



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**AJUSTES A LA LIQUIDACIÓN DE ANILLOS
DE SEGURIDAD: DEMANDA
DESCONECTABLE VOLUNTARIA DDV Y
CONTRATOS DE RESPALDO.**

**Análisis de comentarios a la
Resolución CREG 116 de 2013**

DOCUMENTO CREG-145
18 de diciembre de 2013

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y
GAS**

CONTENIDO

1. OBJETIVO	253
2. ANÁLISIS COMENTARIOS	253
2.1 Despacho Ideal.....	253
2.2 Liquidación de la DDV y Remuneración Real Individual Diaria del Cargo por Confiabilidad	254
2.3 Verificación de desconexión DDVV	261
3. OTROS COMENTARIOS	263
ANEXO	270
1. Obligación Diaria de Energía Firme.....	270
2. Remuneración Real Individual Diaria y Liquidación.....	270

AJUSTE A LA LIQUIDACIÓN DE LOS ANILLOS DE SEGURIDAD Comentarios a la Resolución 116 de 2013

1. OBJETIVO

La CREG ha adelantado un proceso para definir el proceso de Liquidación de la Demanda Desconectable Voluntaria, DDV, la verificación de la desconexión de la DDV para los tipos de frontera con medición directa, y la consideración de los contratos de respaldo en el cálculo de la Remuneración Real Individual Diaria del Cargo por Confiabilidad, RRID.

En este documento se presentan las respuestas a los comentarios realizados a la resolución de consulta CREG 116 de 2013.

No.	Radicado	Empresa
1	E-2013-009016	ISAGEN S.A. E.S.P.
2	E-2013-009135	EMGESA S.A. E.S.P.
3	E-2013-009154	GECELCA S.A. E.S.P.
4	E-2013-009157	Grupo EPM
5	E-2013-009167	XM S.A. E.SP.
6	E-2013-009608	SSPD

2. ANÁLISIS COMENTARIOS

2.1 Despacho Ideal

- *Al eliminar la disposición sobre el tratamiento de la DDV como generador no despachado centralmente, se hace necesario armonizar el texto del resto de la Resolución 063 de 2010, en particular aquellos apartes en los cuales se hace alusión al programa de generación, cuando se refiere a la programación de la Demanda Desconectable Voluntaria.*

RESPUESTA

Se acepta el comentario, y para los casos en que se hace referencia al “programa de generación” de la DDV, se realiza el cambio pertinente a “programa de desconexión”.

2.2 Liquidación de la DDV y Remuneración Real Individual Diaria del Cargo por Confiabilidad

- *En el proyecto de resolución, se establece que la reducción de energía resultante de la adquisición de Demanda Desconectable Voluntaria por parte de un generador, se tendrá en cuenta en la verificación del cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que respalda la planta o unidad a la que se le asocie el mecanismo.*

Para este efecto, en el artículo 3 del proyecto de resolución se define que "La planta o unidad de generación que active el mecanismo de la DDV en el día d, descontará de su Obligación de Energía Firme del día d, el valor de la DDVV." Sin embargo, se observa una inconsistencia en el artículo 4, donde se determina la fórmula para el cálculo de la Remuneración Real Individual.

En la fórmula anterior la variable $DC_{i,h,d,m}$ corresponde a la disponibilidad comercial de la planta.

Este procedimiento implica que a la disponibilidad comercial de la planta, calculada según lo establecido en la Resolución GREG 024 de 1995, se sumen las compras en contratos de respaldo y la Demanda Desconectable Voluntariamente Verificada asociada al generador.

Dado que por una parte, el artículo 3 indica que la variable DDVV se debe descontar de Obligación de Energía Firme del día d, y de otro lado, el artículo 4 establece que esta misma variable se debe sumar a la disponibilidad comercial, el resultado final es una cancelación de la variable DDVV, lo que no permite obtener el efecto de alivio en el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme para el generador.

Teniendo en cuenta lo anterior, solicitamos realizar el ajuste pertinente en el cálculo de Remuneración Real Individual, de tal manera que en la liquidación del cargo por confiabilidad se asegure el objetivo de reducción de energía resultante de la implementación del anillo de Demanda Desconectable Voluntariamente.

- *En el Artículo 3 se establece que la planta o unidad de generación que active la DDV en el día d, deberá descontar de su OEF del día d, el valor de la DDVV.*

Esta regla puede resultar en un valor negativo por la modulación de la OEF con la demanda comercial diaria. Por tanto, consideramos que esta disposición se debe hacer de la siguiente manera: "Descontará el máximo entre la DDVV y la OEFR".

De otra parte, el Artículo 17 de la Resolución CREG 063 de 2010, modificado por el mencionado Artículo 3, indicaba:

Artículo 17. Cálculo del CERE. *La DDV se considerará siempre para el cálculo del Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad*

Con la eliminación de lo anterior, debe tenerse en cuenta que el resto de la demanda, la que se atendió, experimentará un aumento del CERE, lo que induce un efecto cruzado con demanda que participó en la DDVV.

$$(Considerar que: CERE_m = \frac{RRT_m}{GR_m})$$

- Debe revisarse el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 (Cargo por Confiabilidad), teniendo en cuenta que si no considera la DDVV en la demanda total doméstica diaria, se reducirían artificialmente las obligaciones de todos los generadores, lo cual claramente no es lo esperado con este anillo de seguridad.
- Con la modificación propuesta, en el Anexo 8, la variable RRID resulta inconsistente, ya que el efecto de la DDVV se presenta simultáneamente en el numerador y denominador.
- De otro lado, la propuesta regulatoria estipula que la DDV se adiciona a la disponibilidad comercial del generador que la implemente. En algunos casos esto hará que el generador pueda obtener valores de disponibilidad comercial superiores a su disponibilidad comercial normal e, incluso, superiores a su capacidad efectiva, afectando de alguna forma los cálculos que utilicen la disponibilidad comercial como variable.
- Por último, si bien en los Documentos CREG 076 y 077 se menciona que la DDV disminuirá las OEF, en las fórmulas indicadas en la propuesta regulatoria no se refleja esta situación.

RESPUESTA

De acuerdo con los comentarios, se realiza el siguiente análisis de liquidación:

Ejemplo análisis de asignación de energía firme y liquidación actual de la DDV

Se mostrará un ejemplo de la asignación de obligaciones de energía firme y liquidación actual de la demanda desconectable voluntaria, DDV, para cuatro plantas con los siguientes supuestos:

- La liquidación y remuneración del Cargo por Confiabilidad que incluye la DDV se realiza para un día.
- La disponibilidad normal que aparece en el primer término de la ecuación (10) del Anexo de este documento, se asume igual a la generación real de cada planta.
- Precio del cargo por confiabilidad igual a 25.545 \$/MWh

Asignación de energía firme:

A partir de los supuestos anteriores se mostrará el cálculo de las obligaciones diarias de las cuatro plantas hipotéticas del ejemplo. Los cálculos se realizan con base a los Anexos 1, 7 y 8 de la Resolución CREG 071 de 2006, sin embargo, la disponibilidad comercial del

anexo 8 se calcula como se propuso en la Resolución CREG 116 de 2013 debido a que no se recibieron comentarios a la modificación propuesta.

En la Tabla 2.1 se presenta los valores hipotéticos de OEF y demanda mensual, demanda diaria y el precio del cargo por confiabilidad. A partir de estos, se calcula los valores de obligación de energía firme diaria respaldada, ODEFR, para las cuatro plantas del ejemplo con base en la ecuación (8) del Anexo como se presenta en la Tabla 2. Los valores de obligación de energía firme anual y mensual también son hipotéticos para las plantas del ejemplo.

Se aclara que los resultados mostrados en la Tabla 2.1 y Tabla 2.2 son calculados para los casos en que no ocurren desconexiones de demanda en el mes, ni en el día para el cual se asumió el valor de demanda comercial diaria. Esto, con el fin de comparar las obligaciones de energía firme de cada una de las plantas cuando no, y si hay desconexión de demanda.

Tabla 2.1

Obligación mensual de energía firme OMEFR _i (MWh)=	65.946.738
Demanda comercial mensual D _m (MWh)=	5.054.567
Demanda comercial diaria D _d (MWh)=	166.727
Precio Cargo por Confiabilidad, CxC (\$)	25.545

Tabla 2.2

PLANTAS	OEFA (MWh)	OMEFR (MWh)	ODEFR (MWh)
A	16.486.685	1.263.642	41.681,86
B	19.784.022	1.516.370	50.018,23
C	11.210.946	859.276	28.343,66
D	18.465.087	1.415.279	46.683,68
Total			166.727

En la Tabla 2.3, se puede observar que la demanda comercial diaria es menor a la observada en la Tabla 2.1, debido a la reducción de demanda que es causada por la demanda desconectable voluntaria verificable, DDVV_d, en el día d. Y al compararse las obligaciones de las Tablas 2.2 y 2.4, se percibe que las obligaciones de las plantas han reducido, esto, ocasionado por la planta que ha activado la DDVV_d (la cual aparece resaltada).

Tabla 2.3

Demanda Objetivo D _i (MWh)=	65.946.738
Demanda comercial D _m (MWh)=	5.054.567
Demanda comercial D _d (MWh)=	166.717
DDVV _d	10

Tabla 2.4

PLANTAS	OEFA (MWh)	OMEFR (MWh)	ODEFR (MWh)
A	16.486.685	1.263.642	41.679
B	19.784.022	1.516.370	50.015
C	11.210.946	859.276	28.342
D	18.465.087	1.415.279	46.681
Total			166.717

Como el objetivo de un anillo de seguridad de una planta es cumplir su obligación de energía firme, OEF, y siendo natural que el uso de algún anillo de seguridad de una planta no debería afectar la OEF de las demás plantas ni la de ella misma, por lo tanto, se ajustará el cálculo de la demanda diaria con la DDVV_d, con el propósito de no afectar la OEF cuando se activa el mecanismo de desconexión. A continuación se muestra las

ecuaciones para el cálculo de las obligaciones de energía firme diaria y el ajuste para la liquidación de las obligaciones horarias:

$$ODEFR_{i,j,d,m} = OMEFR_{i,j,m} * \frac{DC_{d,m} + DDVV_{d,m}}{DC_m + DDVV_m} \quad (1)$$

Donde:

$$DDVV_{d,m} = \sum_{i=1}^k DDVV_{i,j,d,m} \quad (2)$$

$$DDVV_m = \sum_{i=1}^k \sum_{d=1}^n DDVV_{i,j,d,m} \quad (3)$$

- $ODEFR_{i,j,d,m}$: Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i del generador j en el día d en el mes m .
- $OMEFR_{i,j,m}$: Obligación Mensual de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i del generador j en el mes m .
- $DC_{d,m}$: Demanda Comercial Total Doméstica del sistema para el día d del mes m .
- $DDVV_{d,m}$: Demanda desconectable voluntaria verificable en el día d del mes m
- DC_m : Demanda Comercial total Doméstica del sistema para el mes m
- $DDVV_m$: Demanda desconectable voluntaria verificable en el mes m
- $DDVV_{i,j,d,m}$: Demanda desconectable voluntaria verificable, activada por la planta o unidad de generación i del generador j en el día d del mes m .

Para la segunda liquidación, la estimación de la obligación de energía firme diaria, ODEF, del generador j , quedará así:

$$ODEFR_{i,j,m,T} = OMEFR_{i,j,m} * \left(\frac{\sum_{T=1}^{ND_{T,m-1}} (DC_{m-1,T} + DDVV_{i,j,m-1,T})}{DC_{m-1} + DDVV_{m-1}} \right) * \left(\frac{1}{ND_{T,m-1}} \right) \quad (4)$$

Donde:

- $ODEFR_{i,j,m,T}$: Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i del generador j en los días de tipo T del mes m .
- $OMEFR_{i,j,m}$: Obligación Mensual de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i del generador j en el mes m .
- $DC_{m-1,T}$: Demanda Comercial Doméstica total del sistema para el día de tipo T del mes $m-1$.
- $DDVV_{i,j,d,m-1,T}$: Demanda desconectable voluntaria verificable asociada a la planta o unidad de generación i del generador j para el día de tipo T del mes $m-1$.

- DC_{m-1} : Demanda Comercial total Doméstica del sistema para el mes m-1
- $DDVV_{m-1}$: Demanda desconectable voluntaria verificable en el mes m-1
- $ND_{T,m-1}$: Número de días del tipo T en el mes m-1
- T: Corresponde a los tipos de días: domingos y festivos, sábados, y días ordinarios.

Y para la liquidación de las obligaciones horarias de energía firme, OHEF, del generador j, el factor de ajuste quedará así:

$$FA = \frac{DC_{d,m} + DDVV_{d,m} - GI_{NDC,d,m}}{\sum_j (ODEF_{j,d,m} - ODEF_{NDC,j,d,m})} \quad (5)$$

Donde:

- $DC_{d,m}$: Demanda total doméstica del día d del mes m.
- $DDVV_{d,m}$: Demanda desconectable voluntaria verificable en el día d del mes m
- $GI_{NDC,d,m}$: Generación ideal del día d del mes m de los recursos no despachados centralmente.
- $ODEF_{j,d,m}$: Obligación diaria de energía firme del agente generador j en el día d del mes m.
- $ODEF_{NDC,j,d,m}$: Variable ODEF para todos los recursos no despachados centralmente.

Después de ajustarse el cálculo de las obligaciones diarias de energía firme, se determina de nuevo los valores de OEF. En la Tabla 2.5 se presenta los valores de demanda, desconexión diaria y precio del cargo, y en la Tabla 2.6 se muestran los valores de obligación de energía firme de las plantas, en este caso se puede presenciar que así ocurran desconexiones, las obligaciones no se ven afectadas por la activación de la DDV obteniéndose los mismos valores de la Tabla 2.2, que es el caso cuando no hay desconexión.

Tabla 2.5

Demanda Objetivo D_j (MWh)=	65.946.738
Demanda comercial D_m (MWh)=	5.054.567
Demanda comercial D_d (MWh)=	166.717
$DDVV_d$	10
$D_d + DDVV_d$ (MWh)=	166.727
Precio CxC (\$/MWh)=	25.545

Tabla 2.6

PLANTAS	OEFA (MWh)	OMEFR (MWh)	ODEFR (MWh)
A	16.486.685	1.263.642	41.681,86
B	19.784.022	1.516.370	50.018,23
C	11.210.946	859.276	28.343,66
D	18.465.087	1.415.279	46.683,68
Total			166.727

Liquidación:

Retomando los supuestos anteriores y los datos de la Tabla 2.5 y Tabla 2.6, se determina la liquidación. En la Tabla 2.7, Tabla 2.8 y Tabla 2.9 se encuentran los valores de DDV, generación real, disponibilidad comercial (DC), costo equivalente real de energía (CERE),

la RRID, valor distribuido (VD), valor recaudado (VR), y el valor F de cada una de las plantas, todos estos, calculados de acuerdo con las ecuaciones (9), (10), (12), (14), (15), (16) y (17) del Anexo.

Como se observa en la Tabla 2.9, los valores distribuidos y recaudados por las plantas A B y D son iguales, y por ende sus valores F son nulos. En cambio, la planta C al utilizar el mecanismo de la DDV presenta un valor distribuido mayor al recaudado debido a que su generación real es menor a la ODEFR, y por lo tanto, su valor F es positivo al obtener un valor a favor como se muestra en la Tabla 2.9. En este caso, el mercado no contaría con el dinero para pagar el valor a favor de la planta C debido a que el valor F de las demás plantas es nulo, lo cual contradice el hecho que la suma de los valores F para el sistema debe ser cero.

Tabla 2.7

PLANTAS	DDVV (MWh)	Gen. Real (MWh)	DC (MWh)	RRID (\$)
A		41.682	41.682	1.064.757.835
B		50.018	50.018	1.277.709.402
C	10	28.334	28.344	724.035.328
D		46.684	46.684	1.192.528.775
Total	10	166.717	166.727	4.259.031.340

Tabla 2.8

CERE (\$/MWh) =	25.545
-----------------	--------

Tabla 2.9

PLANTAS	VD (\$)	VR (\$)	F (VD-VR) (\$)
A	1.064.757.835	1.064.757.835	0
B	1.277.709.402	1.277.709.402	0
C	724.035.328	723.779.879	255.449
D	1.192.528.775	1.192.528.775	0
Total	4.259.031.340	4.258.775.891	255.449

Lo anterior se debe a que el valor a favor de la planta C es el producto del valor de demanda desconectada multiplicada por el CERE, y al ser este valor de demanda un mecanismo utilizado por el generador, esta demanda no pagaría el Cargo por Confiabilidad. Por lo tanto, *el generador al poseer el control para desconectar demanda, y al mismo tiempo no recaudar el Cargo por Confiabilidad por el valor de la DDV, se ajusta la liquidación como se muestra a continuación:*

$$DDVV_i = \sum_{d=1}^n DDVV_{i,d,m} \tag{6}$$

Donde:

$DDVV_{i,d,m}$: Demanda desconectable voluntaria verificable activada por la planta y/o unidad de generación i en el día d del mes m .

n : Número de días del mes m

$$F_i = VD_i - DDVV_i * CERE - VR_i \quad (7)$$

Ajustada la liquidación, se retoman los datos de la Tabla 2.5 y la Tabla 2.6 y se procede a determinar de nuevo la liquidación. Los resultados de la Tabla 2.10, Tabla 2.11 y Tabla 2.12 son calculados con las mismas ecuaciones del Anexo que se utilizaron en la liquidación anterior a esta, a excepción del cálculo del valor F que fue determinado a partir de las ecuaciones (6) y (7).

Tabla 2.10

PLANTAS	DDVV (MWh)	Gen. Real (MWh)	DC (MWh)	RRID (\$)
A		41.682	41.682	1.064.757.835
B		50.018	50.018	1.277.709.402
C	10	28.334	28.344	724.035.328
D		46.684	46.684	1.192.528.775
Total	10	166.717	166.727	4.259.031.340

Tabla 2.11

CERE (\$/MWh) =	25.545
-----------------	--------

Tabla 2.12

PLANTAS	VD (\$)	VR (\$)	DDVV*CERE (\$)	F (VD- DDVV*CERE-VR) (\$)
A	1.064.757.835	1.064.757.835	0	0
B	1.277.709.402	1.277.709.402	0	0
C	724.035.328	723.779.879	255.449	0
D	1.192.528.775	1.192.528.775	0	0
Total	4.259.031.340	4.258.775.891		0

En los resultados se observa los valores distribuidos VD, los recaudados VR, el valor DDVV activada multiplicada por el CERE, y las desviaciones del valor F de cada una de las plantas. Se puede apreciar que la desviación para cada planta es nula, debido a que el valor distribuido menos el valor devuelto de la DDVV por el CERE es igual al recaudado. Por ende, no se presentan valores a favor de las plantas ni al mercado, obteniéndose un cierre en la liquidación.

- Con la modificación propuesta, en el Anexo 7 la variable OHEF queda afectada por un doble efecto originado en la nueva regla: descontar de la OEF la DDVV. Lo anterior porque a la ODEFA se le descuenta la DDVV, por lo que la OHEF resulta inconsistente:

$$OHEF_{j,h,d,m} = GI_{j,h,d,m} * \left(\frac{ODEFA_{j,d,m} + VC_{j,d,m} - CC_{j,d,m} - DDVV_{j,d,m}}{GI_{j,d,m}} \right)$$

RESPUESTA

Con la modificación anterior en la liquidación se corrige lo propuesto en la Resolución CREG 116 de 2013, en la que ya no se afecta la determinación de la obligación horaria de energía firme, OHEF, de las plantas.

- Con la modificación propuesta al Anexo 8, no resulta claro por qué la variable PCC deba ser afectada:

$$PCC_{i,m} = \frac{\sum_s (P_{i,m,s} * ODEFR_{i,m,s})}{\sum_s ODEFR_{i,m,s}}$$

Lo cual no debería ocurrir, puesto que los demás anillos de seguridad no afectan la mencionada variable.

RESPUESTA

Ya no se afectará la variable que define el precio del cargo por confiabilidad, PCC, cuando se activa el anillo de seguridad DDV.

2.3 Verificación de desconexión DDVV

- Consideramos que las cantidades de energía eléctrica producto de la DDV, obtenida mediante el uso de plantas de emergencia o con medición independiente, deben ser reconocidas en su totalidad, ya que éstas contribuyen a disminuir la demanda de energía eléctrica que, de otra forma, tendría que ser tomada de la red y aumentaría la demanda a ser atendida. En virtud de lo anterior, se propone eliminar las siguientes fórmulas que la propuesta regulatoria define para determinar si hubo o no DDV:

- DDV con plantas de emergencia: $CR_{j,d} < PC_{j,td} * (1.05) - GPE_{j,d}$
- DDV con medición independiente: $CR_{j,d} < PC_{j,td} * (1.05) - PDDV_{j,td}$

- Con respecto a lo mencionado en el proyecto de resolución, se puede observar que el artículo 2 que se refiere a DDV con plantas de emergencia no está mostrando los suficientes incentivos para que la demanda se acoja a este esquema. De una parte, se analiza la siguiente fórmula:

$$CR_{j,d} < PC_{j,td} * (1.05) - GPE_{j,d}$$

Donde:

$CR_{j,d}$: Consumo medido en la frontera comercial para el usuario j en el día d .

$PC_{j,td}$: Promedio del consumo medido en la frontera comercial para el usuario j , según el tipo de día td , de los últimos 105 días. Se diferenciarán los días comprendidos de lunes a sábado (código 1 al 6) y los domingos y festivos (código 7).

$GPE_{j,d}$: Generación de la planta de emergencia del usuario j para el día d .

$DDVV_{j,d}$: Demanda Desconectable Voluntaria Verificada del usuario j para el día d .

$CDDV_{j,d}$: Demanda Desconectable Voluntaria contratada del usuario j para el día d .

Esta fórmula que relaciona el consumo medido en la frontera comercial con la generación de plantas de emergencia y el promedio histórico en el momento de utilizar el anillo de seguridad, se le está dando una ponderación mayor al $PC_{j,td}$ al ser multiplicado por el Factor 1.05, esto podría interpretarse como una desviación entre los promedios observados que puede dar como resultado que la $DDVV$ sea cero, dando como resultado un incentivo negativo para acogerse a este esquema.

Por otro lado, suponiendo que esta condición se cumpla, el cálculo de la Demanda Desconectable Voluntaria se hace de la siguiente manera:

$$DDVV_{j,d} = \text{mínimo}(CDDV_{j,d}, GPE_{j,d})$$

Esta fórmula indica que en caso de que el consumo de energía eléctrica del usuario que fue abastecido con la planta de emergencia sea mayor al contratado por la aplicación del esquema, el costo adicional de la operación de la planta de emergencia no se reconocería. Por ejemplo, si fuera necesario aplicar este anillo de seguridad y en ese periodo se presenta un aumento en la demanda de energía del usuario, estos costos no serían reconocidos. Lo cual, se reitera, no da los incentivos suficientes para que los usuarios se acojan a este esquema haciendo que el anillo de seguridad no tuviera el impacto esperado en la confiabilidad del sistema.

RESPUESTA

La condición establecida en la frontera comercial para tipos de fronteras DDVV con medición directa, tiene el objetivo de verificar que realmente hay una desconexión cuando es activada la DDVV.

Es decir, para los casos en que se activa el mecanismo en este tipo de fronteras DDVV con medición directa, solo habría una desconexión si realmente hay una reducción de

demanda en la frontera comercial con respecto al consumo promedio, en consecuencia, este mecanismo es dirigido a usuarios que tienen una demanda de consumo con poca variación.

Al aceptar que un usuario o comercializador tenga en su frontera comercial una desviación mayor del 5% con respecto a su consumo promedio cuando activa la DDVV, significa que el comercializador al presentar una desconexión, podrá tener una variación de consumo por encima de la que se esperaba al activarse la DDVV.

Cuando se activa este mecanismo y se cumple la condición de consumo en la frontera comercial, y si es el caso que hubo una desconexión mayor a la esperada, solo se reconocerá el valor DDVV establecido en el contrato, debido a que este es el valor de energía enviado en el programa de desconexión al CND por parte del generador.

- *Adicionalmente, la variable “ $CDDV_{j,d}$: Demanda Desconectable Voluntaria contratada del usuario j para el día d .” pareciera que solo hace referencia a los valores de energía sin reconocer los costos adicionales de operación que pueden incentivar a los usuarios a acogerse a este esquema.*

RESPUESTA

Esta variable solo hace referencia al valor que pacta bilateralmente el comercializador con el generador, en el cual reducirá su demanda de energía en kWh/día.

3. OTROS COMENTARIOS

- *Al respecto de la declaración que deben hacer los agentes en caso de presentarse la insuficiencia en el cumplimiento de las OEF asignadas para un periodo determinado, esto con el fin de dar inicio al funcionamiento del esquema de la Demanda Desconectable Voluntaria, se considera necesario aclarar cuál es la diferencia entre la declaración de la DDV y el anillo de seguridad del Mercado Secundario (Artículo 58 Resolución CREG 071- 2006), ya que se puede interpretar que las dos se pueden declarar en el mismo momento. Además, no es claro si estos mecanismos pueden ser utilizados de manera simultánea o si por el contrario el uso de uno es excluyente del otro.*

RESPUESTA

De acuerdo con lo establecido en el artículo 58 de la Resolución CREG 071 de 2006, los anillos de seguridad son un conjunto de mecanismos utilizados como respaldo por las plantas o unidades de generación, cuando su energía no es suficiente para cumplir sus obligaciones de energía firme. Siendo estos mecanismos: el Mercado Secundario de Energía Firme, las Subastas de Reconfiguración, la Demanda Desconectable Voluntaria y la Generación de Última Instancia, los cuales pueden ser utilizados como respaldo de forma simultánea.

- *Finalmente y en lo referente a todo el anillo de seguridad consideramos conveniente mencionar que, no es clara la implementación de un incentivo que permita a los usuarios acogerse a éste, es decir, la metodología sólo contempla el contrato bilateral entre los Generadores y Comercializadores para la implementación del respaldo, sin embargo, no es explícita la manera en que se hará remuneración a los usuarios por reducir su consumo (demostrando la falta de incentivos), lo cual afecta procesos operativos, productivos y comerciales.*

A modo de ejemplo, cuando un usuario es propietario de una planta de emergencia para suplir sus requerimientos energéticos, el combustible utilizado para participar en el esquema DDV al parecer no es remunerado bajo ninguna figura. Otro caso sería para una industria que evalúe la posibilidad de suspender un proceso, escenario donde se hace evidente que éste dejará de percibir ciertos ingresos.

RESPUESTA

En el artículo 8 de la Resolución CREG 063 de 2010 se establece que la forma, contenido, garantías y condiciones del contrato de la DDV se pactan libremente entre el generador y el comercializador que representa la demanda a desconectar. Por este motivo, las condiciones de remuneración por la DDV, solo será conocida por las partes del contrato.

- *Por otra parte, no está bien definido el horizonte de tiempo de la aplicación del esquema ni el procedimiento de desconexión en el sentido que no se le indica al usuario cuanto tiempo deberá reducir su consumo, si será continuo (por cuántas horas, días o meses) o escalonado (en qué periodos debe estar desconectado).*

RESPUESTA

En el artículo 4 de la Resolución CREG 063 de 2010 se define el producto del mecanismo de la DDV, en este se especifica que la DDV será la cantidad de demanda de energía reducida durante un día en kWh/día por parte del comercializador. Y en el párrafo 2 del artículo 6 de la Resolución CREG 063 de 2010, se especifica el programa de desconexión con desagregación horaria de la cantidad de energía desconectada que se pactó entre las partes del contrato de la DDV.

Adicionalmente, en el artículo 12 de la Resolución CREG 063 de 2010 en el paso 3 de dicho artículo, se especifica el contenido del formato del contrato de la DDV, como es el caso del código de la frontera comercial, las fechas de vigencia del contrato y la cantidad DDV diaria del comercializador.

- *Tampoco es claro el esquema de contratación de la DDV, es decir, si el generador deberá salir a licitación pública o aplicar algún otro mecanismo.*

RESPUESTA

El artículo 12 de la Resolución CREG 063 define los pasos del funcionamiento de la DDV. Particularmente en los pasos 4 y 5 se especifica el procedimiento de información para los interesados en establecer contratos de DDV, la cual es publicada por el ASIC a través de un aplicativo WEB.

- *En el artículo 5 se establece que los comercializadores serán vendedores de DDV, en representación de un usuario o un grupo de usuarios. Debe establecerse la forma cómo se llevará a cabo la verificación de la DDV para el caso de un grupo de usuarios, ya que la formulación establecida únicamente permite la verificación de la DDV por frontera comercial, es decir para un usuario individual.*

RESPUESTA

Un comercializador podrá representar un usuario o un grupo de usuarios, no obstante, la verificación de la DDV se realiza por cada usuario de forma independiente, de acuerdo con la metodología para fronteras con línea base de consumo, tal como lo establece el artículo 15 de la Resolución CREG 063 de 2010.

- *No hay claridad con respecto a la disponibilidad de usuarios organizados que deben tener los comercializadores para ofertar el requerimiento de DDV de un determinado generador o de cuánto tiempo dispone, después de suscrito el contrato, para gestionar la DDV con sus usuarios, en caso de que sea necesario aplicar el esquema.*

RESPUESTA

La función del comercializador es representar a los usuarios que deseen participar en dicho mecanismo, por lo cual no se necesita un número establecido de usuarios para participar. Y los tiempos que se dispongan para activar la DDV de los usuarios representados, será de acuerdo con lo pactado en el contrato.

- *En relación con el requisito de interrogación remota de medidores desde el CND, el cual, de no cumplirse ocasionaría que no se considere la DDV en la liquidación, debe definirse la acción a seguir cuando la falla en la interrogación sea en los equipos del CND o en el software utilizado, lo cual usualmente no se puede determinar en el momento de la interrogación.*

En general, debe definirse la responsabilidad por los canales de comunicación y por las consecuencias de una falla en la interrogación, teniendo en cuenta que ésta puede ser ocasionada por eventos fortuitos que pueden afectar tanto a los equipos de transmisión del usuario como a los del CND.

Es de anotar que este aspecto es de suma importancia, por cuanto condiciona el respaldo del generador con DDV. Es claro que no puede asumirse una u otra implementación sin contar con el sustento regulatorio que lo establezca.

Consecuentemente con lo anterior, consideramos que debe eliminarse el requisito de interrogación remota de contadores desde el CND, ya que la disminución de demanda no depende de ello y puede presentarse falla en la misma, aun cuando el usuario sí realice efectivamente la reducción de demanda.

Ahora bien, de presentarse una modificación a la cantidad de demanda desconectable a tener en el día de operación, y en caso de presentarse un evento, la medida de la Energía No Suministrada de que tratan las resoluciones CREG 098 de 2007 y 011 de 2009, podría verse afectada, y por tanto, las posibles compensaciones a pagar por los transportadores. Por tanto, consideramos que una vez la demanda desconectable voluntaria sea tenida en cuenta en el despacho económico, no pueda ser modificada.

RESPUESTA

Se entiende los riesgos operativos expuestos, por lo tanto se harán los cambios necesarios de acuerdo con el código de medida. Y lo expuesto será responsabilidad del comercializador.

- *En el párrafo de los Artículos 13 (Fronteras con Línea Base de Consumo) y 14 (Fronteras con medida independiente), se establece que un usuario puede tener varias fronteras comerciales. Solicitamos aclaración sobre esta disposición ya que el concepto de frontera comercial está asociado a una instalación legalizada y por tanto, un usuario no puede contar con varias frontera comerciales. Es de anotar que la frontera DDV en Línea Base de Consumo es la misma frontera comercial del usuario y por tanto, entendemos que la disposición del Artículo 13 se refiere a las mismas fronteras comerciales con las que se liquida el consumo del usuario.*

RESPUESTA

En la definición de frontera comercial del artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011, se establece que el registro de fronteras comerciales tiene el objetivo de medir el consumo de un solo usuario, evitando el efecto de multiusuarios en una frontera comercial. Y en la misma resolución se define usuario, “como la persona natural o jurídica que se beneficia del servicio público de energía eléctrica, ya sea como propietario del inmueble o receptor directo del servicio de energía eléctrica”.

Por lo anterior, se modificará y se aclarará, que si en el mismo inmueble o predio del usuario que recibe el servicio, tiene más de una frontera comercial, se tendrá en cuenta para su consumo la sumatoria de los consumos de todas las fronteras del mismo inmueble o predio.

- *En el Artículo 15, en la fórmula para determinar la demanda desconectable verificada en fronteras con LBC, al determinar la DDVV, debe cambiarse la variable DDVPj,d por DDVVPj,d.*

RESPUESTA

Se acepta el comentario y se realiza la modificación.

- *Se indica en el artículo 14 para la DDV con medición Independiente: “..En este caso se deberá instalar una medida independiente y registrar la curva de consumo de la frontera” (subrayando nuestro). Debe definirse si esta curva corresponde a la curva típica de la frontera y qué utilidad daría el ASIC a esta información.*

RESPUESTA

Se definirá como el consumo de la frontera.

- *En relación con las lecturas de fronteras comerciales DDV con planta de Emergencia o independientes, qué acción seguiría el ASIC ante el no envío de las mismas. Así mismo, se debe definir cuál sería el cálculo de la demanda desconectable verificada en estos casos, para cualquier tipo de frontera DDV.*

RESPUESTA

En el caso que las lecturas de las fronteras DDV con medición directa no sean enviadas, se considerará que no hubo desconexión.

- *Con respecto al procedimiento definido en el anexo de la resolución, para verificar la curva promedio de consumos para el tipo de frontera Línea Base de Consumo - LBC-, se observa que los tipos de día domingos y festivos (semana santa, festividades de diciembre, vacaciones de enero etc) se tratan como un solo tipo de día; sin embargo, el consumo de energía para estos tipos de día pueden tener comportamientos muy diferentes Se sugiere tratar cada uno de los días de manera independiente (lunes, martes, miércoles, jueves, viernes, sábado, domingo y festivos), ya que cada uno de ellos tiene una tipificación de demanda diferente.*

Así mismo, la metodología de la estimación de LBC (línea base de consumo), sólo tiene en cuenta la corrección de los consumos iguales a cero. Sin embargo, en la muestra de los 105 días puede haber datos que no son ceros y que son atípicos, los cuales debido a la metodología propuesta (promedios móviles) impactan el comportamiento medio del consumo de la frontera comercial, e inclusive puede que no se clasifique como una LBC por que la desviación entre lo real y lo estimado es muy alta. Por tanto, se hace necesario definir cuál sería el tratamiento para estos puntos atípicos.

RESPUESTA

La variación que presenta los días laborales en los meses de diciembre, enero o en semana santa, son tenidos en cuenta en el error permitido de la línea base de consumo. En la etapa de depuración de datos en la estimación de la LBC, se corregirán también los valores atípicos.

- *Debe definirse explícitamente la forma cómo deben tenerse en cuenta las cantidades horarias de DDV para la aplicación de lo dispuesto en el Artículo 20, teniendo en cuenta que las formulaciones corresponden a periodos diarios.*

RESPUESTA

Las cantidades horarias de DDV se encontrarían definidas en los programas de desconexión que enviarían los generadores al activar este mecanismo.

- *Consideramos que la modificación de la formulación del cálculo de la Disponibilidad Comercial no resuelve de manera completa el caso particular que se presenta cuando por variaciones de la demanda que se usa para prorratear la ODEF, ésta resulta mayor que la CEN ofertada por la planta para cada hora. Por lo anterior, consideramos conveniente que la Comisión modifique la fórmula del RRID para que, en estos casos especiales, los agentes no se vean afectados y logren recibir la remuneración que le corresponde por la participación en el esquema del Cargo por Confianza.*
- *Así mismo, en el Artículo 4 de esta Resolución, la fórmula propuesta para determinar la Remuneración Real Individual Diaria (RRID), presenta una distorsión cuando la ODEF_{i,d,m} supera máxima Capacidad de Generación Diaria (maxCGD), donde mxCGD=(CEN*24).*

En este sentido proponemos que la fórmula se ajuste de la siguiente forma:

$$RRID_{i,d,m} = \min \left[1, \frac{\sum_{h=1}^{24} DC_{i,h,d,m} + OEFV_{i,d,m}}{\min(mxCGD; ODEF_{i,d,m}) + VCP_{i,d,m}} \right] * ODEF_{i,d,m} * PCC_{i,m}$$

RESPUESTA

Con respecto al efecto de las variaciones de las cantidades de las OEF promedio, se observa que es una condición conocida por el agente, por lo que es el agente quien define hasta qué punto quiere asumir riesgos.

Por ejemplo en el caso de plantas térmicas, cuando se declaran cantidades de energía firme iguales a la ENFICC de la planta y dicha planta tiene una disponibilidad baja, el



agente asume el riesgo de no contar con la energía suficiente para cubrir las variaciones por encima de la energía promedio.

Para administrar este riesgo de variación, el agente generador tiene dos alternativas: i) hacer la declaración de la energía firme de tal forma que le permita administrar el riesgo por variación en el momento de la asignación o ii) cubrir las variaciones que van por encima de la media en el mercado secundario en el corto plazo.

Por lo anterior, se considera que no se requieren ajustes a la regulación sobre el comentario planteado.

ANEXO

1. Obligación Diaria de Energía Firme

En los anexos se incluyen las ecuaciones citadas en el documento y que hacen parte de las Resoluciones CREG 063 de 2010, CREG 071 de 2006 y CREG 124 de 2012.

$$ODEFR_{i,j,d,m} = OMEFR_{i,j,m} * \frac{DC_{d,m}}{DC_m} \quad (8)$$

Donde:

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

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

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

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

2. Remuneración Real Individual Diaria y Liquidación

A continuación se incluyen las ecuaciones de la remuneración del Cargo por Confiabilidad que se encuentran en el Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006 que son utilizadas para los ejemplos realizados en este documento, se aclara que la ecuación de disponibilidad comercial se muestra con la modificación propuesta en la Resolución CREG 116 de 2013, debido a que no se recibieron comentarios con respecto a la propuesta.

$$RRID_{i,d,m} = \min \left[1, \frac{\sum_{h=1}^{24} DC_{i,h,d,m} + OEFV_{i,d,m}}{ODEFR_{i,d,m} + VCP_{i,d,m}} \right] * ODEFR_{i,d,m} * PCC_{i,m} \quad (9)$$

Donde:

$DC_{i,h,d,m}$: Disponibilidad Comercial de la planta i en la hora h del día d del mes m , expresado en kilovatios (kW), sin considerar la indisponibilidad respaldada mediante contratos de respaldo, declaraciones de respaldo o cualquier otro anillo de seguridad diferente a Subasta de Reconfiguración de Venta. Este respaldo debió registrarse previamente ante el ASIC. Para los contratos de mercado secundario cuando el precio de bolsa sea mayor que el precio de escasez se considerarán las cantidades despachadas de estos tipos de cubrimiento. Cuando no se cumpla la condición anterior, se considerará la cantidad registrada de

estos tipos de cubrimiento. Para la DDV el cubrimiento se tendrá en cuenta cada vez que el generador active el mecanismo.

$$\sum_{h=1}^{24} DC_{i,h,d,m} = \sum_{h=1}^{24} DispComNormal_{i,h,d} + CCR_{i,d,m} + DDVV_{i,d,m} \quad (10)$$

Donde:

- $CCR_{i,d,m}$: Compras en contratos de respaldo o en declaraciones de respaldo para la planta o unidad de generación i vigentes el día d del mes m .
- $DDVV_{i,d,m}$: Demanda Desconectable Voluntariamente Verificada asociada al generador i en el día d del mes m .
- $DispComNormal_{i,h,d}$: Disponibilidad Comercial Normal calculada según la metodología definida en la Resolución CREG-024 de 1995 para la planta o unidad de generación i en la hora h del día d .
- $OEFV_{i,d,m}$: OEF de Venta para cumplir la OEF de la planta o unidad de generación i en el día d del mes m , expresada en kilovatios-hora (kWh).
- $ODEFR_{i,d,m}$: Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i en el día d del mes m , expresada en kilovatios-hora (kWh).
- $VCP_{i,d,m}$: Ventas en contratos de respaldado o en declaraciones de respaldo con la planta o unidad de generación i vigentes el día d del mes m .
- $PCC_{i,m}$: Precio Promedio Ponderado del Cargo por Confiabilidad de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i vigente en el mes m , expresado en dólares por kilovatio-hora (US\$/kWh), y se convertirá a pesos por kilovatio hora (\$/kWh), utilizando la TRM correspondiente al último día del mes liquidado, publicada por la Superintendencia Financiera.

$$PCC_{i,m} = \frac{\sum_s (P_{i,m,s} * ODEFR_{i,m,s})}{\sum_s ODEFR_{i,m,s}} \quad (11)$$

Donde:

- $P_{i,m,s}$: Precio al cual fue asignada la Obligación de Energía Firme asociada a la planta y/o unidad de generación i vigente en el mes m , asignada en la subasta s o en el mecanismo que haga sus veces, expresado en dólares por kilovatio hora (US\$/kWh).
- $ODEFR_{i,m,s}$: Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i en el mes m , asignada en la subasta s o el mecanismo que haga sus veces.
- s : Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme, mecanismo que haga sus veces o Subasta de Reconfiguración.

$$RRT_m = \sum_{i=1}^k \sum_{d=1}^n RRID_{i,d,m} \quad (12)$$

Donde:

$RRID_{i,d,m}$: Remuneración Real Individual Diaria de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta y/o unidad de generación i en el día d del mes m .

n : Número de días del mes m .

k : Número de plantas y/o unidades de generación.

$$DDVV_m = \sum_{i=1}^k \sum_{d=1}^n DDVV_{i,d,m} \quad (13)$$

Donde:

$DDVV_{i,d,m}$: Demanda desconectable voluntaria verificable activada por la planta y/o unidad de generación i en el día d del mes m .

n : Número de días del mes m .

k : Número de plantas y/o unidades de generación.

$$CERE_m = \frac{RRT_m}{GR_m + DDVV_m} \quad (14)$$

Donde:

GR_m : Generación Real en el mes m expresada en kilovatios hora (kWh)

$DDVV_m$: Demanda desconectable voluntaria verificable en el mes m expresada en kilovatios hora (kWh)

$$VR_{i,m} = CERE_m * G_{i,m} \quad (15)$$

Donde:

$G_{i,m}$: Generación real de la planta o unidad de generación i en el mes m , expresada en kilovatios hora. Las plantas no despachadas centralmente recaudarán con sus ventas en bolsa.

$$VD_i = \sum_{d=1}^n RRID_{i,d,m} \quad (16)$$

$$F_i = VD_i - VR_i \quad (17)$$