

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ACUERDO No. 531
Abril 7 de 2011

Por el cual se establecen las definiciones de los parámetros técnicos de las unidades y/o plantas térmicas y los formatos para el reporte de esta información

El Consejo Nacional de Operación en uso de sus facultades legales, en especial las conferidas en el Artículo 36 de la Ley 143 de 1994, el Anexo general de la Resolución CREG 025 de 1995, su Reglamento Interno y según lo definido en la reunión CNO No. 343 de abril 7 de 2011, y

CONSIDERANDO

1. Que mediante el Acuerdo 219 de 2002 se aprobó la definición de los parámetros técnicos de las plantas de generación del SIN.
2. Que mediante el Acuerdo 231 de 2002 se aprobó el procedimiento para registrar los parámetros técnicos cuando se genera con combustibles sustitutos.
3. Que el artículo segundo de la Resolución CREG 009 de 2003 dispone que: (...) "*La metodología y procedimiento para la determinación de los valores numéricos asociados a los parámetros a,b,c y d, así como para los valores UR y DR que permitan modelar las características técnicas de cada recurso de generación térmica, será establecida por el Consejo Nacional de Operación CNO a más tardar dentro del mes siguiente a la entrada en vigencia de la presente Resolución.*"
4. Que en el artículo tercero de la Resolución CREG 009 de 2003 se previó que: (...) "*Para aquellos recursos de generación que operan en ciclo combinado y tengan mínimo dos unidades de gas, el modelo de rampas de aumento y disminución será el que apruebe el Consejo Nacional de Operación CNO.*"
5. Que mediante el Acuerdo 259 de 2003 se especificó la metodología y el procedimiento para la determinación de los valores numéricos del modelo lineal de las rampas de aumento y disminución de los generadores térmicos, según lo establecido en la Resolución CREG 009 de 2003.
6. Que mediante el Acuerdo 270 de 2003 se especificó la metodología y el procedimiento para la determinación de los valores numéricos del modelo lineal de las rampas de aumento y disminución de los generadores térmicos según lo establecido en la Resolución CREG 009 de 2003 y se derogó el Acuerdo 259 de 2000.
7. Que mediante el Acuerdo 271 de 2003 se estableció el procedimiento para incluir adicional a la oferta diaria el número de la configuración definido en el Acuerdo 270 sobre el modelo lineal de rampas de aumento y disminución de los generadores térmicos.
8. Que mediante el Acuerdo 277 de 2003 se aprobó la definición de los parámetros técnicos de las plantas de generación térmica y se derogó el Acuerdo 219 de 2002.
9. Que mediante el Acuerdo 299 de 2004 se modificó el Anexo 1 del Acuerdo 270 de 2003.
10. Que mediante el Acuerdo 302 de 2004 se modificó parcialmente el Anexo 1 del Acuerdo 270 en la definición de "Tiempo de Calentamiento".

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

11. Que mediante el Acuerdo 306 de 2004 se modificaron los artículos primero, sexto y noveno del Acuerdo 270 en la definición de "despachos alternativos" y en su tratamiento en el despacho.
12. Que mediante el Acuerdo 332 de 2005 se aprobó el procedimiento de registro de parámetros técnicos ante el CND para generar con combustibles alternos o una combinación de éstos con el principal.
13. Que mediante el Acuerdo 333 de 2005 se autoriza al CND aceptar el registro de parámetros para operación con combustibles alternos de los generadores térmicos durante el período de declaración de racionamiento programado de gas.
14. Que mediante el Acuerdo 336 de 2005 se modificó el Anexo 1 del Acuerdo 270 de 2003 el parámetro "Tipos de arranque".
15. Que mediante el Acuerdo 30 de 1999 se definió el tratamiento de TEBSA como planta para efectos de redespacho.
16. Que mediante el Acuerdo 67 de 2000 se aprobó el modelo operativo de TEBSA.
17. Que mediante el Acuerdo 334 de 2005 se actualizó el modelo operativo para despacho y redespacho de TEBSA y se derogaron los Acuerdos 30 de 1999 y 67 de 2000.
18. Que mediante el Acuerdo 414 de 2007 se derogó el Acuerdo 334 y se aprobó la actualización del modelo operativo para el despacho y redespacho de TEBSA y se determinó el procedimiento para futuras actualizaciones.
19. Que cualquier actualización del modelo operativo de TEBSA es responsabilidad de GECELCA y se implementará con la aceptación de XM después de las pruebas en su software, sin necesidad de la expedición de un Acuerdo por parte del Consejo Nacional de Operación.
20. Que la Resolución CREG 051 de 2009 en su artículo 10 estableció que diariamente, además del precio de arranque-parada, y al mismo tiempo que se hace la oferta de precios en la bolsa de energía, se deberá informar el combustible y la configuración con que se debe considerar cada recurso de generación en el despacho.
21. Que el Subcomité de Plantas Térmicas en la reunión No. 169 del 16 de marzo de 2011 recomendó la expedición del presente Acuerdo.
22. Que el Comité de Operación en su reunión No. 210 del 31 de marzo de 2011, dio su concepto favorable a la expedición del presente Acuerdo.

ACUERDA:

PRIMERO: Para la aplicación del presente Acuerdo se tendrán en cuenta las definiciones aquí establecidas, las previstas en las Resoluciones vigentes de la CREG y las siguientes:

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

Configuración de la planta: Según el tipo de ciclo empleado, combustible y disponibilidad, especifica el número y tipo de turbinas y calderas que utiliza. Ejemplo: 4TG + 2calderas + 2TV.

Despachos Alternativos: Son despachos o redespachos programados de recursos de generación térmica que en tres períodos consecutivos, presentan un cambio de aumento-disminución o disminución-aumento, y, adicionalmente, el programa del segundo período (de los tres analizados) no es ni el mínimo técnico del recurso (MT), ni su disponibilidad declarada.

Número de Configuración: Es un número entero que permite identificar el tipo de configuración o un conjunto de parámetros a, b, c, d, UR, DR, UR' y DR' de los modelos de rampas correspondiente a un rango de Capacidad Máxima. De igual forma, este número permite identificar el combustible usado, el mínimo técnico, el rango de disponibilidad y el precio de arranque y parada para dicha configuración.

Rampa de Aumento en despacho alternativo (UR'): Es la máxima energía expresada en MWh que un recurso de generación puede aumentar dentro de un despacho alternativo.

Rampa de disminución en despacho alternativo (DR'): Es la máxima energía expresada en MWh que un recurso de generación puede disminuir dentro de un despacho alternativo.

SEGUNDO: Con base en el modelo lineal definido en la Resolución CREG 009 de 2003 o en las que la modifiquen o sustituyan, se establece la metodología y procedimiento para la determinación de los valores numéricos asociados a los parámetros a), b), c) y d), así como para los valores UR y DR que permitan modelar las características técnicas de cada recurso de generación térmica, tal como se define en el Anexo 1 del presente Acuerdo.

TERCERO: Para corregir resultados en el despacho con la aplicación del Modelo 2 mostrado en el Anexo 1, para el caso de los denominados despachos "Alternativos" y obtener despachos técnicamente factibles, los agentes que modelen los cambios de generación de sus unidades con el Modelo 2, podrán declarar valores UR' y DR', calculados con base en las características técnicas de tasas de toma de carga y descarga (MW/minuto) los cuales serán aplicados por el Centro Nacional de Despacho cuando se presenten este tipo de despachos.

Gráficamente este tipo de despachos y la aplicación de los valores UR' y DR' se muestran en el Anexo 3 del presente Acuerdo.

CUARTO: Para el cumplimiento de lo dispuesto en el artículo anterior, el Centro Nacional de Despacho (CND) deberá aplicar los valores UR' y DR' en el despacho y redespacho cuando se presenten despachos alternativos.

Para efectos de la identificación de los despachos alternativos y la aplicación de los valores UR' y DR', el CND determinará los períodos consecutivos en el orden cronológico de los períodos considerados en el horizonte del despacho o redespacho respectivo.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

QUINTO: Los agentes podrán declarar un bloque fijo de salida desde despachos superiores a Mínimo Técnico (MT) hasta cero, el cual será tenido en cuenta por el Centro Nacional de Despacho para obtener la operación de mínimo costo.

SEXTO: Aprobar el procedimiento para determinar los modelos de rampas de aumento y disminución aplicables a las plantas de ciclo combinado que tengan como mínimo dos unidades de gas, tal y como se establece en el Anexo 2 del presente Acuerdo.

SÉPTIMO: Aprobar la definición de los parámetros técnicos de las unidades y/o plantas de generación térmica del SIN, indicadas en los Anexos 4 y 5, los cuales forman parte integral del presente Acuerdo.

OCTAVO: Para la actualización de los formatos de los Anexos 4 y 5 se seguirá el siguiente procedimiento:

a. Dentro de los (30) treinta días calendario siguientes a la expedición del presente Acuerdo, el CND diligenciará y enviará a cada uno de los agentes, los formatos de los Anexos 4 y 5 utilizando la información actualmente registrada en sus bases de datos.

b. Los agentes tendrán (15) quince días calendario para revisar la información de los Anexos 4 y 5 y en caso de no presentarse cambio alguno, enviarán al CND una comunicación por la cual se oficializa la información contenida en los Anexos 4 y 5.

c. En caso de presentarse cambio en al menos un parámetro, el agente deberá seguir el procedimiento establecido en el Acuerdo 497 de 2010.

d. En todo caso el CND tendrá ocho (8) días hábiles para la publicación de los nuevos formatos en la página WEB.

Parágrafo 1: Para aquellas plantas que no actualicen los formatos de los Anexos 4 y 5 en el plazo establecido en este Acuerdo, el CND y el ASIC utilizarán los últimos parámetros técnicos registrados por los agentes.

Parágrafo 2: Para el reporte del Tiempo de Aviso por Renominación de Gas los agentes contarán con un plazo de ocho (8) días hábiles contados a partir del día siguiente a la expedición del presente Acuerdo para informarlo al CND utilizando el formato previsto en el Anexo 4 del presente Acuerdo.

El Tiempo de Aviso que se programará en el redespacho o la operación será el mayor tiempo que transcurra entre el Tiempo de Aviso (TA) y el Tiempo de Aviso por Renominación de gas.

Para los agentes que no reporten el parámetro del Tiempo de Aviso por Renominación de Gas en el plazo arriba indicado, se incluirá las letras N.A. y no será considerado por el CND.

NOVENO: La declaración inicial de parámetros de plantas nuevas o que se reincorporen al sistema que no hacen parte de los parámetros declarados para el cargo por confiabilidad y la declaración de los parámetros para la operación con combustibles no declarados

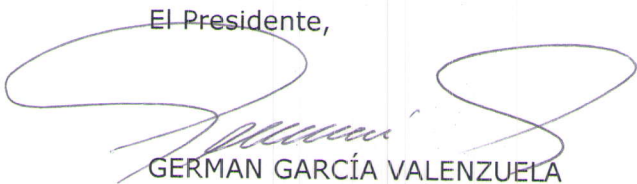
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

previamente, serán informados directamente al CND, quien los informará al CNO en la reunión siguiente.

Parágrafo: En el caso de las plantas especiales y existentes con obras se deberá seguir el procedimiento previsto en el Acuerdo 497 de 2010.

DÉCIMO: El presente Acuerdo rige a partir de la fecha de su expedición y sustituye los Acuerdos 270, 271, 277 de 2003, 299, 302, 306 de 2004, 332, 333 y 336 de 2005 y 414 de 2007.

El Presidente,



GERMAN GARCÍA VALENZUELA

El Secretario Técnico,



ALBERTO OLARTE AGUIRRE

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ANEXO 1

METODOLOGÍA Y PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LOS VALORES NUMÉRICOS ASOCIADOS A LOS PARÁMETROS a), b), c) y d), ASÍ COMO LOS VALORES UR Y DR

Para determinar los valores numéricos asociados a los parámetros a), b), c) y d), así como los valores UR y DR establecidos en la Resolución CREG 009 de 2003 y las que la modifiquen o sustituyan para el modelamiento de las rampas de aumento y disminución de los generadores térmicos, se seguirá el siguiente procedimiento por parte de los agentes generadores:

1. Se verifican condiciones normales de operación, llevando la unidad desde cero (0) MW hasta la capacidad efectiva neta, y desde la capacidad efectiva neta hasta cero (0) MW.
2. Cada agente grafica las condiciones de arranque y parada de sus unidades de generación térmica, por medio de curvas de Potencia de Generación (MW) vs. Tiempo (horas).
3. De las curvas de Potencia de generación (MW) vs. Tiempo (horas) se calcula el área bajo la curva en cada período horario, encontrándose los valores de energía para cada período horario para las condiciones operativas mencionadas en el punto 1.
4. A partir de los valores de Energía para cada Período horario, calculados en el punto anterior, se analizan los diferentes modelos planteados y se encuentra el modelo o la combinación de modelos más adecuada para cada unidad o planta térmica.

DETERMINACIÓN DE LOS VALORES NUMÉRICOS ASOCIADOS A LOS PARÁMETROS a), b), c) y d), ASÍ COMO LOS VALORES UR Y DR

El modelo lineal definido en la Resolución CREG 009 de 2003 es el siguiente:

$a \cdot P_i(t) - b \cdot P_i(t-1) \leq UR_i$; para la rampa de aumento

$c \cdot P_i(t-1) - d \cdot P_i(t) \leq DR_i$; para la rampa de disminución

donde:

UR: Rampa de aumento.

DR: Rampa de disminución.

$P_i(t)$: Energía (MWh) despachada para la planta i en el período t.

$P_i(t-1)$: Energía (MWh) despachada para la planta i en el período t-1.

Con base en este modelo, se presentan a continuación diferentes opciones para los valores numéricos asociados a los parámetros a), b), c) y d), así como los valores UR y DR:

MODELO 1: Bloques fijos de aumento y disminución

Este modelo utiliza un valor numérico de 1 para los parámetros a), b), c) y d) ($a = b = c = d = 1$) del modelo lineal establecido en la Resolución CREG 009 de 2003. Podrá ser utilizado

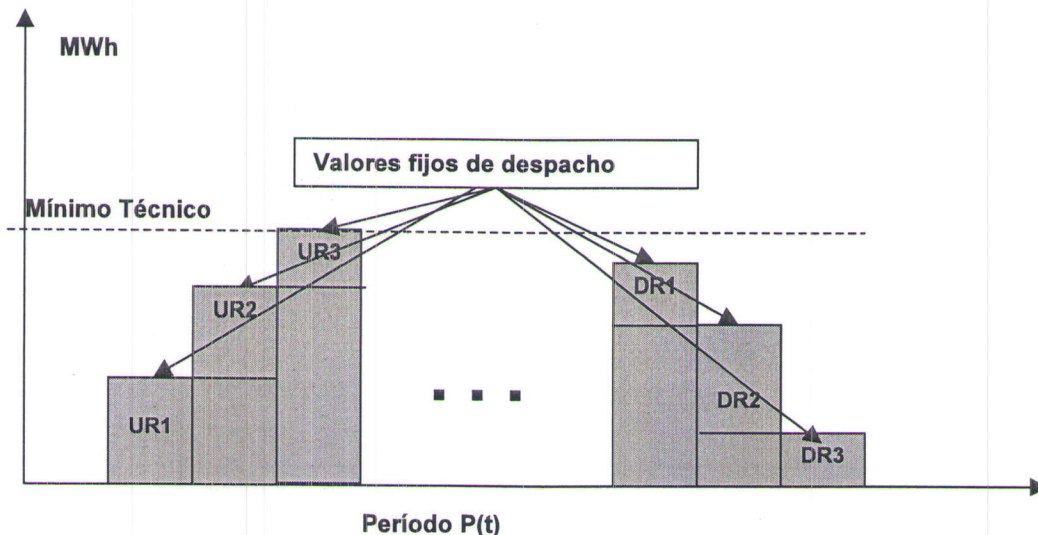
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

para declarar las rampas de aumento desde un valor de cero (0) MWh hasta el mínimo técnico, y de disminución desde el mínimo técnico hasta cero (0) MWh. No podrá aplicarse para valores mayores que el mínimo técnico del recurso.

Se permitirá la declaración por parte de los agentes de un máximo de cinco (5) bloques para las rampas de aumento y hasta cinco (5) bloques para las rampas de disminución. Estos bloques serán valores únicos en MWh para cada período del arranque y parada. Además, se permitirá la declaración de bloques para arranque en frío, en tibio o en caliente.

Los períodos asociados con los bloques fijos de aumento y disminución durante el arranque y apagado, no se considerarán para efectos de aplicar el parámetro Tiempo Mínimo de Generación.

En este caso, la ecuación general toma la forma: $P(t) - P(t-1) = UR$ y $P(t-1) - P(t) = DR$, para diferentes valores de $P(t-1)$. Gráficamente:



Ejemplo:

El generador térmico declara al CND los bloques de arranque y parada para su recurso así:

Rampa de aumento:

Período	UR(i)	MWh
P(0)		0
P(1)	10	10
P(2)	15	25
P(3)	10	35
Mín. Téc.	15	50

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Rampa de disminución:

Período	DR(i)	MWh
Mín. Téc.		50
P(1)	30	20
P(2)	15	5
P(3)	5	0

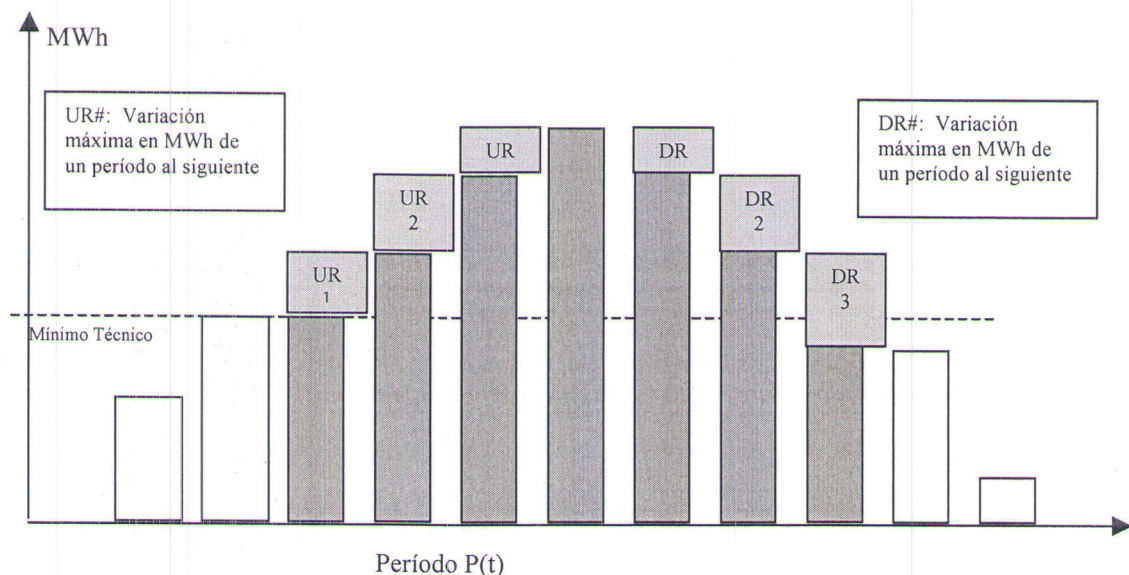
MODELO 2: Límites de velocidad de toma de carga y descarga (MWh)

Este modelo utiliza un valor numérico de 1 para los parámetros a), b), c) y d) ($a = b = c = d = 1$) del modelo lineal establecido en la Resolución CREG 009 de 2003. Podrá ser utilizado para declarar la velocidad de toma de carga y descarga de un período a otro en MWh, es decir, la máxima variación en MWh que puede presentar el recurso para pasar de un programa de $P(t-1)$ MWh a $P(t)$ MWh.

Podrá ser utilizado para intervalos de valores de $P(t-1)$, en el rango que va desde 0 MWh hasta la Capacidad Efectiva Neta del recurso, siempre y cuando los valores de UR y DR permitan que la planta sea despachada en valores que van desde el mínimo técnico hasta la capacidad efectiva neta.

Los agentes podrán declarar la variación máxima en MWh para un máximo de cinco intervalos de valores de $P(t-1)$, los cuales no podrán traslaparse.

Gráficamente:



Ejemplo:

Rampa de aumento:

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

CNO

UR1: Para un valor de $P(t-1)$ de 40 MWh a 50 MWh: Variación máxima de 10 MWh
UR2: Para un valor de $P(t-1)$ de 51 MWh a 60 MWh: Variación máxima de 10 MWh
UR3: Para un valor de $P(t-1)$ de 61 MWh a 80 MWh: Variación máxima de 20 MWh

Rampa de disminución:

DR1: Para un valor de $P(t-1)$ de 100 MWh a 80 MWh: Variación máxima de 20 MWh
DR2: Para un valor de $P(t-1)$ de 80 MWh a 50 MWh: Variación máxima de 30 MWh

Nota: Los agentes podrán declarar un Bloque fijo de salida desde despachos superiores a Mínimo Técnico hasta cero, el cual será tenido en cuenta por el Centro Nacional de Despacho en los casos en los cuales sea más óptima esta operación.

MODELO 3

Este modelo utiliza valores numéricos diferentes a 1 para los parámetros a), b), c) y d). En este caso, se halla un único conjunto de valores para a, b y UR, de tal manera que sea válido para representar las variaciones máximas de generación en energía, de un período al siguiente, de un rango desde el mínimo técnico hasta la capacidad efectiva neta del recurso. Así mismo, un único conjunto de valores para c, d y DR, de tal manera que sea válido para representar las variaciones máximas de generación en energía, de un período al siguiente, de un rango desde la capacidad efectiva del recurso hasta el mínimo técnico.

Para hallar a), b), c) y d) se determina:

- Para la rampa de aumento (MWh/hora):

Se gráfica $P(t-1)$ vs. $P(t)$, para cada valor de energía máximo posible en cada hora para llegar a la capacidad efectiva neta, partiendo desde el mínimo técnico. Con base en los puntos graficados, se halla la ecuación de la recta que más se ajusta a la representación de los mismos. La pendiente de esta recta será la rampa de aumento UR en MWh/hora del recurso a aplicar desde el mínimo técnico hasta la capacidad efectiva.

- Para la rampa de disminución (MWh/hora):

Se gráfica $P(t)$ vs. $P(t-1)$, para cada valor de energía máximo posible en cada hora para llegar al mínimo técnico, partiendo desde la capacidad efectiva neta. Con base en los puntos graficados, se halla la ecuación de la recta que más se ajusta a la representación de los mismos. La pendiente de esta recta será la rampa de disminución DR en MWh/hora del recurso.

Ejemplo:

Teniendo un recurso con los siguientes valores posibles óptimos para incrementar su generación desde el mínimo técnico hasta su capacidad efectiva:

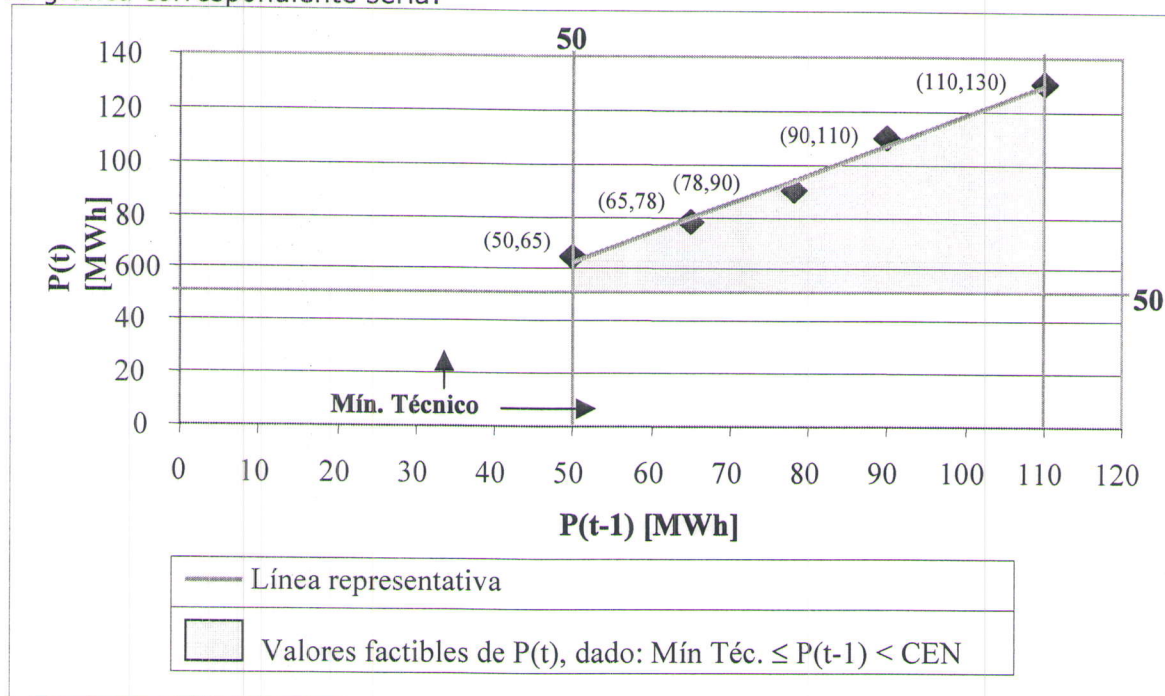
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Período	Energía en el período
MT	50
P1	65
P2	78
P3	90
P4	110
Capacidad efectiva	130

En este caso, los pares de valores de $P(t-1)$ y $P(t)$ son los siguientes:

$P(t-1)$	$P(t)$
50	65
65	78
78	90
90	110
110	130

La gráfica correspondiente sería:



La ecuación de la línea recta que representa mejor los puntos graficados es:

$$P(t) - 1.1147 P(t-1) = 7$$

Para el modelo lineal:

$$a * P(t) - b * P(t-1) \leq UR$$

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Se concluye que:

$a = 1$
 $b = 1.1147$
 $UR = 7$

Por tanto, estos valores serían utilizados para modelar la rampa de subida del recurso, desde su mínimo técnico hasta la capacidad efectiva neta, teniendo en cuenta que para un valor dado de $P(t-1)$ mayor al mínimo técnico, el siguiente valor de la rampa $P(t)$ en MWh, debe ser tomado del área sombreada en la gráfica.

10

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ANEXO 2

Modelo de rampas de aumento y disminución para Plantas de ciclo combinado

Para estas plantas el agente define las diferentes configuraciones posibles de generación para la planta, con base en la disponibilidad de sus unidades de gas, de vapor y calderas recuperadoras y/o en sus características especiales.

Los agentes definen para las diferentes configuraciones posibles cuál es el mejor modelo a utilizar de los incluidos en el Anexo 1 del presente Acuerdo, que deberá ser único para todas las configuraciones posibles de la planta

En la oferta se deberá informar la disponibilidad del recurso para cada una de las 24 horas del día de despacho y con esta se tomarán automáticamente los valores numéricos asociados a los parámetros a), b), c) y d), así como los valores UR y DR

Los agentes podrán inscribir más de un valor para el mínimo técnico de las plantas de ciclo combinado dependiendo de la disponibilidad y configuración del recurso y el CND tendrá en cuenta dichos valores en el despacho.

MODELO DE RAMPAS DE AUMENTO Y DISMINUCIÓN PARA PLANTAS DE CICLO COMBINADO PARA TERMOCENTRO

La Central Termocentro de propiedad de ISAGEN corresponde a una planta de ciclo combinado, que utiliza gas natural como combustible primario y queroseno como combustible de emergencia y dispone de una configuración de planta con dos turbinas a gas, dos calderas recuperadoras de calor (HRSG 's) y una turbina a vapor.
(2*TG + 2 Calderas Recuperadoras + 1 TV).

Dependiendo de la disponibilidad de cada uno de estos componentes principales, (2*TG + 2 Calderas Recuperadoras + 1 TV), la planta presenta diez alternativas posibles de configuración, cinco operando con gas natural y cinco adicionales operando con queroseno, variando la capacidad efectiva neta disponible y por consiguiente los valores numéricos asociados a los parámetros UR y DR, para las rampas de aumento y disminución de carga.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ALTERNATIVAS DE CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA TERMOCENTRO Y MODELO DE RAMPAS

Combustible: Gas Natural

ALTERNATIVAS DE CONFIGURACIÓN TERMOCENTRO (D: Disponible / ND: No Disponible)						DISPONIBILIDA D DE LA PLANTA	MODELO DE RAMPAS
Altva No.	TG1	TG2	CALD 1	CALD 2	TV	(MW)	
1	D	D	D	D	D	280	2
2	D	D	ND	D	D	234	2
2	D	D	D	ND	D	234	2
3	D	D	D	D	ND	192	2
4	D	ND	D	D	D	138	2
4	ND	D	D	D	D	138	2
5	D	ND	D	D	ND	96	2
5	ND	D	D	D	ND	96	2

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Combustible: Queroseno

ALTERNATIVAS DE CONFIGURACIÓN TERMOCENTRO (D: Disponible / ND: No Disponible)						DISPONIBILIDA D DE LA PLANTA	MODELO DE RAMPAS
Altva No.	TG1	TG2	CALD 1	CALD 2	TV	(MW)	
6	D	D	D	D	D	276	2
7	D	D	ND	D	D	232	2
7	D	D	D	ND	D	232	2
8	D	D	D	D	ND	190	2
9	D	ND	D	D	D	136	2
9	ND	D	D	D	D	136	2
10	D	ND	D	D	ND	95	2
10	ND	D	D	D	ND	95	2

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

Modelo para rampas de aumento y disminución en la planta de Ciclo Combinado La Sierra

El modelo de rampas de aumento y disminución corresponde al modelo lineal con las siguientes características:

- Los parámetros a), b), c) y d) empleados para Termosierra en su modelo son iguales a 1.
- A continuación se detallan las diferentes configuraciones posibles con las particularidades del modelo:

Configuración	Disponibilidad de unidades	Modelo			
		0 a MT	MT a CEN	CEN a MT	MT a 0
1	1 unidad a Gas	Bloques fijos	Límite de velocidad de toma de carga	Límite de velocidad de descarga	Bloques fijos
2	2 unidades a Gas	Bloques fijos	Límite de velocidad de toma de carga	Límite de velocidad de descarga	Bloques fijos
3	1 unidad a Gas y 1 a vapor	Bloques fijos	Límite de velocidad de toma de carga	Límite de velocidad de descarga	Bloques fijos
4	2 unidades a Gas y 1 a vapor	Bloques fijos	Límite de velocidad de toma de carga	Límite de velocidad de descarga	Bloques fijos

- Para cada modelo se establecerán los correspondientes valores de UR y DR, según la configuración de la planta.

- Igualmente, de acuerdo con la configuración de la planta, se establecerán los diferentes Mínimos técnicos a considerar.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

MODELO DE RAMPAS DE TEBSA

Para el despacho y redespacho económico de la planta TEBSA se utilizará un modelo operativo cuya actualización es responsabilidad de GECELCA con la aceptación de XM después de realizarle pruebas al software, sin necesidad de la expedición de un Acuerdo por parte del Consejo Nacional de Operación. GECELCA es responsable del modelo que se acepta por parte de XM.

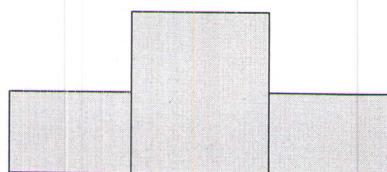
10

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

ANEXO 3

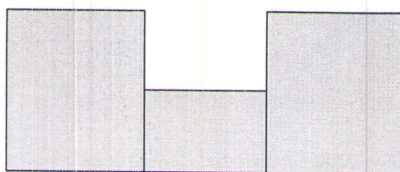
EJEMPLOS GRÁFICOS DE DESPACHOS ALTERNATIVOS

Tipos de Despachos Alternativos



Aumento-Disminución

≠DISPON.



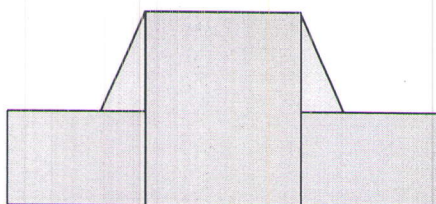
Disminución-Aumento

A

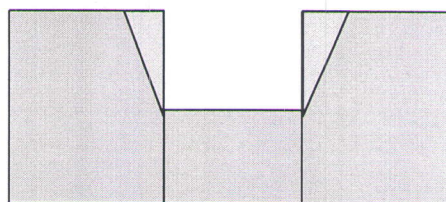
≠ MT

continuación se presentan despachos con aumento-disminución y disminución-aumento los cuales NO SON Despachos Alternativos.

Despachos NO Alternativos



DISPON.



MT

Los anteriores no son Despachos Alternativos, ya que para el cumplimiento del despacho en el segundo período, el cual es el MT o la disponibilidad declarada, según el caso, se tuvieron que aplicar los valores UR y/o DR en el primer y/o tercer período haciendo factible dicho despacho.

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

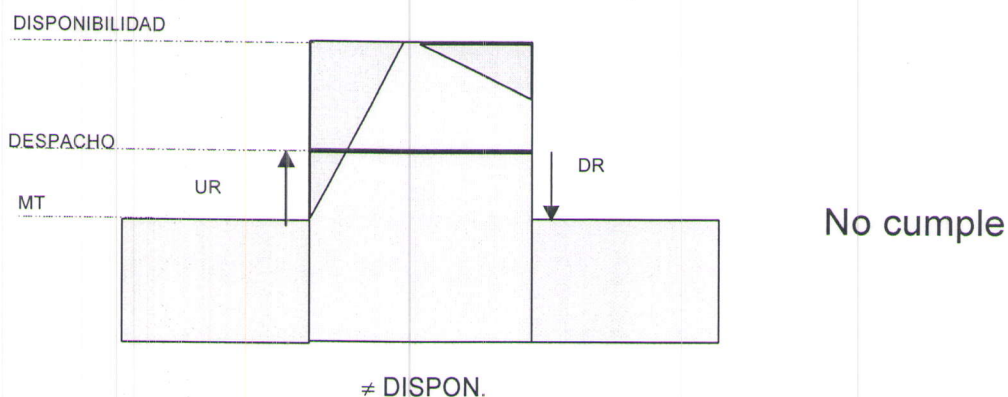
APLICACIÓN DE LOS VALORES UR' Y DR'

Los valores UR' y DR' se aplicarán en el despacho y redespacho cuando se presenten despachos alternativos.

Ejemplos

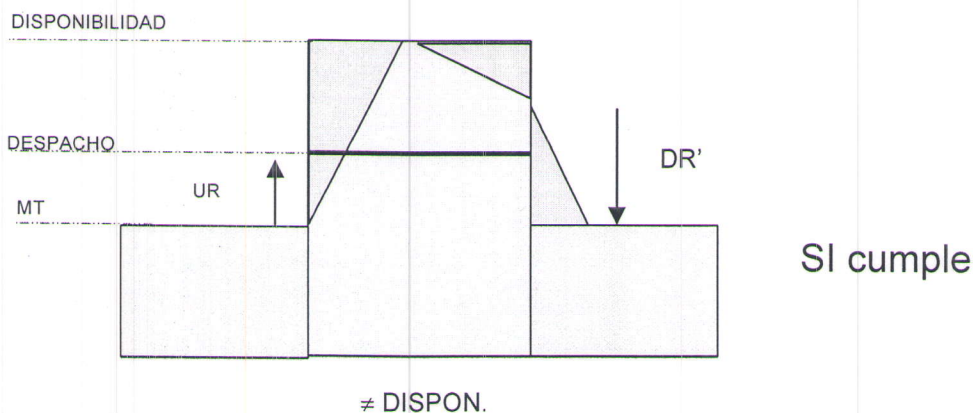
Aumento - Disminución

Utilizando el máximo UR para pasar del primer período al segundo, se puede obtener una generación (en energía) menor que la potencia final del período. Con este valor de generación del segundo período, es posible obtener para el tercero una generación factible con el máximo DR lo cual puede no ser cierto al considerar el valor de potencia final.



Aplicación del DR'

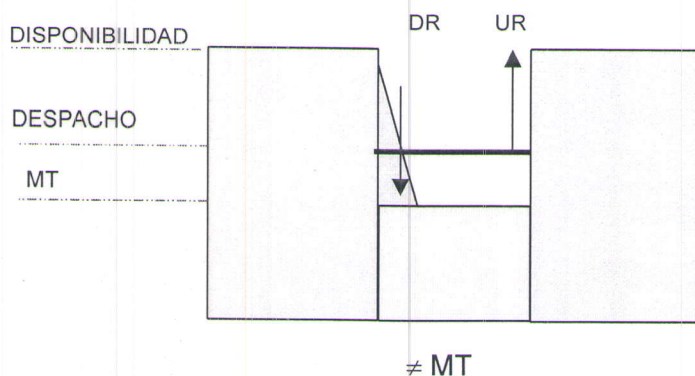
Para solucionar el problema anterior se aplicaría el DR' para pasar del segundo al tercer periodo.



CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO

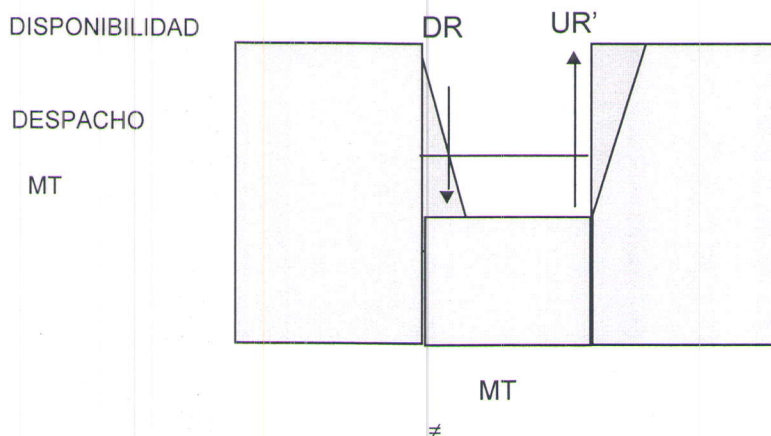
Disminución - Aumento

Utilizando el máximo DR para pasar del primer período al segundo, se obtiene una generación mayor al mínimo técnico del recurso. Con este valor de generación del segundo período, es posible obtener para el tercero una generación factible con el máximo UR, pero si al final del segundo período el recurso se encuentra en su mínimo técnico no le será factible cumplir la generación del tercero considerando el máximo UR.



Aplicación del UR'

Para solucionar el problema anterior se aplicaría el UR' para pasar del segundo al tercer período.



ANEXO 4

PLANTA:		COMBUSTIBLE:		
FECHA DE APLICACIÓN:				
FORMATO PARA DECLARACION DE PARÁMETROS DE PLANTAS TÉRMICAS				
No	VARIABLE	Unidad	DEFINICIÓN	Valor
1	Capacidad nominal	MW	Potencia de diseño o de placa de una unidad o planta de generación.	
2	Capacidad Bruta	MW	Máxima cantidad de potencia que puede suministrar una unidad de generación o planta, en condiciones normales de operación, a las condiciones del sitio de la planta y medida en terminales o bornes del generador.	
3	Mínimo técnico	MW	Potencia mínima a la que puede operar la unidad o planta, en condiciones normales de operación para cada configuración de la planta.	
4	Tipo de unidad		Turbina de gas tipo Frame (TG), Turbina de gas aeroderivada (TGA) Turbina de vapor (TV), otras.	
5	Tipo de ciclo		Ciclo Simple o Brayton, Ciclo Combinado, Ciclo STIG, Ciclo Rankine o vapor y otros.	
6	Tipo de configuración de la planta		Indica las configuraciones factibles de la planta, según el tipo de ciclo y combustible empleados, especificando el número y tipo de turbinas, calderas u otros componentes que utiliza, según se declare en el Anexo 2. Ejemplo: 4TG + 2calderas + 2TV.	
7	Carga Sincronizante	MW	Potencia que entrega cada unidad en el instante en que se sincroniza con la red.	
8	Tipo de combustible		Indica si el combustible empleado es principal o alterno	
9	Capacidad Efectiva Neta	MW	Máxima cantidad de potencia expresada en valores enteros, que puede suministrar una unidad de generación o planta, en condiciones normales de operación dependiendo del combustible , al SIN en el punto de conexión o frontera Comercial	

10	Consumo térmico específico neto o Heat Rate. Para Potencia máxima y para mínimo técnico	(MBTU/ MWh)	Es la relación, entre la energía térmica neta suministrada por el combustible y la cantidad de energía eléctrica neta generada en la frontera comercial por una unidad o planta. El Heat Rate se obtiene con base en el poder calorífico inferior (LHV) del combustible.		
11	Tiempo para transferir a otro combustible.	Horas	Tiempo requerido, en número entero de horas, para transferir y estabilizar la unidad o planta del combustible actual a otro combustible o combinación de éstos. (si no se declara nada o se declara 0 horas, se entiende que no hay restricción de tiempo para transferir combustible)	Combustible 1	
				HORAS	
12	Rata de toma de carga o velocidad de toma de carga	MW/min	Máxima velocidad de toma de carga de la unidad o planta, con la cual puede incrementar su generación por unidad de tiempo, para cada tipo de ciclo y configuración de la planta y considerando los estados para arranques en frío, tibio o caliente. La rata de toma de carga puede estar definida para diferentes intervalos de potencia de la unidad o planta. Esta información será utilizada por los agentes para determinar los valores numéricos de los parámetros establecidos en el Anexo 2. Este parámetro no será utilizado para el despacho y/o redespacho programado que realiza el CND.		
13	Rata de descarga o velocidad de descarga	MW/min	Máxima velocidad de descarga de la unidad o planta, con la cual puede disminuir su generación por unidad de tiempo, para cada tipo de ciclo y configuración de la planta. La rata de descarga puede estar definida para diferentes intervalos de potencia de la unidad o planta. Esta información será utilizada por los agentes para determinar los valores numéricos de los parámetros establecidos en el Anexo 2. Este parámetro no será utilizado para el despacho y/o redespacho programado que realiza el CND.		
14	Tipos de arranques		Estados para el arranque de la unidad o planta, considerando el número de horas que lleva la unidad o planta fuera de línea. Se define considerando el tipo de ciclo y configuración de planta y considerando los estados para el arranque de frío, tibio y caliente. Este parámetro se declara según lo establecido en el Anexo 2. Para las plantas de ciclo combinado si el operador declara indisponibilidad total o parcial (cambio de configuración) de su planta, podrá informar al CND, junto con dicha declaración de indisponibilidad, y solamente en este momento, si para el próximo arranque programado se le deben contabilizar las horas fuera de línea a partir del periodo en que se efectuó la parada anterior al último arranque programado.		

15	Tiempo de aviso(TA) (Ver Figura 1)	Horas	Mínimo tiempo con el cual el CND le debe avisar al operador de la unidad o planta, que esta será programada en el despacho y/o redespacho, el cual se contabilizará hasta el inicio del primer período despachado. El tiempo de aviso incluye el tiempo de calentamiento y debe definirse para cada tipo de ciclo y configuración de planta y los estados de arranque frío, tibio o caliente. El tiempo de aviso para el arranque de una unidad como producto del Despacho Programado, será medido a partir de la hora establecida por la CREG como hora límite que tiene el CND para poner a disposición el despacho con los recursos de generación, o a la hora en que éste sea publicado si el horario de publicación es posterior a dicha hora. En el caso de programación de arranque en el proceso del Redespacho, el tiempo de aviso será medido a partir del momento en que el CND le notifique al operador de la unidad o planta sobre dicho arranque. El tiempo de aviso puede incluir períodos con disponibilidad cero del generador.
16	Tiempo de aviso por renominación de gas (TAR)	Horas	Tiempo de aviso por renominación de gas (TAR): Tiempo que se toman el productor y el transportador de gas para entregar el combustible a las plantas térmicas ante una renominación como consecuencia de un requerimiento de arranque de la unidad o planta por parte del Redespacho o de la Operación. Este valor podrá ser, como máximo, el establecido en el Reglamento Único de Transporte de Gas (RUT) más el tiempo de calentamiento según el estado de arranque de la planta frío, tibio o caliente. Este tiempo deberá definirse para las configuraciones que usen como combustible gas natural o una mezcla de este. El tiempo de aviso por renominación de gas para el arranque de una unidad o planta como producto del Redespacho será medido a partir del momento en que el CND le notifique al operador de la unidad o planta sobre dicho arranque. El TAR puede incluir períodos con disponibilidad cero del generador.
17	Tiempo de calentamiento: (TC) (Ver Figura 1)	Horas	Tiempo que tarda la unidad o planta medido desde el instante en el cual el operador inicia las maniobras de arranque de la unidad o planta, hasta el inicio del primer período con carga o primer período despachado o redespachado. Debe definirse para cada tipo de ciclo y configuración de planta y considerar los estados para arranques en frío, tibio y caliente. Está incluido dentro del tiempo de aviso. El tiempo de calentamiento empezará a contar una vez las unidades o plantas sean declaradas disponibles. Si durante el arranque se presenta una falla que retrase la entrada de la unidad o planta, y el operador ha declarado indisponible su unidad o planta, el operador informará al CND el nuevo tiempo de calentamiento a tener en cuenta para su arranque, contado a partir del periodo en que el operador declaró nuevamente disponible la unidad o planta. El valor de este nuevo tiempo de calentamiento informado por el operador al CND, sumado al tiempo acumulado transcurrido entre el inicio del arranque hasta la falla, no debe ser menor al tiempo de calentamiento declarado.

			El valor de este nuevo tiempo de calentamiento informado por el operador al CND no debe superar el valor del Tiempo de Calentamiento original para el arranque en frío, tibio o caliente según el estado inicial de la unidad o planta y será tenido en cuenta únicamente para el arranque en cuestión. Adicionalmente, en caso de reportar durante el tiempo de calentamiento, dos o más indisponibilidades se efectuará la sumatoria de los períodos disponibles para efectos de verificar si el tiempo es menor al requerido en un calentamiento normal.
18	Tiempo mínimo de generación (TMG). Fig. 1	Horas	Tiempo mínimo que requiere la unidad o planta permanecer en línea, sin incluir los períodos correspondientes a los bloques o segmentos de entrada y salida.
19	Arranques programados por día	No.	Máximo número de arranques que la unidad o planta puede hacer por día, dependiendo del tipo de ciclo y configuración. Se entenderá que se trata de los arranques, que deben hacerse para atender el despacho o redespacho programado. No se contarán como arranques programados aquellos asociados a salidas forzadas por eventos internos o externos de una unidad o planta.
20	Mínimo Tiempo de Carga Estable (MTCE) Fig. 1	Horas	Mínimo tiempo que la unidad o planta debe permanecer en una carga fija, cuando la variación entre dos períodos consecutivos de despacho y/o redespacho programado es mayor a la variación de carga para MTCE, (VMTCE). No aplica para bloques de entrada o salida. Para efectos de despacho y/o redespacho este tiempo se contará a partir del inicio del período siguiente a la VMTCE.
21	Variación de carga para MTCE (VMTCE) Fig. 1	MW/h	Variación de carga que se toma como referencia para la aplicación del parámetro MTCE.
22	Tiempo mínimo fuera de línea (TMFL) por parada programada.Fig. 1	Horas	Mínimo tiempo que se considera en el Despacho Programado y/o redespacho, y que define la permanencia fuera de operación de la unidad o planta una vez salga de servicio por parada programada
23	Tiempo mínimo fuera de línea (TMFL) por parada no programada Fig. 1	Horas	Mínimo tiempo que se considera en el Despacho Programado y/o redespacho, que define la permanencia fuera de operación de la unidad o planta, por parada no programada y contado a partir del primer período de redespacho en cero.
24	Zonas Prohibidas de Generación	MW	Bandas o valores de potencia activa en los cuales no es factible la operación de la unidad o planta.

Nota: Para aquellas plantas en que todos o alguno de los parámetros no apliquen, se llenaran las casillas correspondientes con las letras "N.A." indicando esto que no aplica.

ANEXO 5

Fecha de reporte:		(Fecha de aplicación:)	
Planta:			
Mínimo Técnico (MW):			
Rango de disponibilidad		Configuración	
Mínimo	Máximo		
		Número: 1 Descripción: Combustible:	

Modelo 1		Bloques UR (MWh)			Bloques DR (MWh)		Bloque de despachos > MT a Cero
		Frío	Tibio	Caliente			
	UR1				DR1		
	UR2				DR2		
	UR3				DR3		
	UR4				DR4		
	UR5				DR5		
	Arranque	Intervalos de tiempo fuera de línea para determinar tipo de arranque					
	Frío	X horas o más					
	Tibio						
	Caliente						

Modelo 2		Segmento UR (MWh)					Segmento DR (MWh)			
		Mínimo	Máximo	UR	UR'		Mínimo	Máximo	DR	DR'
	UR1					DR1				
	UR2					DR2				
	UR3					DR3				
	UR4					DR4				
UR5					DR5					

Modelo 3		Bloques UR (MWh)				Bloques DR (MWh)			
		a	b	UR		c	d	DR	