricos). En lo que respecta a los parámetros no controlables (ej. condiciones ambientales, calidad de combustibles) el generador dispondrá de los factores de corrección aplicables en cada caso.

5.4.3 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.

5.4.4 Los niveles de los domos de AP, MP y BP se mantendrán, durante los ensayos, lo más cercano posible a sus valores nominales.

5.5 Motogeneradores de Combustión Interna

5.5.1 Condiciones Generales

5.5.1.1 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.

5.5.1.2 Las condiciones operativas durante el ensayo, internas y externas, deberán situarse, en lo posible, dentro del entorno de lo recomendado por el constructor.

5.5.1.3 Si la unidad a ensayar se encuentra ubicada a más de 2000 m.s.n.m., deberá requerirse al constructor de la máquina la correspondiente curva de corrección por altura.

5.5.1.4 Si la unidad a ensayar, en el momento de la prueba, debe operar a una temperatura ambiente superior a 40 °C, deberá requerirse al constructor de la máquina la correspondiente curva de corrección por temperatura.

5.5.2 Condiciones Particulares

5.5.2.1 Los ensayos de consumo de calor, para estos grupos difieren en algunos aspectos, de los que se practican en unidades TG, TV o CC y a continuación se describe el procedimiento a seguir para cada central a ensayar, de acuerdo al número de unidades de la misma.

5.5.3 Centrales de hasta 10 unidades de características similares

5.5.3.1 Se seleccionarán dos (2) motogeneradores al azar y se ensayarán primeramente sólo estos dos.

5.5.3.2 En el caso que la diferencia en los valores medidos y calculados de potencia máxima y de consumo específico de calor entre los dos motogeneradores seleccionados resultare inferior o igual al 3% del promedio de valores obtenidos, se darán por concluidos los ensayos.

5.5.3.3 Los valores medios de potencia y consumo específico de calor así determinados serán válidos para la totalidad de motogeneradores del emplazamiento correspondiente.

5.5.3.4 En el caso de que la diferencia de los valores obtenidos en los ensayos, de alguno o de los dos parámetros de referencia (potencia máxima y/o consumo específico de calor) a determinar en cada uno de los dos motogeneradores, sea superior al 3% del promedio de las unidades ensayadas, se procederá a elegir al azar un tercer motogenerador y se procederá a su ensayo.

5.5.3.5 En el caso que la diferencia de potencia máxima medida y/o de consumo específico de calor entre los tres motogeneradores ensayados resultare inferior o igual al 3% del promedio, se darán por concluidos los ensayos.

5.5.3.6 De obtenerse una diferencia superior al 3% entre los valores de potencia máxima 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.

5.5.3.7 En todos los casos, tanto la potencia como el consumo específico de calor no serán corregidas, salvo especificación del fabricante de las unidades.

5.5.3.8 Se calculará la Incertidumbre en las mediciones de acuerdo con la Norma ASME PTC 6-R y se aplicará tanto a la potencia como a los consumos de calor y específico de calor.

5.5.4 Centrales de más de 10 unidades y hasta 20 unidades de características similares

5.5.4.1 Se seleccionarán cuatro (4) motogeneradores al azar y se ensayarán primeramente sólo estos cuatro.

5.5.4.2 Si la diferencia en los valores medidos y calculados de potencia máxima y de consumo específico de calor entre los cuatro motogeneradores seleccionados resultare inferior o igual al 3% del promedio de valores obtenidos, se darán por concluidos los ensayos. Los valores medios de potencia y consumo específico de calor así determinados serán válidos para la totalidad de motogeneradores del emplazamiento correspondiente.

5.5.4.3 Si la diferencia de los valores obtenidos en los ensayos, de alguno o de los dos parámetros de referencia (potencia máxima y/o consumo específico de calor) a determinar en cada uno de los cuatro motogeneradores, sea superior al 3%, se procederá a elegir al azar dos motogeneradores más y se procederá a su ensayo.



SIGET

5.5.4.4 Si la diferencia de potencia máxima medida y/o de consumo específico de calor entre los seis motogeneradores ensayados resultare inferior o igual al 3% del promedio, se darán por concluidos los ensayos.

5.5.4.5 De obtenerse una diferencia superior al 3% entre los valores de potencia máxima y consumo específico de calor, se procederá a ensayar cuatro unidades más y se promediarán los valores así obtenidos entre los diez motogeneradores seleccionados.

5.5.4.6 Si la diferencia supera el 5% se ensayarán 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.

5.5.5 Centrales de más de 20 unidades de características similares

5.5.5.1 Se seleccionarán cinco (5) motogeneradores al azar y se ensayarán primeramente sólo estos cinco.

5.5.5.2 Si la diferencia en los valores medidos y calculados de potencia máxima y de consumo específico de calor entre los cinco motogeneradores resultare inferior o igual al 3% del promedio de valores obtenidos, se darán por concluidos los ensayos. Los valores medios de potencia y consumo específico de calor así determinados serán válidos para la totalidad de los motogeneradores del emplazamiento correspondiente.

5.5.5.3 Si la diferencia de los valores obtenidos en los ensayos, de alguno o de los dos parámetros de referencia (potencia máxima y/o consumo específico de calor) a determinar en cada uno de los cinco motogeneradores, sea superior al 3%, se procederá a elegir al azar dos motogeneradores más y se procederá a su ensayo.

5.5.5.4 En el caso que la diferencia de potencia máxima medida y/o de consumo específico de calor entre los siete motogeneradores ensayados resulte inferior o igual al 3% del promedio, se darán por concluidos los ensayos.

5.5.5.5 De obtenerse una diferencia superior al 3% entre los valores de potencia máxima y consumo específico de calor, se procederá a ensayar cuatro unidades más y se promediarán los valores de los once motogeneradores así obtenidos.

5.5.5.6 Si la diferencia supera el 5% se ensayarán 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.

5.5.5.7 En todos los casos, tanto la potencia como el consumo específico de calor no serán corregidas, salvo especificación del fabricante de las unidades.

5.5.5.8 Se calculará la Incertidumbre en las mediciones de acuerdo con la norma ASME PTC 6-R y se aplicará tanto a la potencia como a los consumos de calor y específico de calor.

5.5.6 Centrales con unidades de potencia y características diferentes

5.5.6.1 Se ensayarán la totalidad de las unidades.

5.5.6.2 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.

5.5.6.3 En todos los casos, tanto la potencia como el consumo específico de calor no serán corregidas, salvo especificación del fabricante de las unidades.

5.5.6.4 Se calculará la Incertidumbre en las mediciones de acuerdo con la norma ASME PTC 6-R y se aplicará tanto a la potencia como a los consumos de calor y específico de calor.

5.5.7 La comprobación de los valores medidos a que hace referencia los numerales anteriores debe de realizarse para cada uno de los puntos de la curva que serán ensayados, así como para el valor de potencia máxima.

6. MEDICIONES E INSTRUMENTAL REQUERIDO

6.1 Las mediciones principales requeridas para la verificación de los valores de potencia máxima, 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

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 Las mediciones de temperaturas serán realizadas con las termocuplas o termorresistencias 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.

6.4 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.

6.5 Energía eléctrica y/o Potencia eléctrica

6.5.1 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.

6.5.2 Los transformadores de tensión y de corriente deberán ser precisión clase 0.5 o mejor.



SIGET

6.5.3 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.

6.5.4 En todos los ensayos la medición de energía y/o potencia eléctrica se refiere a las mediciones después del transformador de potencia (neta).

6.6 Flujo de gas natural

6.6.1 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.

6.6.2 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.

6.6.3 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.

6.6.4 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.

6.6.5 Análisis del gas natural

6.6.5.1 Extracción de muestras en el lugar

6.6.5.1.1 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.

6.6.5.2 Como alternativa puede 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.

6.7 Flujo de combustible líquido

6.7.1 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.

6.7.2 Fuel-Oil

6.7.2.1 La medición del flujo de Fuel Oil podrá realizarse por tanque calibrado o por caudalímetro volumétrico o másico.

6.7.2.1.1 Medición por tanque calibrado

6.7.2.1.1.1 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.

6.7.2.1.1.2 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.

6.7.2.1.1.3 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.

6.7.2.1.2 Medición por caudalímetro

6.7.2.1.2.1 Para la medición de flujo de Fuel Oil con caudalímetro integrador podrá realizarse con equipo volumétrico, del tipo a turbina, de ruedas dentadas ovoides o similares o bien con equipo de medición másico, del tipo "Coriolis", ultrasónico o similar. La precisión deberá ser clase 0.5 ó mejor.

6.7.2.1.2.2 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.

6.7.2.1.2.3 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

6.7.3 Gas-Oil

6.7.3.1 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.

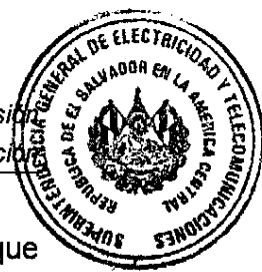
6.7.3.2 El contraste y calibración de los equipos de medición fijos deberá ser responsabilidad del PM generador y aprobada por el auditor. Si el equipo de medición portátil es suministrado por el Auditor, la calibración es responsabilidad de éste.

6.7.3.3 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.

6.7.4 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 como respaldo.

6.8 Masa de Carbón Mineral

6.8.1 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.



SIGET

6.8.2 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.

6.8.3 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.

6.8.4 Análisis del carbón Mineral

6.8.4.1 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.

6.8.4.2 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	:	%

6.9 El tiempo en cada ensayo se medirá con cronómetro, analógico o digital, con precisión de al menos 1/10 segundos.

6.10 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 Esta relación puede graficarse y obtenerse el polinomio que represente el Modelo Matemático de la unidad en todo el rango de potencia.

7.2 Elección de las cargas

7.2.1 El ensayo de Potencia Máxima y de Consumo de Calor comprende al menos cinco estados de carga:

- a) Potencia máxima en condiciones de base.
- 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.

7.2.2 Las pruebas pueden comenzarse siguiendo una rampa ascendente de carga o a la inversa.

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%



SIGET

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 están de acuerdo con la Norma específica para cada tipo de unidad, que recomienda 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. En general el tiempo de estabilización se logra cuando las temperaturas permanecen constantes durante tres lecturas consecutivas a intervalos de 5 minutos.

(**) La duración de los ensayos está establecida en la Norma correspondiente a cada tipo de máquina (TV, TG, CC y MCI), pero, a criterio del Auditor, dicho tiempo puede alargarse, salvo en caso de las TG, en beneficio de lograr una menor incertidumbre en la medición volumétrica del combustible.

8. CORRECCIONES A LA POTENCIA Y AL CONSUMO ESPECÍFICO DE CALOR

8.1 La máxima potencia bruta determinada en la prueba correspondiente, puede ser corregida a fin de homologarla con los valores de referencia para los cuales fue calculada la potencia original de garantía. 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, pueden usarse otras de unidades similares (misma marca, potencia y tipo de máquina).

8.2 A continuación se da un listado referencial de las curvas de corrección requeridas quedando a criterio del auditor el uso de éstas, así como de mayor cantidad de curvas de corrección.

8.2.1 Correcciones a la potencia de una unidad TV:

- a) Corrección por temperatura de agua de circulación. En algunas unidades se corrige por presión en el condensador. Ambas correcciones son válidas.
- b) Corrección por presión y temperatura de vapor sobrecalentado.
- c) Corrección por factor de potencia.

8.2.2 Correcciones al consumo específico de calor de una unidad TV:

- a) Corrección por temperatura de aire de entrada al Ventilador de Tiro Forzado (VTF) de la caldera.
- b) Corrección por temperatura de agua de circulación o por presión en el condensador.
- c) Corrección por factor de potencia.
- d) Corrección por presión y temperatura de vapor sobrecalentado.

8.2.3 Correcciones a la potencia de una unidad TG:

- a) Corrección por presión barométrica o por altura s.n.m.
- b) Corrección por temperatura de aire de aspiración
- c) Corrección por depresión en la aspiración
- d) Corrección por factor de potencia
- e) Corrección por humedad relativa

8.2.4 Correcciones al consumo específico de calor de una unidad TG:

- a) Corrección por temperatura de aire de aspiración
- b) Corrección por humedad relativa
- c) Corrección por factor de potencia

8.2.5 Para correcciones a la potencia y al consumo de calor de un Ciclo Combinado se toman las mismas correcciones que para las unidades TV y TG, aplicadas a la unidad correspondiente.

8.2.6 Correcciones a la potencia y al consumo de calor de un motogenerador de combustión interna:

8.2.6.1 Los motores de combustión interna, ya sea ciclo Otto o Diesel, no corrigen la potencia ni la eficiencia, salvo que la altura s.n.m. supere los 2000 m y que la temperatura ambiente supere los 40 °C. No obstante lo expresado, si el constructor del equipo suministrara curvas de corrección por presión barométrica y temperatura ambiente, las mismas serán aplicadas.

8.2.6.2 En general los constructores de motores de combustión interna y las Normas Internacionales, solo proporcionan curvas de corrección de la potencia y de la eficiencia para pruebas de motores en banco en fábrica.



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: $\mathfrak{S} < 0.3 \%$

9.2.3.4 Incertidumbre en la determinación de la densidad relativa de los productos de petróleo: $\mathfrak{S} < 0.2 \%$

9.2.3.5 Incertidumbre en la determinación de la temperatura del combustible (líquidos): $\mathfrak{S} = 1,7 \text{ }^\circ\text{C}$, 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 $\leq 1.5\%$.

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 International de Pesos y Medidas (BIPM).

10. ASPECTOS GENERALES Y CONDUCCIÓN DEL ENSAYO

10.1 Aspectos generales y logística

10.1.1 El ensayo de verificación de potencia máxima y de consumo de calor a diferentes cargas, debe ser realizado lo más cerca posible de las condiciones operativas nominales a fin de minimizar las correcciones.

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 El PM Generador solicitará a la UT que la unidad a ensayar no sea tomada en cuenta en la programación semanal y diaria durante el periodo estimado de duración de los ensayos. Esta solicitud deberá ser remitida con una antelación de al menos 10 días hábiles, presentando un cronograma tentativo de cargas de cada una de las pruebas y su duración, incluyendo el tiempo de estabilización estimado para cada carga.

10.1.4 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, CC y MCI

10.1.5 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



SIGET

disponibilidad de las unidades a ensayar, no debiendo superarse el plazo indicado por la UT en la carta a la que se hace referencia 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.

10.1.6 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 y protocolo de ensayo de pérdidas, 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 (TI y TV) 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 y procesar la información.
- k) Elaborar el informe preliminar correspondiente con los resultados y conclusiones. El informe se entregará, tanto a la UT como al PM Generador, en original y una copia, además del soporte magnético.
- l) Recibir las observaciones realizadas por el PM Generador y la UT, las cuales deberá de analizar y considerar para la elaboración de su informe final.
- m) Elaborar el informe final, el cual será entregado tanto a la UT como al PM Generador. La entrega debe de realizarse en original impreso, y también incluirá todo el soporte magnético (cálculos, fórmulas, macros o programas para su validación), así como una copia íntegra del informe en formato electrónico.

10.2.2 Responsabilidad del PM Generador

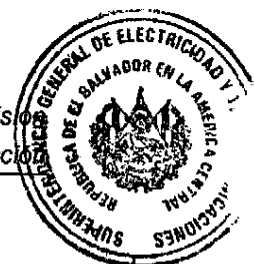
10.2.2.1 El PM Generador será responsable de lo siguiente:

- 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 PMs 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 PMs Generadores oportunamente de la necesidad de realizar los ensayos.



SIGET

- 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) Cálculo del polinomio de consumo de calor.
- h) Anexos: Curvas de corrección, certificados de contraste de instrumentos, protocolos de análisis de combustible, protocolos de mediciones, protocolo de ensayos de pérdidas en los transformadores de potencia, esquemas de mediciones principales, y toda información adicional que se considere de utilidad para una mejor interpretación del informe.

11.3 Además deberán consignarse por separado los valores a declarar a la UT:

- a) Potencia máxima bruta corregida
- b) Consumo específico bruto de calor mínimo corregido
- c) Potencia máxima neta corregida
- d) Consumo específico neto de calor mínimo corregido
- e) Mínimo técnico
- f) Potencia Máxima entregada, descontado los aportes a las RPF y RSF
- g) Consumo de combustible en arranque y detención
- h) Rampa de carga
- i) Rampa de descarga

- j) Tiempo de arranque y detención y el correspondiente consumo de combustible
- k) Tiempo mínimo de operación
- l) Tiempo mínimo entre dos arranques consecutivos

11.4 Los valores de potencia máxima bruta y neta corregidos y consumo específico de calor bruto y neto corregidos, pueden afectarse por la incertidumbre calculada.

11.5 Aquellos parámetros técnicos que no surjan de las pruebas realizadas deberán ser justificados en los manuales o boletines técnicos del constructor de la unidad o unidades similares.

11.6 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

SIGEE

1. MODELO DE ACTA ENSAYO DE CONSUMO DE CALOR

ACTA
Fecha:.....

Empresa.....
Central.....

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 NominalMW
 Unidad N°.....Potencia NominalMW

Se han certificado los siguientes valores de potencias y consumos específicos

CÓDIGO UNIDAD Y TIPO	POTENCIA MW	C _{ESP.} gal/kWh	C _{ESP.} Kcal/kWh	COMBUSTIBLE
XX				OPERA CON (Tipo de Combustible)

Polinomios de consumo de calor:
 Unidad 1: $E = a + b \cdot P + c \cdot P^2$
 Unidad 2: $E = a' + b' \cdot P + c' \cdot P^2$
 Unidad n: $E = \dots$

Firma del Auditor

Firma del Representante del PM

<p>Firma del Representante de la UT (de asistir)</p> <p>Observaciones</p>

- 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.



2. MODELO DE FORMATOS A ENTREGAR AL AUDITOR POR EL PM GENERADOR

SIGET

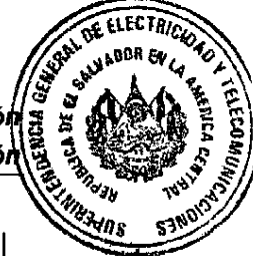
2.1 MODELO DE FORMATO PARA GRUPOS CALDERA-TV

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	°C		

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

ENTRADA			
FLUJO DE AGUA DE CIRCULACIÓN	m3/h		
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	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			

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



SIGET

TANQUE DIARIO, DIMENSIONES: ALTURA, DIAM. CAPACIDAD	m, m3		
TANQUE DIARIO, FECHA DE CALIBRACIÓN			

2.2 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			

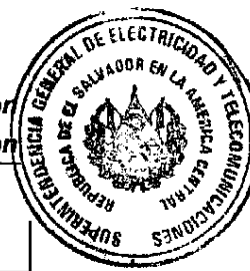
**Anexos del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión
y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción**

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			
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			

2.3 MODELO DE FORMATO PARA CICLOS COMBINADOS

DATOS TÉCNICOS DE CICLOS COMBINADOS			
CENTRAL:	GRUPO:	Fecha:	
CALDERA DE RECUPERACIÓN (HRSG)			
DENOMINACIÓN	UNIDAD	VALOR	OBSRV.
MARCA, MODELO			
AÑO DE INSTALACIÓN			
PRODUCCIÓN MÁXIMA CONTINUA	tn/h		
PRESIÓN DE VAPOR HP	bar		

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



SIGET

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			
POTENCIA NOMINAL	MW		
FLUJO DE VAPOR HP	t/h		
PRESIÓN DE VAPOR HP	bar		
TEMPERATURA DE VAPOR HP	°C		
PRESIÓN DE VAPOR IP	bar		
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			
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		

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

Nº DE ETAPAS DE TURBINA	Nº		
Nº DE ETAPAS DEL COMPRESOR	Nº		
ALTERNADOR, TRANSFORMADOR Y AUXILIARES			
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		
TRANSFORMADORES DE TENSIÓN TP, CLASE, REL.			
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TC, CLASE, REL.			
TRANSFORMADORES DE TENSIÓN TG, CLASE, REL.			

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



SIGET

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TG, CLASE, REL.			
BORNERA DE CONTRASTE, TIPO, ESQUEMA DE CONEXIÓN	Adjuntar esquema		
TRANSFORMADOR DE AUXILIARES, CAPACIDAD	kVA		
TRANSFORMADOR DE AUXILIARES, RELACIÓN TRANF	kV/kV		

2.4 MODELO DE FORMATO PARA MOTOGENERADORES DE C.I.

DATOS TÉCNICOS DE GRUPOS DE COMBUSTIÓN INTERNA			
CENTRAL:	GRUPO:	Fecha:	
MOTOR DE C.I.			
DENOMINACIÓN	UNIDA D	VALO R	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	%		

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

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			
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			



SIGUE

APÉNDICE 3. CÁLCULO DEL POLINOMIO DE CONSUMO DE CALOR

1. OBJETO

1.1 Este Apéndice trata de la determinación de la función matemática del consumo de calor de una máquina térmica y su aplicación en la evaluación del desempeño y eficiencia en el proceso de transformación y transferencia de energía.

2 LA FUNCIÓN DE CONSUMO DE CALOR O DE “ENTRADA-SALIDA”

2.1 El Modelo Matemático que representa el proceso de transformación y transferencia de calor en toda máquina térmica es la curva de consumo de calor o curva de “Entrada-Salida”, expresada por un algoritmo matemático que vincula la energía o calor de entrada con la potencia de salida.

2.2 La función que vincula el calor de entrada con la potencia entregada es del tipo:

$$E = a + b \times P + c \times P^2 + \dots + n \times P^n$$

Donde:

E: Entrada de calor [Gcal/h o Gal/h]

P: Potencia de salida [MW]

2.3 Los coeficientes a, b, c, ..., n significan físicamente las pérdidas, y en su respectivo orden representan:

- Pérdidas en vacío
- Pérdidas lineales
- Pérdidas cuadráticas
- En general, pérdidas de orden n.

2.4 Las pérdidas de tercer orden, es decir: exponente 3 y superiores, se desprecian por no tener incidencia apreciable en el cálculo del calor de entrada.

2.5 Tanto el valor numérico como el signo de cada coeficiente son de suma importancia para la interpretación del proceso y del comportamiento del equipo analizado. El signo de todos los coeficientes debe ser siempre positivo, ya que se trata físicamente de pérdidas.

2.6 Descripción de los coeficientes

2.6.1 El valor numérico de cada coeficiente debe guardar relación con su significado:

- El coeficiente “a” representa las pérdidas en vacío de un equipo y el mismo es un porcentaje, generalmente conocido, del valor de la entrada máxima o nominal

- El coeficiente “b” es el indicativo de las pérdidas lineales, que son directamente proporcionales a la potencia de salida. Es el consumo incremental de calor que determina cuantas unidades de calor de entrada se necesitan para incrementar en una unidad la potencia de salida
- El coeficiente “c” representa las pérdidas cuadráticas, aquellas que aumentan con el cuadrado de la potencia de salida (pérdidas de calor por fricción del vapor o del gas en el empaquetado de la turbina, efecto Joule, velocidad restante en la brida de escape, etc.)

2.7 Obtención de los coeficientes

2.7.1 Se adopta para la obtención de los coeficientes del polinomio de consumo de calor, el “Método de Mínimos Cuadrados”.

2.7.2 Con los valores numéricos de los coeficientes se construye el polinomio de consumo de calor:

$$E = a + b \times P + c \times P^2$$

Donde:

E: la entrada de calor en Gcl/h o Galones/h y

P: la potencia de salida en MW.

2.7.3 La curva de consumo 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 puede coincidir con el mínimo técnico, en el caso de unidades TV o CC, o bien con la carga en vacío, en el caso de las unidades TG y MCI.

3 TRAZADO DE LA CURVA DE CONSUMO DE CALOR

3.1 La curva de consumo de calor, en su expresión gráfica, se traza en un diagrama cartesiano de coordenadas X-Y que representa la Salida de potencia expresada en MW (eje X) y la Entrada de calor en Gcal/h o GJ/h o su equivalente en Gal/h.

3.2 Esta función se obtiene a partir de cinco o más pares de puntos (X-Y), los que han sido medidos y procesados a partir de un ensayo de consumo de calor:

TABLA I: PARES DE PUNTOS DE ENSAYO

PUNTO N°	POTENCIA MW	CALOR Gcal/h o Galones/h
1		
2		
3		
4		
5		

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



Nota: estos pares de puntos se ubican en las coordenadas cartesianas y por ellos se hace pasar una curva que los abarque a todos.

3.3 La función matemática que representa el Consumo de calor en función de la Potencia se procesa, utilizando el método de Mínimos Cuadrados con los mismos pares de puntos y como producto de salida se obtienen los coeficientes "a", "b" y "c" del polinomio.

SIGET

APÉNDICE 4 PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DEL CONSUMO DE ARRANQUE Y DETENCIÓN

1 OBJETO

1.1 Este procedimiento establece las bases para la realización del ensayo de verificación del consumo de combustible en el arranque y en la detención en unidades de generación térmica.

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 Al momento de una detención programada de una unidad, puede procederse a determinar el consumo de detención.

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 6.2 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 nominal 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.



SIGET

5.2.1 El flujo de gas oil y/o fuel oil 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 máxicos.

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 termoresistencia calibradas.

5.3.2 La 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 nominal 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 nominal y la energía generada en el proceso de detención desde la potencia en que se encuentra la unidad al momento de decidirse su parada 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 cada tipo de arranque, que estarán 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 plena potencia 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 nominal

7.1.2 Unidad Turbogas (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

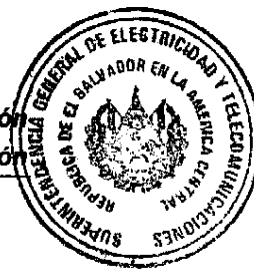
T_1 : Encendido

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 nominal



SIGET

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 Ciclo Combinado (CC)

7.1.3.1 El consumo de combustible de arranque de un ciclo combinado está dado por el consumo de combustible en el arranque de cada grupo Turbogas que integra el conjunto del ciclo.

7.1.3.2 En el caso de un ciclo convencional compuesto por dos unidades TG y una unidad TV, se sumarán los consumos de combustible de cada TG, tomando los tiempos del numeral 7.1.2 para cada unidad TG.

7.1.4 Motogenerador de Combustión Interna (MCI)

7.1.4.1 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 plena potencia 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

T_3 : Alcance de la potencia nominal

7.1.4.2 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.

7.1.5 Proceso de Detención

7.1.5.1 Para todas las unidades, el proceso de detención comienza 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. En los motores de CI 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 la determinación del consumo de detención es más complejo, 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 Para las unidades Turbovapor (TV) se tiene:

T₀: Comienzo de la bajada de carga: Se reduce el fuego a la caldera

T₁: Carga cero

T₂: Interrupción de suministro de combustible.

T₃: 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 Ciclo Combinado (CC) se tiene:

T₀: Comienzo de la bajada de carga: Se reduce aporte de combustible

T₁: Carga cero (P=0 MW), se mantiene un quemador al mínimo

T₂: Interrupción de suministro de combustible.

T₃: 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:

T₀: Comienzo de la bajada de carga: Se reduce aporte de combustible

T₁: Carga cero, inyección de combustible al mínimo.

T₂: 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 plena carga.

8.4 El consumo de combustible durante el proceso de detención, es la suma de los tiempos parciales 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 9.3 del presente Apéndice.

9.2 El procedimiento a seguir con esta información es el adoptado en el numeral 5.9.2.5 del presente Anexo.



9.3 Modelo de Acta de consumo de arranque – detención

SIGET

LOCALIDAD:				
CENTRAL:			Fecha:	
ARRANQUE/DETENCIÓN:				
CÓDIGO UNIDAD:				
TIPO: Indicar si es TG, TV, Motogenerador o CC, Marca y Modelo				
COMBUSTIBLE: Gas Oil, Fuel Oil, Gas Natural, Carbón				
VALORES MEDIDOS				
Tiempo h, min, seg	Proceso	Combustible consumido		
		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.



SIGET

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) así como la validación de los datos técnicos operativos 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

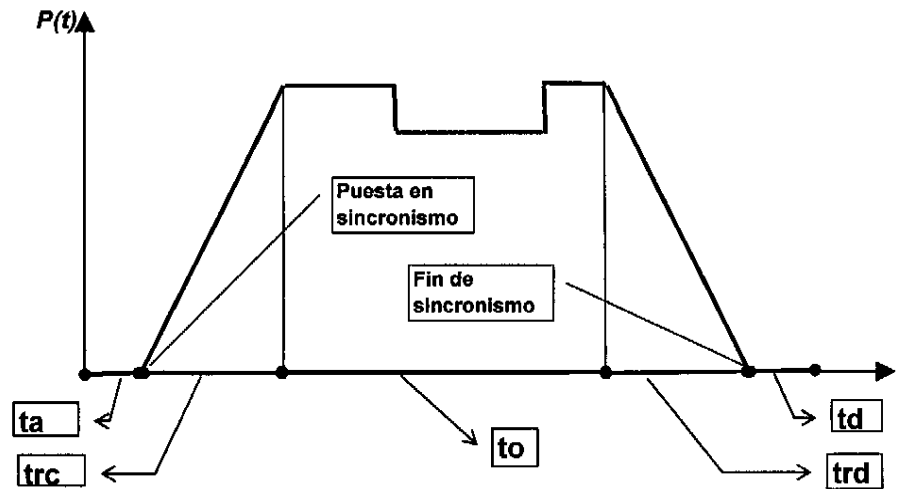
1.4 El procedimiento de CAyD aplica a aquellas unidades que incurren en costos de arranque y detención.

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 realiza la aplicación del procedimiento establecido en el presente anexo.
- 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_o , 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.
- trc , trd : tiempos en rampa de carga y descarga.
- to : tiempo de operación normal
- 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.



SIGET

- 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 (Camp) y combustible (Cadc) 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 ($Camp_a$): 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 ($Camp_d$):** 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. 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 desde la rampa de descarga, 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.



SIGET

- **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 (ta):** 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. El inicio de la secuencia de arranque se considera desde el momento en que la unidad parte del reposo e inicia su giro mediante un motor auxiliar (motor diesel o eléctrico) acoplado a la turbina-generador (para el caso de las turbinas de gas), y sigue con el inicio de fuego en la caldera para las Turbo Vapor, o inicio de flama en Turbo Gas, ciclos combinados o unidades diesel. Para el

caso de los ciclos combinados el inicio de la llama se refiere a la primera Turbo Gas del ciclo.

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. En el caso de los ciclos combinados el tiempo td comienza desde la desincronización de la unidad de vapor.
- Tiempo de Rampa de Carga (trc): es el tiempo que transcurre desde la sincronización de la unidad hasta alcanzar el nivel de carga de despacho con la rampa de carga de la unidad. Esta última estará basada 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 el nivel de la carga de despacho de la unidad hasta la desincronización con la rampa de descarga de la unidad. Esta última estará basada 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 aplicación del procedimiento para el cálculo de los CVNC y CAyD y la validación de los Datos Técnicos Operativos y su correspondiente auditoría se realizará cada 2 años por parte de un Auditor Externo. Se podrá realizar antes de los 2 años si el PM propietario de la unidad generadora lo solicita a la UT.

3.2 La UT podrá solicitar una auditoría cuando se presenten solicitudes de los PMs para modificar los datos técnicos operativos validados previamente.

3.3 El cálculo de los CVNC y su justificación se realizará sobre la base de los CVONC y CH incurridos en el año anterior (año base), y los CVM estimados para el ciclo de mantenimiento al momento de realizar el cálculo.

3.4 El cálculo de los CAyD y su justificación se realizará sobre la base de los costos incurridos en el año anterior (año base), y los CVM estimados para el ciclo de mantenimiento al momento de realizar el cálculo.

3.5 Los valores tanto de CVNC como de CAyD tendrán una vigencia de 24 meses y serán actualizados anualmente los CVNC, y mensualmente los CAyD, como se indica en este anexo.

3.6 Cada PM Generador, y con una periodicidad de 2 años, 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.

3.7 En el caso de unidades de generación 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 La totalidad del informe será presentado en medio impreso en dos ejemplares exactamente iguales. Toda la información también será presentada en medio electrónico. 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.

3.9 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. A los 45 días calendario contados desde la presentación de estos informes 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 y será puesto a disposición del PM Generador.

3.10 Una vez emitido el "Informe preliminar de revisión de los CVNC y CAyD", los PMs Generadores tendrán 10 días calendario para la presentación de sus observaciones y

comentarios al “Informe preliminar de revisión de los CVNC y CAyD” elaborado por el Auditor.

3.11 A los 30 días calendario contados a partir de la emisión del “Informe preliminar de revisión de los CVNC y CAyD” se emitirá el “Informe final de valores de CVNC y CAyD”, que contendrá los valores aprobados de CVNC y CAyD que se utilizará en la programación de la operación.

3.12 Para el caso de las unidades generadoras nuevas se estimarán los CVNC 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.

3.13 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.

3.14 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.

3.15 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.

3.16 En caso de información incompleta o faltante del generador, la auditoría estimará los CVNC y CAyD tal como se indica en este anexo.

3.17 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.

3.18 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).

3.19 Descripción General de Procedimientos de Cálculo para los CVNC y CAyD

3.19.1 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.



3.19.2 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 3.19.1 literal d)

3.19.3 Los costos calculados en los numerales 3.19.1 y 3.19.2, resultado del Informe Final de la Auditoría serán actualizados anualmente los primeros y mensualmente los segundos, según las fórmulas de ajuste previstas en el numeral 9 del presente Anexo.

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 por tipo de combustible, expresada en MWh

- E_{mes} : es la energía neta promedio mensual inyectada por la unidad de generación durante el Año Base, por tipo de combustible, 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 iniciará con el costo del Mantenimiento Programado inmediato que le corresponda a la unidad generadora en función de sus horas de marcha acumuladas, reportes de mantenimiento u otros respaldos técnicos que surjan del proceso de Auditoría sobre la base de 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 real de descuento establecida por SIGET para la remuneración

de la potencia (12% anual).

- 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:

- HPC_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:

$$Fd = \frac{HOa}{8760} \quad [11]$$

- 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:

$$CVM_{ci} = \frac{VPC}{VPE} \quad [13]$$

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	25%		

marcha?	
¿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.



SIGET

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:

$$HP_p = HO_p \quad [2]$$

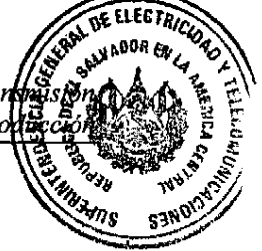
Donde:

- 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:



SIGET

- 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 (k_d) para cada Régimen de Despacho d con la siguiente expresión:

$$k_d = 1 + \frac{HEO_{AYD}}{k * TMC_d} [6]$$

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 regimenes 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:

$$CA_{d,p} = C_{adc} * ND_{d,pcorr} \quad [8]$$



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:

$$ND_{d,pcorr} = \frac{HP_{d,p}}{TMC_d} \quad [9]$$

- k) Se calcula para cada período la energía despachada aplicando las siguientes expresiones:

$$E_{mes} = \frac{E_a}{12} \quad [10]$$

$$H_{mes} = \frac{HO_a}{12} \quad [11]$$

$$EPad_{d,p} = E_{mes} * \frac{HP_{d,p}}{H_{mes}} \quad [12]$$

Donde:

- E_a : es la energía neta anual total despachada por la unidad de generación en el Año Base por tipo de combustible, expresada en MWh
 - E_{mes} : es la energía neta promedio mensual despachada por la unidad de generación durante el Año Base, por tipo de combustible, 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 iniciará con el costo del Mantenimiento Programado inmediato que le corresponda a la unidad generadora en función de sus horas de marcha acumuladas, reportes de mantenimiento u otros respaldos técnicos que surjan del proceso de Auditoría sobre la base de 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 real de descuento establecida por SIGET para la remuneración de la potencia (12% anual).
- $HPC_{d,p}$: 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:

$$Fd = \frac{HOa}{8760} [18]$$

- 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:

$$VPEad_d = \sum_{p=1}^n \frac{EPad_{d,p}}{(1 + I_h)^{HPC_{d,p}}} [19]$$

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:

$$CVMa_{d,ci} = \frac{VPCad_d}{VPEad_d} [20]$$

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 (CADC)

5.3.1 COSTO ADICIONAL DE COMBUSTIBLE POR ARRANQUE ($Cadc_a$)

5.3.1.1 Se calculará en dólares con la siguiente expresión:

$$Cadc_a = cci * (Ga + Grc) [1]$$

Donde:

- *cci*: es el costo o precio único del combustible en la unidad *i* expresado en dólares por unidad de volumen (USD/Galones, o equivalente) puesto en planta de acuerdo a la estructura de costos definida por SIGET en el Anexo 4 de este Reglamento al 31 de diciembre del año base.
- *Ga*: es el consumo de combustible en el proceso de arranque, durante el tiempo *ta* expresado en unidad de volumen (galones o equivalente)
- *Grc*: es la diferencia entre el consumo real de combustible utilizado en la rampa de arranque y el consumo de combustible para generar la energía de dicha rampa a la eficiencia de potencia efectiva de la unidad expresado en unidad de volumen (galones o equivalente).

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 ($Cadc_d$)

5.3.2.1 Se calculará en dólares con la siguiente expresión:

$$Cadc_d = cci * (Gd + Grd) \quad [2]$$

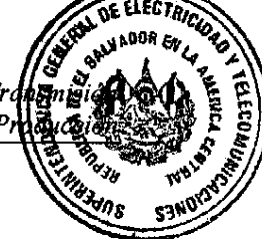
Donde:

- *cci*: es el costo o precio único del combustible en la unidad *i* expresado en dólares por unidad de volumen (USD/Galones o equivalente) puesto en planta de acuerdo a la estructura de costos definida por SIGET en el Anexo 4 de este Reglamento al 31 de diciembre del año base.
- *Gd*: es el consumo de combustible en el proceso de detención, durante el tiempo *td* expresado en unidad de volumen (galones o equivalente).
- *Grd*: es la diferencia entre el consumo real de combustible utilizado en la rampa de detención y el consumo de combustible para generar la energía de dicha rampa a la eficiencia de potencia efectiva de la unidad expresado en unidad de volumen (galones o equivalente).

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:



SIGET

$$Cadc = Cadc_a + Cadc_d \quad [3]$$

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 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

6.5.3 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.

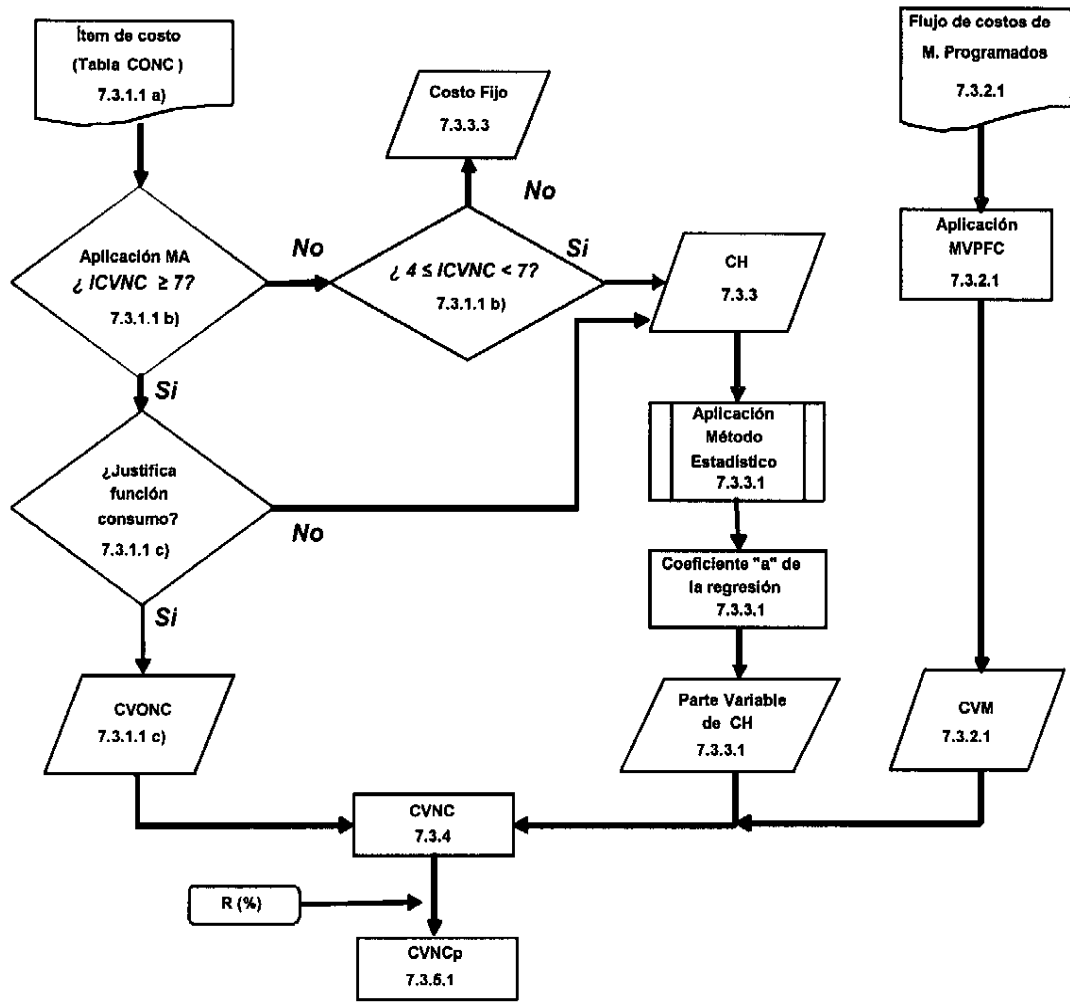
7.2 FLUJOGRAMA DEL PROCEDIMIENTO GENERAL

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

SIGET



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”.

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:

$$CVNCp = \sum CVNC_{ci} * R_{ci} [2]$$

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 no se cuente con energía registrada para el año base se considerará la energía de la programación de la operación anual.

7.3.5.3 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 Costos 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

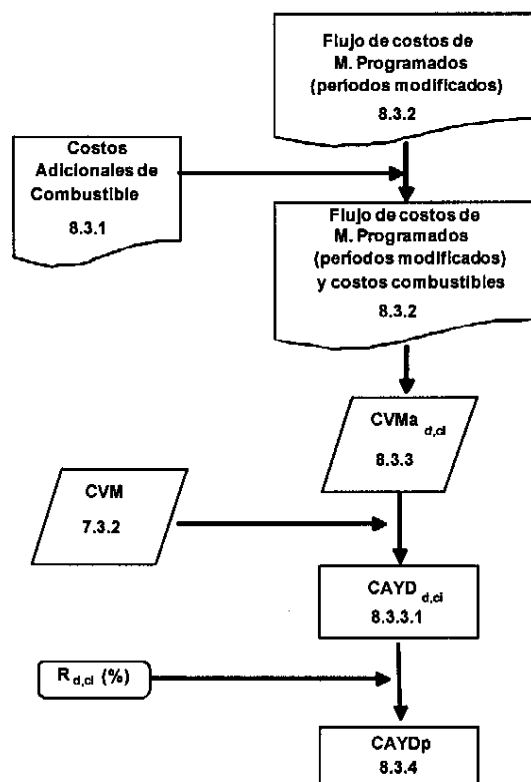
8.1 PROCEDIMIENTO GENERAL

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.



SIGET

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:

$$CAYD_p = \sum CAYD_{d,ci} * R_{d,ci} [2]$$

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 $CAYD_p$ se deberá presentar en el Formato *F.15* indicado en el Apéndice 1.

9 FORMULAS 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:

$$\frac{CVNC(i)}{CVNC(0)} = \left[\%IPC \times \frac{IPC(i)}{IPC(0)} \right] + \left[\%PPI \times \frac{PPI(i)}{PPI(0)} \right] [1]$$

[2]

Donde:



- **% IPC:** participación de los insumos nacionales incluyendo la mano de obra del mercado local.
- **% PPI:** participación de los insumos importados

SIGET

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:

$$\frac{CAyD(i)}{CAyD(0)} = \left[\%IPC \times \frac{IPC(i)}{IPC(0)} + \%Pcomb \times \frac{Pcomb(i)}{Pcomb(0)} \right] + \left[\%PPI \times \frac{PPI(i)}{PPI(0)} \right]$$

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 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



SIGET

- $CVONC_{ci}$, 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
- E_{12} es la energía neta anual total despachada en los últimos 12 meses
- HO_{12} 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.

9.3.4 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.

9.3.5 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 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

10 VALIDACIÓN DE DATOS TÉCNICOS OPERATIVOS

10.1 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.

10.2 Estos datos deberán ser verificados y validados por el Auditor contra la información de respaldo que presente el PM Generador (Manuales y boletines técnicos del fabricante, e información técnica de respaldo).

10.3 La validación de los datos técnicos operativos deberá seguir el procedimiento de auditoría de los CVNC y CAyD.

11 AUDITORÍAS

11.1 CONSIDERACIONES GENERALES

11.1.1 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

11.1.2 El proceso de auditoría externa estará supeditado al cumplimiento de los siguientes requisitos:

11.1.2.1 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.

11.1.2.2 Todos los informes del auditor deberán ser aprobados por la UT en su carácter de revisor y vigilante de la aplicación del procedimiento.

11.1.2.3 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.

11.1.2.4 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.

11.1.2.5 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.

11.1.2.6 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.

11.2 REQUISITOS DEL AUDITOR

11.2.1 Para integrar el registro que a tal fin conformará la UT, el auditor deberá obtener un puntaje mínimo de 60 puntos considerando los siguientes parámetros y ponderaciones:



SIGET

Tabla 4 - Matriz de criterios

Ítem evaluado	%
Experiencia de la firma	30%
Recursos a utilizar	10%
Experiencia del Director	40%
Experiencia del Personal operativo	20%

11.2.2 Experiencia de la firma

11.2.2.1 Tiene como objeto evaluar que las empresas auditoras tengan la experiencia necesaria, o cuenten con el equipo de consultores adecuado, para realizar los servicios requeridos.

11.2.2.2 La evaluación deberá estar orientada a verificar si la empresa auditora posee el nivel necesario de experiencia para realizar las tareas encomendadas, el cual estará concretizado en los siguientes elementos, que juntos se consideran que razonablemente reflejan una buena experiencia:

- un número determinado de servicios similares o relacionados con los ofertados (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 empresas y la satisfacción de los clientes atendidos (tres mínimo)

11.2.3 Recursos a utilizar

11.2.3.1 Pretende valorar cuantitativamente la cantidad de recursos presentados por las firmas auditoras para el desarrollo del servicio a encomendar, en tal sentido, elementos como: cantidad de auditores operativos, equipo de apoyo y cualquier otro equipo o recurso asignado que facilite la ejecución de la auditoría son elementos a tomar en consideración en este apartado.

11.2.4 Experiencia del Director

11.2.4.1 Pretende valorar la experiencia de las personas designadas por las empresas candidatas para dirigir en todas sus etapas los servicios a contratar.

11.2.4.2 El criterio de evaluación de este elemento está basado en el promedio de años del ejercicio de la profesión el cual de manera general queda establecido en 10 años para acreditar dicha experiencia.

11.2.4.3 En este criterio se tomará en cuenta el grado académico y otros elementos adicionales que permitan acreditar experiencia en el campo.

11.2.5 Experiencia del personal asignado

11.2.5.1 Pretende valorar la experiencia de las personas designadas por las empresas candidatas para ejecutar en todas sus etapas los servicios a contratar.

11.2.5.2 El criterio de evaluación de este elemento está basado en el promedio de años del ejercicio de la profesión el cual de manera general queda establecido en 5 años para acreditar dicha experiencia en los supervisores asignados, y en los auditores operativos.

11.2.5.3 En este criterio se tomará en cuenta el grado académico y otros elementos adicionales que permitan acreditar experiencia en el campo.

11.3 ALCANCE DE LA AUDITORÍA

11.3.1 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.

11.3.2 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.

11.3.3 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.

11.3.4 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.

11.4 RESULTADO DE LA AUDITORÍA

11.4.1 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.

11.4.2 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 auditoría deberá haberse establecido el costo en cuestión y si hubiere diferencias entre el PM Generador y el Auditor, prevalecerá lo indicado por este último.

11.4.3 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 y los datos técnicos operativos obtenidos y confirmados por la auditoría.
- 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.

11.5 RESPONSABILIDADES

11.5.1 DEL PM GENERADOR

11.5.1.1 Contratar la auditoría de los CVNC y CAyD cada 2 años del registro autorizado por la UT

11.5.1.2 Pactar el precio de la auditoría con el Auditor y cancelar en forma bilateral el precio pactado sin ninguna intervención de la UT.

11.5.1.3 Responder a consultas que haga la UT y/o el Auditor.

11.5.1.4 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.

11.5.1.5 Asistir al Auditor y disponer de personal técnico propio para la búsqueda de información requerida por el Auditor.

11.5.1.6 Designar un representante para la coordinación de los trabajos con el Auditor.

11.5.2 DEL AUDITOR

11.5.2.1 Coordinar con el PM las verificaciones y tareas a desarrollar por lo menos con 3 días hábiles de anticipación.

11.5.2.2 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.

11.5.2.3 Cumplir con todos los pasos del procedimiento, certificar y validar los datos presentados en su Informe.

11.5.3 DE LA UT

11.5.3.1 Publicar en su sitio web la nómina de las empresas auditoras habilitadas para realizar las tareas de auditoría.

11.5.3.2 Hacer observaciones y requerimientos de información si corresponde.

11.6 PLAZOS INVOLUCRADOS

11.6.1 Para el desarrollo de la auditoría incluyendo la presentación de informes se prevé un plazo de 75 días calendario contados a partir de la orden de inicio dada por el PM Generador.

11.6.2 Los informes deberán ser entregados teniendo en cuenta los tiempos siguientes:

- a) La planeación y el programa de auditoría desarrollado por el Auditor, a los 10 días calendario de haber emitido la orden de inicio.
- b) Informe preliminar a los 45 días calendario después de haber emitido la orden de inicio que refleje los hallazgos encontrados en el desarrollo de la auditoría.
- c) Observaciones del PM Generador al Informe preliminar del Auditor a los 10 días calendario de haber recibido el Informe preliminar.
- d) Borrador del Informe Final a los 60 días calendario después de haber emitido la orden de inicio que refleje los hallazgos encontrados en todo el período examinado.
- e) Observaciones de la UT al Borrador del Informe Final a los 10 días de haber recibido el Borrador del Informe Final.



- f) Informe Final, 5 días calendario después de la fecha en que se hayan entregado de parte de la UT las respuestas y observaciones relacionadas con los hallazgos señalados en el Borrador del Informe Final.

SIGET

11.6.3 Todos los informes deberán ser entregados en original y dos copias presentados en forma escrita y en medios magnéticos con 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.

APÉNDICE 1-FORMATOS

FORMATO F.01

F.01

COSTOS DE OPERACIÓN-CONC (/1)	ANEXO
Ítem 1	A01.F.01
Ítem 2	A02.F.01
Ítem 3	A03.F.01
Ítem 4	A04.F.01
....
Ítem 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



SIGET

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
Ítem 1						A01.F.02
Ítem 2						A02.F.02
...						...
Ítem 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.
2. En el caso de Ciclos Combinados que tengan la posibilidad de operar en ciclo abierto se deberá presentar toda la información especificada para las modalidades de operación como ciclo combinado y como Turbo Gas en ciclo abierto.

FORMATO F05

F.05

COSTOS DE OPERACIÓN- CONC	Puntaje asignado				Puntaje Resultante (15)	Clasificación de Costo (16)	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)			
Ítem 1							A01.F.01
Ítem 2							A02.F.01
Ítem 3							A03.F.01
Ítem 4							A04.F.01
....						
Ítem 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



SIGET

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 _{cl} (/18)								



SIGET

- (/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 período p calculado como $VPC_p=CP_p/((1+i_h)^n)^{HPC_p}$
- (/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 Energía de cada período p, calculado como $VPE_p=EP_p/((1+i_h)^n)^{HPC_p}$.
- (/18) Es el Costo Variable de Mantenimiento para el combustible utilizado para realizar el flujo de costos, se calcula como $CVM_d=(VPC_{promedio}/VPE)$

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



SIGET

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)

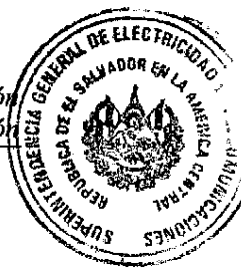
(/2) Total del costo de cada ítem (CVM, CVONC, CH y CVNC) para el Combustible ci

(/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



SIGET

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.



SIGET

FORMATO F.11

F.11

Tipo de Combustible	HEOyD (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:

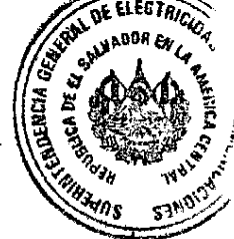
El PM Generador debe entregar los anexos que contienen la información de respaldo por Régimen de Despacho la energía neta despachada en el Año Base

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



SIGET

FORMATO F.13

F.13

COMBUSTIBLE ADICIONAL	DATO	Unidades	COMBUSTIBLE	ANEXO
Cci (/1)		USD/Galones	Combustible 1	A01.F.13
Ga (/2)		Galones/Arranque	Combustible 1	A02.F.13
Grc (/3)		Galones/Arranque	Combustible 1	
Gd (/4)		Galones/Detención	Combustible 1	
Grd (/5)		Galones/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 costo o precio único del combustible en la unidad expresado en USD/Galones puesto en planta de acuerdo a la estructura de costos definida por SIGET en el Anexo 4 de este Reglamento, y verificada por el auditor externo.

(/2) Ga: Es el consumo de combustible en el proceso de arranque y durante el tiempo ta expresado en Galones

(/3) Grc: Es el consumo adicional de combustible en el proceso de arranque y durante el tiempo trc que dure la rampa expresado en Galones.

(/4) Gd: Es el consumo de combustible en el proceso de detención y durante el tiempo td expresado en Galones

(/5) Grd: Es el consumo adicional de combustible en el proceso de detención y durante el tiempo trd que dure la rampa expresado en Galones.

(/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

F.14	Datos básicos	Variables	Valores			
			Punta	Base	Semibase	Unidades
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)		Fd				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

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

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							



SIGET

- (/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) Cad_c 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 $I_h=((1+i)^n(1/8760))-1$
- (/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 $ND_{a,p}=HP_p/TMC_d$

- (/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 $CA_{d,p} = (Cadc * ND_{d,p,corr})$
- (/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 período p y Régimen de Despacho, calculado como $VPCad_d = CPad_{d,p} / ((1 + I_h)^n * HPC_{d,p})$
- (/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 período p, calculado como $VPEad_d = EP_{d,p} / ((1 + I_h)^n * HPC_{d,p})$
- (/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 $CVMa_{d,ci} = (VPCpromedio / VPEad_d)$

ANEXOS:

Se deberá presentar el respaldo de los datos presentados.

Nota:

- 1) 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	R _{d,ci} (%) (/2)	Unidades	ANEXO
Punta		%	A01.F.15
Base		%	A01.F.15
Semibase		%	A01.F.15

CAyDp (/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 $CAyDp = \sum(CAyD_{d,ci} * R_{d,ci})$

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



SIGET

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

SIGET

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

SIGET

DATOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS DE UNIDADES CICLO COMBINADO			
CENTRAL:	GRUPO:		FECHA:
DENOMINACIÓN	UNIDAD	VALOR	OBSRV.
Caldera de Recuperación (HRSG)			
Marca, modelo			
Año de Instalación			
Turbina a Vapor			
Marca, modelo			
Año de Instalación			
Turbina a Gas			
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		
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		

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

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

SIGET

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	m ³ /h		
Alternador, transformador y auxiliares			
Potencia del generador	MVA		
Factor de potencia	Nº		
Tensión de generación	kV		
Transformador de potencia: pérdidas de cc	KW		



SIGET

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		

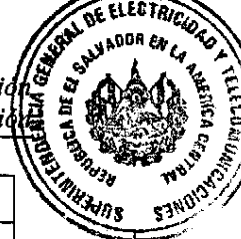


Tiempo de arranque hasta sincronización y hasta potencia mínima con la máquina plena y térmicamente lista	hh:mm		
Mínimo tiempo de operación con unidad a plena carga antes de la siguiente salida	hh:mm		

SIGET

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		



SIGET

Transformador de auxiliares, relación tranf	kV/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		



SIGET

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]

Nombre del Campo	Equipo que retira	Año	Semana	Energía que Retira (MWH)	
Columna Inicial		1	13	25	37
Formato	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 Comercializadores con compromisos de exportación a través de contratos firmes que prevean la realización de retiros en el Sistema de Transmisión.

[DISPONIBILIDAD PREVISTA DE AUTOPRODUCTORES Y COGENERADORES]

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

7.2.3.2 Los Autoproductores y Cogeneradores indicarán para cada una de las siguientes 52 semanas los excedentes que pondrán a disposición del Mercado Mayorista. En el caso que un Cogenerador o Autoproducer no envíe información se considerará que no dispone de excedentes.

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.



SIGET

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		1	13	25	37	49
Inicial						
Formato	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]

Nombre del Campo	Embalse	Año	Semana	Caudales Afluentes Semanal (m³/s)
Columna Inicial		1	13	25
Formato	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]

Nombre del Campo	Correlativo del Comentario	Detalle del Comentario
Columna Inicial	1	13
Formato	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]

SIGET

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	1	13	25	37	49	61	73	37+24n	49+24n
Formato	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 Y COGENERADORES].

Nombre del Campo	Unidad/GGP	Fecha	Hora Inicial	Hora Final	Disponibilidad proyectada (MW)
Columna Inicial	1	13	25	37	49
Formato	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 Autoprodutores y Cogeneradores indicarán la disponibilidad proyectada de generación en MW para la siguiente semana. En el caso que un Cogenerador o Autoprodutor no envíe información se considerará que no dispone de capacidad de generación.

[DECLARACIÓN DE LOS PRECIOS FOB DEL COMBUSTIBLE]

Nombre del Campo	Planta	Referencia	Tipo de Combustible de la planta	Promedio diario Referencia internacional	Fecha
Columna Inicial Formato	1	13	25	133	145
	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Ciento ocho caracteres alfanuméricos (Máx)	Real, tres decimales	Formato fecha (dd-mm-yyyy)

7.3.3.8 El PM generador debe informar a la UT semanalmente los precios promedio diarios de los combustibles que serán utilizados para la actualización del precio del combustible, para la programación de la operación de la siguiente semana, con base en la información y los nombres definidos en la Referencia internacional y de acuerdo con el período de cálculo que haya sido aprobado por la SIGET. El precio diario, basándose en dicha referencia, se obtendrá promediando el valor mínimo y máximo del día de compra. La UT verificará los cálculos anteriores.

7.3.3.9 Posteriormente, la UT obtendrá un promedio de los precios diarios para las fechas indicadas. Los días reportados en los formularios no deberán corresponder a días feriados de acuerdo a la publicación de referencia a utilizar para el combustible.

7.3.3.10 Estos formularios deben ser enviados a la UT de forma semanal, antes de las 10 de la mañana del día jueves, con la información correspondiente a la programación semanal de la operación que entrará en vigencia el lunes siguiente.

7.3.3.11 Estos formularios deberán de 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.



[DECLARACIÓN DE PRECIOS FOB DEL COMBUSTIBLE PARA GENERADORES QUE INFORMEN EL VOLUMEN DE COMPRA]

7.3.3.12 La UT y el PM Generador deberán ponerse de acuerdo en el diseño del formulario de remisión de información, de manera tal que se adapte a las características particulares de la determinación del Precio FOB, de acuerdo con la fórmula y el período de cálculo aprobados por la SIGET, según lo dispuesto en el literal b) del numeral 4.10.3 del Anexo 4 de este Reglamento. Dichos formularios serán aprobados por la SIGET.

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	1	13	25	37	49 (opcional)
Formato	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	1	13	25	37	49 (opcional)
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)

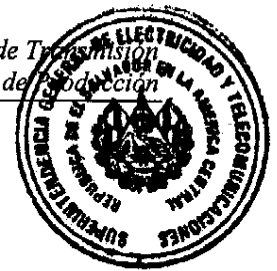
7.4.3.1.1 Cada etapa del contrato se podrá dividir en períodos de una o más horas consecutivas. En el caso que se desee definir una sola etapa de las transacciones bilaterales durante el día, debe indicarse el valor de 00:00 como “Hora Inicial” y de 23:59 como “Hora Final”.

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	1	13	25	37	49
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Formato Hora (HH:MM)	Formato Hora (HH:MM)	Real, tres decimales	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)



SIGET

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.



SIGET

7.4.3.5. CONFIRMACIONES DE COMERCIALIZACIÓN POR DISTRIBUIDOR

A) CONFIRMACIÓN DE COMERCIALIZACIÓN DE INYECCIÓN INFORMADA POR EL DISTRIBUIDOR

Nombre del Campo	Unidad/GGP que Inyecta	Hora Inicial	Hora Final	Máxima Confirmación (MWH)	Nodo de Inyección
Columna Inicial	1	13	25	37	49
Formato	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 (MWH)	Nodo de Retiro
Columna Inicial	1	13	25	37	49
Formato	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	1	13	25	37	49
Formato	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 (\$/gal o \$/bbl)	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	Valores permitidos (\$/gal o \$/bbl)	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 COGENERADOR

[DISPONIBILIDAD DIARIA PREVISTA DEL AUTOPRODUCTOR COGENERADOR]

SIGET

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

7.4.3.8.1 Los Autoproductores y Cogeneradores indicarán para cada una de las 24 horas correspondientes al día a programar, los excedentes que pondrán a disposición del Mercado Mayorista. En el caso que un Cogenerador o Autoproducer no envíe información se considerará que no dispone de excedentes.

7.4.3.9 PRIORIDAD DE UNIDADES DE UNA MISMA CENTRAL EN EL DESPACHO

A) [PRIORIDAD DEL DESPACHO HIDRO]

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

B) [PRIORIDAD DEL DESPACHO TÉRMICO]

Nombre del Campo	Unidad Térmica	Prioridad del Despacho
Columna Inicial Formato	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	1 13 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 válidas 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.

7.5. DECLARACIÓN MENSUAL 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 mensual 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)
- [FECHA-MES] (mm-Mes para el cual el PM declara la variación de combustible)
- [FECHA-AÑO] (aaaa-Año correspondiente al mes para el cual el PM declara la variación de combustible)

SIGET

7.5.3. VARIACIÓN DE INVENTARIOS DE COMBUSTIBLES DEL MES ANTERIOR

[VARIACIÓN DE INVENTARIOS DE COMBUSTIBLE]

Nombre del Campo	Planta	Año	Mes	Código del Tipo de Combustible de la Planta	Cantidad de inventario de combustible para el último día del mes anterior	Unidades (gal o bbl)	
Columna Inicial		1	13	25	37	49	61
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Entero, cuatro caracteres numéricos	Entero, dos caracteres numéricos	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Real, tres decimales	Valores permitidos (gal o bbl)	

7.5.3.1 Todos los PMs generadores térmicos deberán informar en los primeros 5 días hábiles de cada mes sus variaciones de inventarios ocurridas en el mes anterior, a excepción de aquellos PMs generadores que incluyan la variable "volumen de compra" en su fórmula de determinación del precio FOB, los cuales informarán semanalmente sobre sus variaciones de inventarios, por lo que para ellos aplicará lo establecido en el numeral 7.6 de este Anexo.

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 Se debe declarar la cantidad de inventario de combustibles para el último día del mes anterior.

7.6. DECLARACIÓN SEMANAL DE VARIACIÓN DE INVENTARIOS DE COMBUSTIBLES

7.6.1. IDENTIFICACIÓN

7.6.2. 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)

7.6.3. VARIACIÓN DE INVENTARIOS DE COMBUSTIBLES DE LA SEMANA ANTERIOR

[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	Volumen de combustible comprado	Volumen de combustible consumido	Unidades (gal o bbl)
Columna Inicial	1	13	25	37	49	61	73	85
Formato	Doce caracteres alfanuméricos (máx)	Entero, cuatro caracteres numéricos	Entero, dos caracteres numéricos	Doce caracteres alfanuméricos (Máx)	Real, tres decimales	Real, tres decimales	Real, tres decimales	Valores permitidos (gal o bbl)

7.6.3.1. Todos los PMs generadores térmicos, cuya fórmula para determinación del precio FOB incluya la variable “Volumen de Compra”, deberán reportar, junto con la información requerida para la programación semanal, sus variaciones de inventarios ocurridas en la semana anterior, así como los volúmenes de combustible comprado y consumido.

7.6.3.2. 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.

7.6.3.3. La cantidad de inventario de combustible de la planta reportado debe corresponder al último día de la semana anterior.



7.7. DECLARACIÓN MENSUAL DE TRANSACCIONES

7.7.1 IDENTIFICACIÓN

SIGET

7.7.2 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)

7.7.3 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)

7.7.4 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 incluyendo un procedimiento para la confirmación de la validez y confiabilidad de la información. Estos medios estarán sujetos a la aprobación de la UT.

SIGET

9 REQUISITOS DE VALIDEZ.

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

