

COMPENDIO REGULATORIO DEMANDA DESCONECTABLE VOLUNTARIA (DDV) y RESPUESTA DE LA DEMANDA (RD)

RESOLUCIÓN 071 DE 2006
(CARGO X CONFIABILIDAD Y DEFINICIÓN DE DDV)

RESOLUCIÓN 063 DE 2010
(REGULA LA DDV)

RESOLUCIÓN 203 DE 2013
(VERIFICACIÓN Y LIQUIDACIÓN DEL DDV MODIFICA
063-2010 y 071-2006)

RESOLUCIÓN 011 DE 2015
(REGULA LA RD PARA EL MERCADO EN
CONDICIÓN CRÍTICA)

RESOLUCIÓN 098 DE 2018
(PRUEBAS PARA LA DDV)

Tabla de contenido

RESOLUCIÓN 071 DE 2006	3
RESOLUCIÓN 063 DE 2010	22
RESOLUCIÓN 203 DE 2013	35
RESOLUCIÓN 011 DE 2015	36
RESOLUCIÓN 098 DE 2018	47

RESOLUCIÓN 071 DE 2006 (CARGO X CONFIABILIDAD Y DEFINICIÓN DE DDV)

CAPITULO I

DEFINICIONES

Artículo 1. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

Activo de Generación de Última Instancia: Planta o unidad de generación que no participa en las Subastas de Energía Firme y que es utilizada únicamente para cubrir total o parcialmente Obligaciones de Energía Firme de un agente.

Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC): Dependencia del Centro Nacional de Despacho de que tratan las leyes 142 y 143 de 1994, encargada del registro de fronteras comerciales, de los contratos de energía a largo plazo; de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos, contratos, transacciones y en general de todas las obligaciones que resulten por el intercambio de energía en la bolsa, para generadores y comercializadores; de las Subastas de Obligaciones de Energía Firme; del mantenimiento de los sistemas de información y programas de computación requeridos; y del cumplimiento de las demás tareas que sean necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales (SIC).

Cargo por Confiabilidad: Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC, que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas.

Condiciones Críticas: Situación que presenta el mercado mayorista de energía cuando el precio de bolsa es mayor al Precio de Escasez.

Contrato de Respaldo de Energía Firme o Contrato de Respaldo: **Modificada por el Artículo 1 de la Resolución CREG-079 de 2006.** Es un contrato bilateral que se celebra entre agentes generadores a través del Mercado Secundario, con el fin de asegurar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme de un generador. Su precio, cantidad, garantía, duración y recaudo se determina de común acuerdo entre las partes siguiendo los lineamientos del Mercado Secundario establecido en la presente resolución."

Curva S: Gráfico presentado por los agentes que representen comercialmente plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales como requisito para participar en las Subastas, que muestra en la ordenada el porcentaje estimado de avance del proyecto durante el tiempo de ejecución y en la abscisa el tiempo transcurrido.

Nota de Compilación

- **Declaración de Respaldo. Definición incluida por el Artículo 1 de la Resolución CREG-096 de 2006, así:**

“Declaración de Respaldo: Manifestación suscrita por un agente generador mediante la cual registra ante el ASIC, ENFICC no comprometida o Energía Disponible Adicional, ambas de plantas o unidades de propiedad del mismo generador o representadas comercialmente por él, con el fin de cubrir Obligaciones de Energía Firme respaldadas con otra u otras de sus plantas o unidades de generación”.

Demanda Total Doméstica: Sumatoria de los valores de la demanda doméstica de todos los comercializadores, que incluye los factores de pérdidas para referir a nivel de 220 kV y las pérdidas del STN.

Demanda Objetivo: **Modificada por el Artículo 1 de la Resolución CREG-030 de 2008.** Equivale a la Demanda Total Doméstica de Energía para cada uno de los meses comprendidos entre el 1º de Diciembre y el 30 de noviembre del año siguiente al Período de Planeación, más un porcentaje que fijará la CREG. La Demanda Total Doméstica de Energía corresponderá a la proyección más reciente elaborada por la UPME para el escenario de proyección que seleccione la CREG.

Para efectos de la asignación de Obligaciones de Energía Firme y de la construcción de la función de demanda de la Subasta se descontará de la Demanda Objetivo, así definida, la energía ya cubierta con Obligaciones de Energía Firme asignadas anteriormente y vigentes en el período a subastar y la ENFICC de las Plantas no Despachadas Centralmente que tengan contratos en los que suministre energía para cubrir demanda del período de vigencia a subastar.

Notas de compilación:

- Esta definición fue modificada inicialmente por el Artículo 1 de la Resolución CREG-019 de 2008.
- **Demanda Objetivo para el periodo Diciembre 2006 – Noviembre 2007.** Mediante la Resolución 095 de 2006 la CREG seleccionó la Demanda Objetivo a cubrir mediante Obligaciones de Energía Firme, durante el Período comprendido entre Diciembre 1 de 2006 a Noviembre 30 de 2007
- **Demanda Objetivo para los periodos comprendidos entre Diciembre de 2007 y Noviembre de 2019.** Mediante la Resolución CREG-031 de 2007, la CREG seleccionó la Demanda Objetivo para los periodos comprendidos entre el 1 de diciembre de 2007 y el 30 de Noviembre de 2019.

Demanda Comercial: Corresponde al valor de la demanda real del comercializador, que incluye los factores de pérdidas en las redes de transmisión regional o de distribución local para referir a nivel de 220 kV y las pérdidas del STN.

Demanda Desconectable: Demanda de energía de usuarios que están dispuestos a reducir su consumo a cambio de una contraprestación.

Energía Disponible Adicional de Plantas Hidráulicas: Es la cantidad de energía eléctrica, adicional a la ENFICC, que es capaz de entregar una planta de generación hidráulica en los meses del período que definió la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad.

Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC): Es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.

Estación de Verano: Período comprendido entre el 1º de diciembre de cualquier año calendario y el 30 de abril del año calendario inmediatamente siguiente.

Estación de Invierno: Período comprendido entre el 1º de mayo y el 30 de noviembre de cualquier año calendario.

Exceso de Oferta de Energía Firme: Cantidad resultante de restar de la oferta agregada de los agentes generadores participantes en la Subasta, la demanda de Energía Firme para un nivel de precio determinado.

Función de Demanda de Energía Firme: Conjunto de pares que relacionan cantidades de Energía Firme expresadas en kilovatios-hora (kWh) y los precios respectivos, expresados en dólares por kilovatio-hora (US\$/kWh), que el sistema está dispuesto a adquirir en el proceso de Subasta, y que ha sido previamente anunciada a los participantes en la misma.

Función de Oferta de ENFICC: Conjunto de pares que relacionan las cantidades de Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad expresadas en kilovatios-hora (kWh) y los precios respectivos expresados en dólares por kilovatio-hora (US\$/kWh), que cada uno de los generadores que participan en la Subasta está dispuesto a comprometer. Para cada generador la oferta expresada en kilovatios-hora (kWh) no podrá exceder la suma de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad de las plantas y/o unidades de generación representadas comercialmente por él, ni asignar a la ENFICC de una planta y/o unidad de generación más de un precio.

Incumplimiento grave e insalvable de la puesta en operación de la planta: **Modificada por el Artículo 11 de la Resolución CREG-061 de 2007.** Serán aquellos previstos en el Reglamento de Garantías de que trata el artículo 78 de la presente Resolución.

Información Hidrológica Oficial del SIN: Información Hidrológica de los aportes de los ríos del SIN evaluada y aprobada por el procedimiento para verificación de parámetros establecido por el CNO en el Acta de Reunión 074 del 16 de julio de 1998 y los acuerdos que la modifiquen o sustituyan. Para las series hidrológicas que hasta la fecha no se han sometido a este procedimiento la Información Hidrológica Oficial del SIN es la información hidrológica con que contaba el CND antes del 16 de julio de 1998. Para las series hidrológicas de proyectos nuevos la Información Hidrológica Oficial del SIN será, mientras se someten al procedimiento de aprobación del CNO, aquella reportada en los respectivos Comités o Subcomités Técnicos del Consejo Nacional de Operación, o en su defecto la reportada para el Cargo por Capacidad del año 1999.

Mercado Secundario de Energía Firme o Mercado Secundario: Mercado bilateral en el que los generadores negocian entre sí un Contrato de Respaldo para garantizar, durante un período de tiempo determinado, el cumplimiento parcial o total de las Obligaciones de Energía Firme adquiridas por uno de ellos.

Obligación de Energía Firme: Vínculo resultante de la Subasta o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez. Esta cantidad de energía corresponde a la programación de generación horaria resultante del Despacho Ideal hasta una cantidad igual a la asignación hecha en la Subasta, considerando solamente la Demanda Doméstica, calculada de acuerdo con lo definido en esta resolución.

Período de Planeación: **Modificada por el Artículo 1 de la Resolución CREG-101 de 2007.** Tiempo que transcurre entre la fecha de ejecución de la Subasta o del mecanismo de asignación que haga sus veces y la fecha de inicio del Período de Vigencia de la Obligación asignada en dicha Subasta

Período de Precalificación: Período de tiempo que transcurre entre la vigencia de la resolución de que trata el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de esta resolución y el día de realización de la Subasta.

Nota de compilación:

- **Fecha de inicio del periodo de precalificación para la primera Subasta.** Para la primera subasta, la Resolución de que trata el Artículo 18 es la No. 031 de 2007. Dicha resolución entró en vigencia a partir del 24 de abril de 2007, fecha en que se publicó en el Diario Oficial No. 46.609.

Período de Transición: Período que inicia el 1º de diciembre de 2006 y finaliza el 30 de noviembre de 2009 o del año para el cual se realice la primera Subasta de Obligaciones de Energía Firme.

Nota de compilación:

- **Año para el cual se realizará la primera Subasta.** Mediante el Artículo 4 de la Resolución CREG-031 de 2007 se estableció que en la primera Subasta se asignarán Obligaciones de Energía Firme para el período de vigencia comprendido entre el primero (1º) de diciembre de 2012 y el treinta (30) de noviembre de 2013, sin perjuicio del periodo de vigencia por el que puedan optar algunos agentes.
- **Finalización del periodo de transición.** De acuerdo con lo anterior, el periodo de transición finaliza el 30 de noviembre de 2012.

Período de Vigencia de la Obligación: Período de tiempo durante el cual un agente generador queda vinculado al cumplimiento de su Obligación de Energía Firme.

Plantas y/o Unidades de Generación con Información de Operación Insuficiente: Plantas y/o unidades de generación cuyas horas de operación, más las horas de indisponibilidad, no superan el 20% del total de las horas de los tres (3) años establecidos para el cálculo de su Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas –IHF.

Plantas y/o Unidades de Generación con Información Reciente: Plantas y/o unidades de generación que tengan menos de treinta y seis (36) meses de operación con la misma configuración con la que se está evaluando el Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas -IHF. Cuando por decisión del agente se configuren diferentes unidades en una sola planta, su historia se tomará a partir de la fecha de entrada en operación de la última unidad del grupo.

Planta y/o Unidad de Generación Existente: Planta y/o unidad de generación que al momento de efectuar la Subasta, o el mecanismo de asignación que haga sus veces, esté en operación comercial.

Nota de Compilación:

- **Plantas Existentes con obras para modificar su ENFICC.** Mediante el Artículo 7 de la Resolución CREG-085 de 2007 se definió esta categoría de Plantas.

Planta y/o Unidad de Generación Nueva: Planta y/o unidad de generación que no ha iniciado la etapa de construcción al momento de efectuar la Subasta o el mecanismo de asignación que haga sus veces.

Planta y/o Unidad de Generación Especial: Se consideran Plantas y/o Unidades de Generación Especiales las que se encuentran en proceso de construcción o instalación a la fecha de ejecución de la Subasta, o del mecanismo de asignación que haga sus veces, y las instaladas que vayan a ser repotenciadas siempre y cuando se cumpla con lo establecido en el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de esta resolución.

Planta y/o Unidad de Generación que respalda una Obligación de Energía Firme. Es la planta y/o Unidad de generación cuya ENFICC fue declarada por el propietario o por quien la representa comercialmente y dio lugar a la asignación de la Obligación de Energía Firme en la Subasta o en el mecanismo que haga sus veces.

Precio de Apertura de la Ronda: Precio al cual se inicia una nueva ronda en el proceso de Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme. Este precio es equivalente al Precio de Cierre de la Ronda inmediatamente anterior.

Precio de Apertura de la Subasta: Precio al cual se inicia la primera ronda en el proceso de Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

Precio de Cierre de la Ronda: Precio mínimo al que los agentes que participan en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme deben enviar sus ofertas de

ENFICC para esa ronda en particular. Este precio es definido y anunciado por el Subastador al inicio de cada ronda.

Precio de Cierre de la Subasta o Precio de Cierre: Precio correspondiente a la oferta del último agente asignado con ENFICC de conformidad con el proceso de Subasta.

Precio de Escasez: Valor definido por la CREG y actualizado mensualmente que determina el nivel del precio de bolsa a partir del cual se hacen exigibles las Obligaciones de Energía Firme, y constituye el precio máximo al que se remunera esta energía.

Protocolo de la Subasta: Plan detallado, establecido por la CREG, que contiene los parámetros y demás aspectos necesarios para la realización de la Subasta.

Retiro definitivo de Plantas y/o Unidades de Generación de las Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme: Decisión libre y voluntaria que toma un agente generador de nunca participar en las Subastas con plantas y/o unidades de generación representadas comercialmente por él, expresamente identificadas, que se debe comunicar a la CREG y al Administrador de la Subasta, y que solo será pública una vez finalizada la Subasta.

Nota de Compilación:

Mediante el Artículo 2 de la Resolución CREG-027 de 2007, se estableció el dieciséis (16) de abril de 2007 como fecha para informar a la CREG la decisión de Retiro Definitivo de la primera Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

Retiro temporal de Plantas y/o Unidades de Generación de las subastas de obligaciones de Energía Firme: Modificada por el Artículo 1 de la Resolución CREG-101 de 2007. Decisión libre y voluntaria que toma un generador de no continuar participando en una Subasta con plantas y/o unidades de generación existentes, debidamente identificadas y representadas por él, a partir de un determinado precio definido por la CREG. Esta información deberá ser comunicada previamente a la CREG y al Administrador de la Subasta, en la fecha que defina la Comisión, y solo será pública una vez finaliza la Subasta.

Nota de Compilación:

Mediante el Artículo 2 de la Resolución CREG-027 de 2007, se estableció el dieciséis (16) de abril de 2007 como fecha para informar a la CREG la decisión de Retiro Temporal de la primera Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme.

Ronda: Período de tiempo durante el cual cada uno de los agentes participantes en la Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme informa su función de oferta al Administrador de la Subasta de acuerdo con el Protocolo de la misma.

Sistema de Información del Mercado Secundario: Plataforma de Internet de consulta pública administrada por el ASIC en donde los generadores anuncian la Energía Firme no

comprometida y que voluntariamente quieren transar en el Mercado Secundario. Mediante este sistema de información el ASIC publicará la información de precios, cantidades y plazos de las transacciones del Mercado Secundario.

Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o Subasta: Proceso dinámico de negociación de Obligaciones de Energía Firme, con reglas definidas para la formación del precio y asignación de cantidades basada en las ofertas realizadas por los participantes.

Nota de compilación:

Promoción de la Subasta: Mediante la Resolución CREG-112 de 2006 se estableció que el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) del Mercado de Energía Mayorista (MEM) debe adelantar, con la debida anticipación, un proceso de promoción de las Subastas para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme, con el alcance definido en dicha Resolución.

Subasta de Reconfiguración: Proceso de compra o venta de Obligaciones de Energía Firme mediante un mecanismo de subasta de sobre cerrado.

Subastador: Persona natural o jurídica contratada por el Administrador de la Subasta, que tiene, entre otras tareas, establecer los precios de Apertura y Cierre para cada una de las rondas de la Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme.

CAPITULO VII

ANILLOS DE SEGURIDAD

Artículo 58. Objeto. Los Anillos de Seguridad son un conjunto de mecanismos orientados a facilitar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme. Estos mecanismos son el Mercado Secundario de Energía Firme, las Subastas de Reconfiguración, la Demanda Desconectable Voluntariamente y la Generación de Última Instancia.

7.3 DEMANDA DESCONECTABLE VOLUNTARIAMENTE

Artículo 73. Objeto. Mediante el mecanismo de Demanda Desconectable Voluntariamente un generador que anticipe que su energía no es suficiente para cumplir con sus Obligaciones de Energía Firme, podrá negociar con los usuarios, por medio de sus comercializadores, la reducción voluntaria de la demanda de energía. Esta negociación se efectuará a través de un mecanismo cuyo funcionamiento será definido por la CREG en resolución aparte.

7.4 GENERACIÓN DE ÚLTIMA INSTANCIA

Artículo 74. Objeto. La Generación de Última Instancia es el mecanismo mediante el cual un generador que anticipe que su energía no es suficiente para cumplir con sus Obligaciones de Energía Firme, negociará el suministro de esta energía con el propietario o el representante comercial de un Activo de Generación de Última Instancia.

Artículo 75. Modificado por el Artículo 11 de la Resolución CREG-079 de 2006. Registro del Activo de Generación de Última Instancia. El generador que respalde sus Obligaciones

de Energía Firme con la utilización de un Activo de Generación de Última Instancia deberá registrarlo ante el CND y el ASIC de conformidad con la regulación vigente. Este activo será despachado de acuerdo con la regulación vigente.

ANEXO 1

OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME

1.2 Determinación de la Obligación Diaria de Energía Firme

Modificado por el Artículo 17 de la Resolución CREG-011 de 2015

Para efectos de facturación y liquidación, la Obligación de Energía Firme Diaria respaldada por cada una de las plantas o unidades de generación representadas comercialmente por el generador j , se determinará mediante la siguiente expresión:

$$ODEFR_{i,j,d,m} = OMEFR_{i,j,m} \times \frac{DC_{d,m} + DDVV_{d,m} + RDV_{d,m} + PGR_{d,m}}{DC_m + DDVV_m + RDV_m + PGR_m}$$

Donde:

$$DDVV_{d,m} = \sum_{i=1}^k DDVV_{i,j,d,m}$$

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

$$RDV_{d,m} = \sum_{c=1}^{Nc} \sum_{h=1}^{24} RDV_{c,h,d,m}$$

$$PGR_{d,m} = \sum_{h=1}^{24} PGR_{h,d,m}$$

$$RDV_m = \sum_{d=1}^n RDV_{d,m}$$

$$PGR_m = \sum_{d=1}^n PGR_{d,m}$$

$ODEFR_{i,j,d,m}$	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 .
$DDVV_{d,m}$	Demanda desconectable voluntaria verificada en el día d del mes m .
$RDV_{d,m}$	RD verificado en el día d del mes m .
$PGR_{d,m}$	Programa de racionamiento verificado en el día d del mes m .

DC_m	Demanda comercial total doméstica del sistema para el mes m
$DDVV_m$	Demanda desconectable voluntaria verificada en el mes m
RDV_m	Reducción de energía verificada del programa RD en el mes m
PGR_m	Programa de racionamiento verificado en el mes m
$DDVV_{i,j,d,m}$	Demanda desconectable voluntaria verificada, asociada a la planta o unidad de generación i del generador j en el día d del mes m .
$RDV_{c,h,d,m}$	Reducción de energía del programa de RD asociada al comercializador c en la hora h del día d del mes m .
$PGR_{h,d,m}$	Programa de racionamiento verificado en la hora h del día d del mes m
k	Número de plantas y/o unidades de generación
n	Número de días del mes m
N_c	Número de comercializadores

Para cada agente generador j la Obligación Diaria de Energía Firme ($ODEF_{j,m,d}$) será igual a la suma de las Obligaciones Diarias de Energía Firme respaldadas por cada una de las plantas o unidades de generación de su propiedad o que representa comercialmente, descontando las OEFV diarias que haya adquirido el agente j para sus plantas en una subasta de reconfiguración.

Para la Segunda Liquidación se realizará una estimación de la Obligación de Energía Firme Diaria del generador j , así:

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

Donde:

$ODEFR_{i,j,T,m}$	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 .
$DC_{T,m-1}$	Demanda Comercial Doméstica total del sistema para el día de tipo T del mes $m-1$.
$DDVV_{i,j,T,m-1}$	Demanda desconectable voluntaria verificable asociada a la planta o unidad de generación i del generador j para el día de tipo T del mes $m-1$.
$RDV_{T,m-1}$	Reducción de energía verificada del programa de RD en el día tipo T del mes $m-1$
$PGR_{T,m-1}$	Programa de racionamiento verificado en el día 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 $m-1$

RDV_{m-1}	Reducción de energía verificada del programa de RD en el mes $m-1$
PGR_{m-1}	Programa de racionamiento verificado en el mes $m-1$.
$ND_{T,m-1}$	Número de días del tipo T en el mes $m-1$

Para los efectos que trata el presente anexo, los tipos de día (T) corresponden a: Domingos y festivos; sábados; y días ordinarios

ANEXO 3

CÁLCULO DE LA ENERGÍA FIRME PARA EL CARGO POR CONFIABILIDAD

3.4 Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas –IHF

3.4.1 Cálculo Índice de Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas –IHF

Los IHF se determinarán empleando la siguiente fórmula:

$$IHF = \frac{HI + HD}{HI + HO}$$

donde:

IHF: Indisponibilidad histórica Forzada

HI: Horas de indisponibilidad forzada sin considerar horas de mantenimiento programado.

HO: Horas de operación o en línea.

HD: Horas equivalentes de indisponibilidad por derrateos, sin considerar mantenimientos programados, calculadas como:

$$HD = \sum_{i=1}^{HO} \frac{CEN - CD_i}{CEN} * H$$

donde:

CEN: Capacidad efectiva neta de la unidad o planta

CD_i: Capacidad disponible durante la hora i

H: Constante de conversión de unidades (1 hora)

“De las variables HI y HD se podrán descontar las horas de mantenimiento programado, siempre y cuando haya sido respaldado con Declaraciones de Respaldo ó con Contratos de Respaldo, Demanda Desconectable Voluntaria u otro anillo de seguridad durante el tiempo de ejecución de este mantenimiento, y el respaldo se haya registrado previamente ante el ASIC.

El mantenimiento se tendrá por respaldado a partir del momento en que el agente registre ante el ASIC una Declaración de Respaldo suscrita que deberá contener la información exigida en el Artículo 62 de esta resolución, o cuando la DDV sea activada por el generador”

ANEXO 7

LIQUIDACIÓN

Modificado por el Artículo 19 de la Resolución CREG-011 de 2015

1. Para los casos en los cuales la demanda total doméstica diaria más la **demand**a desconectable voluntaria diaria, la reducción de demanda de RDV y el programa de racionamiento diario, sea menor que la suma de la variable ODEF de todos los generadores, se calculará un factor de ajuste (FA) con la siguiente expresión:

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

Para estos casos, la Obligación Diaria de Energía Firme de cada agente respaldada con plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente de su propiedad o representadas comercialmente por él, se ajustará como sigue:

$$ODEFA_{j,d,m} = ODEF_{j,d,m} \times FA$$

Cuando la demanda total doméstica diaria más la DDVV, más RDV y más el PGR, sea mayor o igual que la suma de la variable ODEF de todos los generadores:

$$ODEFA_{j,d,m} = ODEF_{j,d,m}$$

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 .
$RDV_{d,m}$	RD verificada en el día d del mes m
$PGR_{d,m}$	Programa de racionamiento verificado 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 del generador j .
$ODEFA_{j,d,m}$	Obligación Diaria de Energía Firme Ajustada del agente generador j en el día d del mes m .

Para las plantas o unidades de generación no despachadas centralmente el factor FA siempre será igual a uno (1).

Modificado por el Artículo 20 de la Resolución CREG-011 de 2015

2. Para cada uno de los generadores (incluye importaciones TIE) se calculará la Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DDOEF_{j,d,m} = GID_{j,d,m} - ODEFA_{j,d,m}$$

Donde:

$DDOEF_{j,d,m}$	Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme del generador j o la planta virtual j de RDV o el PGR verificado en el día d del mes m .
$GID_{j,d,m}$	Generación Ideal para el día de operación d , del generador j en el mes m , considerando los Contratos de Respaldo de compra o de venta o cualquier otro Anillo de Seguridad adquiridos por el generador j y que hayan sido despachados. Se tendrá en cuenta generación ideal de plantas asociadas a reducción de demanda RDV igual a $GID_{j,d,m}(RDV)=RDV_{c,d,m}$. Se tendrá en cuenta generación ideal de plantas asociadas a reducción de demanda PGR verificado igual a $GID_{j,d,m}(PGR)=PGR_{d,m}$.
$ODEFA_{j,d,m}$	Obligación Diaria de Energía Firme Ajustada del generador j en el día d del mes m . Las plantas asociadas a la RDV y PGR tienen valor $ODEFA=0$.

En el anexo 7 de la presente Resolución se tendrá en cuenta para la liquidación, generadores asociados a reducción de demanda de RDV y del PGR verificado, de la siguiente manera:

$GID_{j,d,m}(RDV)$	Generación Ideal para el día de operación d , del generador j en el mes m , asociado a la $RDV_{c,d,m}$ (suma de las $RDV_{c,h,d,m}$ del día d) de cada comercializador c que representa la RD, la cual será igual a $GID_{j,d,m}(RDV)=RDV_{c,d,m}$.
$GID_{j,d,m}(PGR)$	Generación Ideal para el día de operación d , del generador j en el mes m , asociado al $PGR_{d,m}$ verificado, que será igual a $GID_{j,d,m}(PGR)=PGR_{d,m}$.
$GID_{j,h,d,m}(RDV)$	Generación Ideal en la hora h del día d en el mes m , del generador j asociado a la $RDV_{c,h,d,m}$ del comercializador c que representa la RD, la cual será igual a $GID_{j,h,d,m}(RDV)=RDV_{c,h,d,m}$.
$GID_{j,h,d,m}(PGR)$	Generación Ideal en la hora h del día d en el mes m , del generador j asociado al $PGR_{h,d,m}$ verificado, que será igual a $GID_{j,h,d,m}(PGR)=PGR_{h,d,m}$.

Los generadores asociados a reducción de demanda de RDV y del PGR no tendrán asignadas OEF, y para todos los casos de la liquidación del presente anexo, la ODEF y OHEF de estos generadores tendrán un valor de cero (0).

3. Para los casos en los que la variable DDOEF es mayor que cero (0), la Obligación de Energía Firme Horaria se determinará como:

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

Para cada una de las horas en las cuales el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez, el ASIC determinará el valor de las desviaciones positivas horarias de las Obligaciones de Energía Firme para cada uno de los agentes generadores (incluidas las importaciones TIE), de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DHOEF_{j,h,d,m} = (GI_{j,h,d,m} - OHEF_{j,h,d,m}) * (PB_{h,d,m} - PE_m)$$

Donde:

$DHOEF_{j,h,d,m}$: Desviación Horaria de la Obligación de Energía Firme para el agente generador j , en la hora h del día d del mes m .

$GI_{j,d,m}$: Generación Ideal para el agente generador j , en el día d del mes m .

$GI_{j,h,d,m}$: Generación Ideal para el agente generador j , en la hora h del día d del mes m .

$OHEF_{j,h,d,m}$: Obligación Horaria de Energía Firme del agente generador j , en la hora h del día d del mes m .

$VC_{j,d,m}$: Ventas en Contratos de Respaldo o energía de la Declaración de Respaldo del agente generador j en el día d del mes m , que hayan sido despachadas.

$CC_{j,d,m}$: Compras en Contratos de Respaldo o energía de la Declaración de Respaldo del agente generador j en el día d del mes m , que hayan sido despachadas.

$DDVV_{j,d,m}$: Demanda Desconectable Voluntaria Verificada del agente generador j en el día d del mes m , que haya sido asignada.

$PB_{h,d,m}$: Precio de Bolsa para la hora h del día d del mes m .

PE_m : Precio de Escasez del mes m .

Modificado por el Artículo 21 de la Resolución CREG-011 de 2015

4.2 Si la variable $DG_{h,d,m}$ es mayor que cero:

- El valor resultante de multiplicar $ETIE_{h,d,m}$ por la diferencia entre el precio de bolsa horario y el precio de escasez, será asignado a prorrata del valor de $DHOEF_{j,h,d,m}$, incrementando las cuentas a favor de cada agente generador, sin incluir las importaciones TIE .
- Calcular la demanda no cubierta con Obligaciones de Energía Firme de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$DNC_{d,m} = DC_{d,m} + DDVV_{d,m} + RDV_{d,m} + PGR_{d,m} - \sum_j ODEFA_{j,d,m}$$

Donde:

$DNC_{d,m}$	Demanda no cubierta en el día d del mes m
$DC_{d,m}$	Demanda Total Doméstica del día d del mes m
$DDVV_{d,m}$	Demanda desconectable voluntaria verificable en el día d del mes m
$RDV_{d,m}$	RD verificada en el día d del mes m
$PGR_{d,m}$	Programa de racionamiento verificado en el día d del mes m
$\sum_j ODEFA_{j,d,m}$	Suma de ODEFA de todos los generadores j del día d en el mes m .

El valor de la variable $DG_{h,d,m}$ será asignado como un valor a cargo en proporción al valor absoluto de la variable $DDOEF$ de los agentes generadores para los cuales esta variable es menor que cero y de la demanda no cubierta con obligaciones de energía firme. Para el caso en que $DNC_{d,m} > 0$, el valor a cargo de la demanda no cubierta resultante de aplicar la proporción, será asignado a los agentes a prorrata de sus compras en bolsa de la hora h .

Los dineros recaudados serán asignados a cada agente generador incrementando las cuentas a favor del mismo, a prorrata del valor de $DHOEF_{j,h,d,m}$, sin incluir las importaciones TIE .

Para las importaciones TIE , la liquidación se realizará de conformidad con la regulación vigente para estas transacciones.

ANEXO 8

CONCILIACIÓN, LIQUIDACIÓN Y FACTURACIÓN DEL CARGO POR CONFIABILIDAD

8.1.1 Determinación de la Remuneración Real Individual Diaria de la Obligación de la Energía Firme asociada a la planta y/o unidad de generación (RRID) y Remuneración Real Total (RRT).

Modificado por el Artículo 22 de la Resolución CREG-011 de 2015

La remuneración real individual diaria de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i en el día d del mes m ($RRID_{i,d,m}$) se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

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

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 de activación 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.

El cálculo de esta componente se realizará de la siguiente forma:

$$\sum_{h=1}^{24} DC_{i,h,d,m} = \sum_{h=1}^{24} DispComNormal_{i,h,d} + CCR_{i,d,m} + DDV_{i,d,m}$$

Donde:

$CCR_{i,d,m}$: Compras en contratos de respaldo o en declaraciones de respaldo para la planta o unidad de generación i vigentes en el día d del mes m . La planta o unidad de generación que brinde este tipo de respaldos CCR deberán tener una Disponibilidad Comercial Normal en el día d del mes m , mayor o igual al respaldo asociado para el día d .

$DDV_{i,d,m}$: Demanda Desconectable Voluntaria asociada a la planta i en el día d del mes m . Para los casos en que el precio de bolsa haya superado el precio de escasez de activación en algunos periodos horarios del día d , se considerará la Demanda Desconectable Voluntaria

Verificada, $DDVV_{i,d,m}$, de la planta i . Mientras el precio de bolsa haya sido inferior al precio de escasez de activación en todos los periodos horarios del día d , se considerará el registro de la DDV contratada, $CDDV_{i,d,m}$, de la planta i , así la DDV no se haya activado de acuerdo con lo definido en el artículo 6 de la Resolución CREG 063 de 2010.

$DispComNormal_{i,h,d}$: 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 respaldo o en declaraciones de respaldo con la planta o unidad de generación i vigentes en 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 (USD/kWh), que se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

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

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 o en los menús, expresado en dólares por kilovatio hora (USD/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.

El valor de $PCC_{i,m}$ se convertirá a pesos por kilovatio hora (COP/kWh), utilizando la TRM correspondiente al último día del mes liquidado, publicada por la Superintendencia Financiera.

La Remuneración Real Total Mensual para el mes m (RRT_m) se obtendrá aplicando la siguiente fórmula:

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

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.”

8.1.2 Cálculo del Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE) Modificado por el Artículo 23 de la Resolución CREG-011 de 2015

Para efectos de liquidación y facturación de cada uno de los meses del Período de Vigencia de la Obligación se usará el CERE, que será calculado mediante la siguiente expresión:

$$CERE_m = \frac{RRT_m}{GR_m + DDVV_m + RDV_m}$$

Donde:

$CERE_m$	Costo equivalente real en energía del mes m
RRT_m	Remuneración real total mensual en el mes m
GR_m	Generación real en el mes m expresada en kilovatios hora (kWh). Para las plantas no despachadas centralmente se considera exclusivamente sus ventas de energía en bolsa.
$DDVV_m$	Demanda desconectable voluntaria verificada en el mes m
RDV_m	Reducción de energía verificada del programa RD en el mes m

El Costo Equivalente en Energía (CEE), expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) que será usado para efectos de cotización en la Bolsa, se calculará cada mes mediante la fórmula:

$$CEE_m = \frac{\sum_{s,i} (P_{i,m,s} * OMEFR_{i,j,m})}{ETDP_m}$$

Donde:

CEE_m	Costo equivalente en energía del mes m
$P_{i,m,s}$	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).
$OMEFR_{i,j,m}$	Obligación mensual de energía firme respaldada por la planta o unidad de generación i del generador j en el mes m .
$ETDP_m$	Energía total demandada proyectada en el SIN para cada mes, expresada en kilovatios hora.

El valor de $P_{i,m,s}$ se convertirá a pesos por kilovatio hora (\$/kWh), utilizando TRM correspondiente al día hábil inmediatamente anterior al día de la fijación del CEE, publicada por la Superintendencia Financiera.

El CND fijará el CEE para las ofertas de cada nuevo mes con tres (3) días de anticipación.

8.2.2 Cálculo del Valor a Distribuir de cada planta y/o unidad de generación i (VD_i) Modificado por el Artículo 14 de la Resolución CREG-203 de 2013

Cada planta y/o unidad de generación i tendrá derecho a recibir la cantidad resultante de aplicar la siguiente expresión:

$$VD_i = \sum_{d=1}^n RRID_{i,d,m}$$

Donde

n : Número de días del mes m .

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

Donde:

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

n: *Número de días del mes m*

Con el resultado del Valor a Distribuir (VD_i), el Valor a recaudar (VR_i) y la Demanda Desconectable Voluntaria Verificable ($DDVV_i$) multiplicada por el CERE, se calculará mensualmente para cada planta y/o unidad de generación i , el valor F_i mediante la siguiente expresión:

$$F_i = VD_i - DDVV_i * CERE - VR_i$$

Cuando F_i sea positivo, se originará un saldo a favor del agente generador en el SIC. Cuando F_i sea negativo, se producirá por parte del SIC un cobro al agente generador correspondiente.

RESOLUCIÓN 063 DE 2010 (REGULA LA DDV)

CAPÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1. Objeto. Mediante la presente Resolución se adoptan las normas para regular el anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntaria - DDV, conforme a lo previsto en los artículos 58 y 73 de Resolución CREG 071 de 2006

Las normas de esta Resolución hacen parte integrante del Reglamento de Operación que regula el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

Artículo 2. Ámbito de Aplicación. Esta resolución aplica a los generadores que anticipen que requieren energía firme para cumplir las Obligaciones de Energía Firme –OEF que tienen asignadas; a los comercializadores que representan a los usuarios interesados en participar voluntariamente en el mecanismo de Demanda Desconectable; así como a la liquidación y recaudo de las transacciones asociadas a la DDV, que operará dentro de la Bolsa de Energía del Mercado Mayorista.

CAPÍTULO II DEFINICIONES

Artículo 3. Definiciones. Para efectos de la presente resolución, y de las demás regulaciones que desarrollen aspectos relacionados con la Demanda Desconectable Voluntariamente –DDV, además de las definiciones contenidas en la Resolución CREG-071 de 2006, se aplicarán las siguientes definiciones:

Plantas de Emergencia: Son aquellas plantas o unidades de generación que utilizan los usuarios para atender exclusivamente su propio consumo, ante interrupciones del suministro eléctrico a través del Sistema Interconectado Nacional -SIN. No se podrá vender energía eléctrica de estas plantas o unidades de generación en el Mercado Mayorista ni inyectar dicha energía a las redes uso general del SIN para atender a otros usuarios finales.

Frontera DDV: Frontera Comercial utilizada para medir los consumos de la demanda desconectable de un usuario, utilizada en los mecanismos de DDV con medición directa.

Demanda Desconectable Voluntaria Verificada (DDVV): Es la DDV que efectivamente fue reducida de manera voluntaria por los usuarios, verificada conforme a lo establecido en esta Resolución, y que se considerará para la liquidación del Mercado Mayorista.

Contrato de demanda desconectable voluntaria (CDDV): Contrato de demanda desconectable voluntaria que se pacta en una relación contractual bilateral entre un agente generador y un agente comercializador, este último en representación de las fronteras de demanda desconectable voluntaria, DDV, de los usuarios que están interesados en participar en el mecanismo DDV.

CAPÍTULO III

CARACTERÍSTICAS DEL MECANISMO DE DEMANDA DESCONECTABLE VOLUNTARIA -DDV

Artículo 4. Producto. **Modificada por el Artículo 7 de la Resolución CREG-098 de 2018**

Será la cantidad de demanda de energía reducida en un día (kWh-día) por parte de un comercializador. Esta reducción de energía será pactada en una relación contractual bilateral entre un generador y un comercializador, y dicho contrato tendrá una duración máxima de 30 días. Se estimará según las metodologías definidas en esta resolución y se tendrá en cuenta en la verificación del cumplimiento de la Obligación de Energía en Firme que respalda la planta o unidad de generación a la que se le asocie el mecanismo.

Artículo 5. Participantes. En la DDV participarán como compradores los generadores con Obligaciones de Energía en Firme asignadas, y como vendedores los comercializadores, estos últimos en representación de un usuario o un grupo de usuarios interesados en participar en este mecanismo. En Centro Nacional de Despacho (CND) y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) tendrán a su cargo la coordinación operativa y las transacciones comerciales derivadas del esquema, respectivamente.

Parágrafo. Los autogeneradores no podrán participar en este mecanismo, en aplicación de lo definido en el Artículo 11 de la Ley 143 de 1994.

Artículo 6. Activación. **Modificada por el Artículo 2 de la Resolución CREG-203 de 2013**

La DDV se activará cuando el generador envíe, en el formato que disponga el Administrador de Intercambios Comerciales – ASIC, el programa de desconexión de la DDV. Dicho formato contendrá como mínimo la siguiente información: la identificación de la planta que tiene asociada la DDV, la cantidad de energía horaria (MWh) y la referencia del contrato de la demanda desconectable voluntaria, asignada por el ASIC.

Parágrafo 1. Este formato se enviará al ASIC en los mismos plazos establecidos en la regulación para las plantas no despachadas centralmente.

Parágrafo 2. El programa de desconexión de la DDV se debe presentar al ASIC para el día en el cual el generador activará el mecanismo, con una desagregación horaria hasta que la suma de la DDV horaria sea igual a la obligación diaria contractual.

Parágrafo 3. El generador debe garantizar que el programa de desconexión de la DDV que presente al ASIC no supere la demanda contratada. En el caso de que el generador declare una cantidad superior a la demanda contratada, el ASIC y el CND considerarán que no hubo desconexión.

Artículo 7. Deberes de los Agentes y Operadores. **Modificada por el Artículo 3 de la Resolución CREG-203 de 2013**

Los agentes y operadores que participen en el mecanismo de DDV deberán cumplir los siguientes deberes:

Del Generador

- Registrar ante el ASIC el contrato de DDV celebrado con el comercializador de energía.
- Informar al comercializador el despacho de la demanda desconectable, indicando claramente, la fecha de inicio y finalización.

Del Comercializador

- Garantizar que los medidores que se utilicen cumplan con los requisitos técnicos establecidos en el código de medida.
- Informar al usuario las condiciones de la Demanda Desconectable Voluntaria, dejando claro que el mecanismo de DDV no es condición necesaria para la firma de un contrato de compraventa o suministro de energía y viceversa.
- Registrar ante el ASIC los usuarios interesados en prestar el servicio de DDV.
- Registrar la frontera del tipo DDV asociándola a la frontera del usuario en el Mercado Mayorista registrada ante el ASIC.
- Verificar que los medidores registrados para la DDV puedan ser interrogados remotamente.

- Verificar que funcione la medida en las fronteras durante el periodo que se active el mecanismo.

Del ASIC

- Administrar la base de datos con la información de los participantes del mecanismo: generadores y comercializadores con sus fronteras.
- Publicar en un medio electrónico de fácil consulta, la información de la demanda desconectable voluntaria no comprometida en contratos bilaterales para cada uno de los comercializadores con DDV.
- Verificar que los contratos de DDV cumplan las condiciones de registro para participar en el mecanismo establecidas por la regulación. En caso de que un contrato no cumpla tales condiciones el ASIC no lo registrará.
- Verificar que las fronteras con línea base de consumo cumplan con el modelo definido por la CREG. En caso de que una frontera no cumpla ese requisito el ASIC no la registrará.
- Registrar las medidas de las fronteras de DDV y realizar la verificación de cumplimiento de la DDV.
- Determinar la cantidad de DDV asignada e informar a las partes del contrato.
- Verificar que para un mismo período de tiempo t , la frontera que se registra solamente tenga asociado un contrato. En caso de que un contrato no cumpla este requisito el ASIC no lo registrará.
- Enviar la información de la cantidad de DDV por día al agente generador y al comercializador.

Del CND

- Incluir en sus análisis y en el despacho la demanda desconectable voluntaria en la operación del sistema.

Artículo 8. Contratos de DDV. Mediante los Contratos de Demanda Desconectable Voluntaria un usuario o grupo de usuarios, representados por un comercializador, se obligan a reducir su consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional a cambio de un precio que se obliga a pagar el generador. La DDV se

acordará mediante contratos celebrados bilateralmente entre el comercializador que representa al usuario o grupo de usuarios y un generador.

La forma, contenido, garantías y condiciones de los contratos de la DDV se pactarán libremente entre las partes y deberán contener, como mínimo, la información referente a la identificación del generador y el comercializador, la identificación del usuario, el recurso de generación asociado, la frontera comercial, la cantidad diaria de DDV negociada en el contrato, expresada en kilovatios hora día, y el término de duración del contrato.

Parágrafo 1. El incumplimiento en los contratos podrá implicar la ejecución de las garantías, según se pacte entre las partes.

Parágrafo 2. La frontera comercial de un usuario solo puede tener asociado un contrato de DDV ya sea con medición directa o con línea base de consumo.

Artículo 9. Registro de Contratos para la DDV. Todos los Contratos de DDV deberán registrarse ante el ASIC en la forma como éste lo establezca.

El plazo mínimo para el registro de estos contratos será de dos (2) días antes de la fecha de inicio de ejecución del contrato.

Artículo 10. Cesión de Contratos de DDV. Los contratos de DDV solamente se podrán ceder a agentes generadores o comercializadores inscritos en el mercado mayorista, que cumplan con la normatividad vigente para su participación en el mismo.

Artículo 11. Equipo de Medida. **Modificada por el Artículo 4 de la Resolución CREG-203 de 2013**

La frontera de DDV deberá cumplir con los requisitos exigidos para las fronteras de los usuarios no regulados, definidos en el código de medida vigente.

Además, deberán permitir la lectura o interrogación remota de la información y de los parámetros del medidor. Si el equipo de medición del usuario o su frontera comercial no permite la interrogación remota, el comercializador deberá realizar los ajustes para que ésta se pueda hacer.

Parágrafo 1. El registro de las fronteras comerciales deberá cumplir con los procedimientos establecidos en la regulación para fronteras comerciales.

Parágrafo 2. El Operador de Red, el generador y el comercializador tendrán acceso a la lectura remota.

Parágrafo 3. Los plazos para el registro de Fronteras de DDV serán los mismos establecidos en la regulación para las fronteras comerciales.

Artículo 12. Funcionamiento de la DDV. Modificada por el Artículo 5 de la Resolución CREG 203 de 2013

A continuación, se establece, paso a paso, las reglas que se deben aplicar para el funcionamiento de la DDV.

Paso 1: El comercializador informará a los usuarios sobre el mecanismo de Demanda Desconectable Voluntaria, y les hará saber expresamente que cada usuario puede decidir libremente si participa o no en dicho mecanismo y que para tener acceso al servicio público de energía eléctrica y celebrar el respectivo contrato servicios públicos no es obligatorio, ni una condición necesaria, participar en dicho mecanismo. Corresponderá al Comercializador demostrar el cumplimiento de este requisito y su omisión dará lugar a la indemnización de los perjuicios que se causen al usuario.

Paso 2: El comercializador realizará todas las gestiones técnicas pertinentes para adecuar la frontera comercial, ya sea para la DDV con medidor o para las que tienen línea base de consumo (estimar la línea base de consumo). Los medidores deberán reunir los requisitos exigidos en el código de medida.

Paso 3: El comercializador registrará al usuario y la frontera como demanda desconectable voluntaria ante el ASIC, para lo cual diligenciará los formatos que para tal fin disponga el Administrador. Estos formatos tendrán como mínimo la información del nombre del agente comercializador, el código SIC de la frontera del usuario, la fecha de vigencia del contrato y la cantidad de demanda desconectable diaria del usuario.

El ASIC revisará que una frontera de DDV únicamente se encuentre registrada con un contrato para el periodo de la vigencia del mismo. De encontrar un registro o un trámite adicional de inscripción, el ASIC informará a las partes que el contrato no se puede registrar.

Paso 4: El ASIC publicará diariamente en un aplicativo WEB la información del nombre del comercializador y la cantidad de DDV (kWh-día) no comprometida en contratos.

Paso 5: El Agente generador consultará el mencionado aplicativo para saber qué comercializadores ofrecen este servicio y realizará las gestiones pertinentes para firmar un contrato bilateral en los términos establecidos en esta Resolución.

Paso 6: El generador registrará el contrato ante el ASIC y este último verificará que cumpla con los requisitos establecidos en esta Resolución.

Paso 7: El generador activará el mecanismo y avisará al comercializador con quien tiene el contrato firmado.

El comercializador coordinará con los usuarios a los que se les activará la demanda desconectable.

Paso 8: El comercializador verificará los sistemas de medida de DDV interrogando la medida una hora antes de la activación, e informará al ASIC, CND y al generador el estado del sistema de medida.

Paso 9: El ASIC realizará la liquidación teniendo en cuenta lo establecido en esta Resolución.

Paso 10: El ASIC informará a los generadores la cantidad de demanda desconectada voluntariamente, reportada por los comercializadores.

CAPÍTULO IV

TIPOS DE FRONTERAS DE DDV

Artículo 13. Fronteras de DDV con línea base de consumo (LBC): **Modificada por el Artículo 24 de la Resolución CREG 011 de 2015**

Son aquellas fronteras en las que el consumo de los usuarios tiene frecuencia y poca variabilidad y que corresponden a las que tienen un error no mayor al 5% respecto a la estimación efectuada con el modelo establecido en el anexo de esta Resolución.

Para el caso de estas fronteras se considerará que hay reducción de demanda cuando la medida sea menor que el valor de la línea base de consumo menos el error.

Dentro de los cinco primeros días del mes siguiente al registro de la frontera el comercializador deberá actualizar el cálculo de la LBC con los datos más recientes. En caso de no efectuar esta actualización, vencido el plazo de los cinco días se entenderá que el comercializador ha retirado la frontera de DDV del Sistema de Intercambios Comerciales.

Una vez actualizada la frontera después del registro, el comercializador deberá actualizar el cálculo de la LBC cada 105 días. En caso de no efectuar esta actualización vencido el plazo de los 105 días, se entenderá que el comercializador ha retirado la frontera de la DDV del Sistema de Intercambios Comerciales.

Parágrafo. Si se tiene registrada más de una frontera comercial en un mismo predio o inmueble, el cálculo de la línea base de consumo se hará considerando la sumatoria de los consumos de cada una de las fronteras asociada al predio o inmueble. Si una persona natural o jurídica cuenta con más de un inmueble, la sumatoria de los consumos se hará de forma independiente para cada uno de los predios o inmuebles.

Artículo 14. Fronteras con medición directa de DDV: Modificada por el Artículo 25 de la Resolución CREG 011 de 2015

Son fronteras con medidores para la DDV instalados por el usuario, las cuales no podrán tener asociado más de un único contrato de DDV para el mismo periodo t.

Las fronteras con medición directa de DDV operarán cuando la frontera comercial y la frontera de DDV puedan ser interrogadas remotamente y no esté reportada la frontera comercial ante el ASIC en falla o limitación de suministro.

Las fronteras con medición directa de DDV deberán corresponder a cualquiera de las siguientes situaciones:

- DDV con Plantas de emergencia. Cuando el usuario utiliza una planta de emergencia para disminuir o suprimir los requerimientos de energía del SIN.

Para participar como DDV el usuario deberá colocar un medidor de DDV a la salida de cada una de las plantas que vaya a utilizar.

- DDV con medición independiente: Cuando el usuario tiene definido el consumo de un proceso de producción que utiliza diariamente y puede desconectarlo en cualquier momento.

En este caso se deberá instalar una medida independiente y registrar la curva de consumo de la frontera.

Parágrafo. Si se tiene registrada más de una frontera comercial en un mismo predio o inmueble, el consumo se hará considerando la sumatoria de los consumos de cada una de las fronteras asociadas al predio o inmueble. Si una persona natural o jurídica cuenta con más de un inmueble, la sumatoria de los consumos se hará de forma independiente para cada uno de los predios o inmuebles.

CAPÍTULO V VERIFICACIÓN DE LA DESCONEXIÓN DE LA DEMANDA

Artículo 15. Fronteras con línea base de consumo (LBC): **Modificada por el Artículo 8 de la Resolución CREG-098 de 2018**

La verificación de la desconexión de la demanda efectivamente desconectada, la realizará el ASIC teniendo en cuenta la línea base de consumo (LBC) reportada por el comercializador, el error y la medida diaria de la frontera comercial.

Si el consumo en la frontera comercial es inferior al consumo de la LBC menos el error, se entenderá que la frontera tiene demanda desconectable, en el caso contrario su demanda desconectable será igual a cero. Si la reducción es mayor a la pactada contractualmente, se considerará esta última para todos los efectos de la liquidación.

$$DDVV_{j,d} = (LBC_{j,d} \times (1 - e)) - Me_{j,d}$$

Donde:

$DDVVP_{j,d}$	Demanda desconectable voluntaria verificada del usuario j, en el día d y que se considerará para calcular la demanda desconectable definitiva del comercializador que agrega la DDV.
$LBC_{j,d}$	Cantidad de energía informada en la línea base de consumo para el usuario j, para el tipo de día d.
$Me_{j,d}$	Cantidad de energía medida para el usuario j en el día d.
e	Error permitido, que será igual al 5%.

Si el consumo de la frontera comercial es mayor o igual que el consumo estimado en la LBC, se considerará que la DDVV del usuario es igual a cero.

Dentro de los cinco primeros días del mes siguiente al registro de la frontera el comercializador deberá actualizar el cálculo de la LBC con los datos más recientes. En caso de no efectuar esta actualización, vencido el plazo de los cinco días se entenderá que el comercializador ha retirado la frontera de DDV del Sistema de Intercambios Comerciales.

Artículo 16. Fronteras con medición directa de DDV: **Modificada por el Artículo 9 de la Resolución CREG-098 de 2018**

La verificación de la desconexión efectiva de la demanda se realizará dependiendo de la situación a la que corresponda la DDV, así:

DDV con plantas de emergencia. Para DDV con plantas de emergencia se utilizará la medida de la salida de la(s) planta(s) de emergencia que se registrará en el medidor de la DDV.

Se considera que hubo DDV cuando el consumo real medido en la frontera comercial cumple la condición de la siguiente ecuación, si no se cumple la condición la $DDVV_{j,d}=0$:

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

$$DDVV_{j,d} = GPE_{j,d}$$

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.

En el caso de que un usuario con frontera DDV con planta de emergencia, desee registrarse como autogenerador para entregar excedentes, según lo establecido en la Resolución CREG 024 de 2015 o la que la modifique o sustituya, su registro aplicará 60 días calendario después de su solicitud.

DDV con medición independiente: Se considerará que hubo desconexión de demanda cuando el consumo real medido en la frontera cumple la condición de la siguiente ecuación, si no la cumple la $DDVV_{j,d}=0$:

$$CR_{j,d} < PC_{j,td} \times (1.05) - PDDV_{j,td}$$

$$DDVV_{j,d} = PDDV_{j,td}$$

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 (1-6) y los domingos y festivos (7).
$PDDV_{j,td}$	Promedio del consumo medido en la frontera comercial de DDV para el usuario j en el tipo de día td. Los tipos de día serán lunes a sábado (1-6) y domingos y festivos (7).

$DDVV_{j,d}$ Demanda desconectable voluntaria verificada del usuario j para el día d .

- **Verificación de desconexión de demanda agregada del comercializador que representa y agrega fronteras con línea base de consumo DDV y/o fronteras con medición directa de DDV.**

Adicionado por el Artículo 10 de la Resolución CREG-098 de 2018

La verificación de la desconexión de la demanda agregada efectivamente desconectada por los usuarios del comercializador que los representa y agrega, la realizará el ASIC de la siguiente manera:

$$DDVV_{c,d} = \min \left(CDDV_{c,d}, \sum_j DDVV_{j,d} \right)$$

Donde:

$DDVV_{c,d}$ Demanda desconectable voluntaria verificada del comercializador c para el día d .
 $CDDV_{c,d}$ Contrato de demanda desconectable voluntaria del comercializador c para el día d .
 $\sum_j DDVV_{j,d}$ Suma de demanda desconectable verificada de los usuarios j en el día d , representados y agregados por el comercializador c

Parágrafo 1. Esta verificación de desconexión de demanda también aplica para los casos en que el comercializador representa una sola frontera DDV en un contrato de demanda desconectable voluntaria.

Parágrafo 2. Las medidas de la DDV deben ser enviadas por el comercializador en los mismos plazos, en que los agentes generadores envían la información de generación de acuerdo con la regulación vigente.

Parágrafo 3. Las transacciones de energía en las fronteras de DDV deberán ser registradas en forma horaria, en el primer minuto de cada hora, de forma tal que permitan el cálculo de la energía movilizada en la hora.

Parágrafo 4. Para los casos en que las medidas de las fronteras DDV no sean enviadas, se considerará que no hubo desconexión.

ANEXO

Modificado por el Artículo 26 de la Resolución CREG-011 de 2015

Modelo de estimación de la Línea Base de Consumo

El método es una adaptación de los métodos de descomposición y representa el consumo diario de la frontera, C_t , mediante unas componentes no observables que representan la componente de tendencia, T_t , la componente estacional, E_t , y la componente del error u_t .

$$C_t = T_t \times E_t \times u_t$$

La componente de tendencia indicará cómo es el comportamiento a largo plazo de la serie. La componente estacional estará determinada por un índice para cada uno de los siete días de la semana, E_1, E_2, \dots, E_7 que representa el valor de la fluctuación estacional en cada día de la semana e indicará qué tanto por encima o por debajo de la tendencia se encuentran en promedio las observaciones del día.

En lo que sigue se utilizará la siguiente convención: los subíndices i del conjunto 1, 2, ..., 7 corresponderán a los días lunes, martes, ..., domingo.

La metodología aísla y estima cada una de las componentes y luego pronostica una semana. Esto se lleva a cabo mediante cuatro etapas que se realizarán en forma secuencial.

1. Etapa 1. Captura y depuración de datos.

- 1.1. Captura de datos y transformación de valores atípicos e iguales a cero: Se realizará de acuerdo con el *Procedimiento para Determinar Valores Atípicos de Modelo de Estimación LBC* publicado en la Circular CREG 020 de 2014.
- 1.2. Transformación de valores para los días en que se hayan presentado desconexiones o reducciones de energía en cumplimiento del mecanismo de demanda desconectable voluntaria, DDV, y/o cualquier otro programa de reducción de demanda que defina la regulación: El valor se cambiará por el promedio de los cinco días anteriores que tengan el mismo subíndice siempre y cuando corresponda con valores típicos de consumo u ajustados con este procedimiento.

En el caso de no encontrarse la totalidad de los datos para los cinco días anteriores, se calculará el promedio con los días anteriores disponibles que tenga el mismo subíndice siempre y cuando corresponda con valores típicos de consumo o ajustados.

2. Etapa 2. Estimación de los índices E_1, E_2, \dots, E_7 .

- 2.1. Calcular promedios móviles centrados de longitud 7 (una semana):

$$PM_t = \frac{C_{t-3} + C_{t-2} + C_{t-1} + C_t + C_{t+1} + C_{t+2} + C_{t+3}}{7}, t = 4, 5, \dots$$

2.2. Hallar el cociente C_t/PM_t , $t = 4, 5, 6, \dots$. Este cociente será aproximadamente igual a:

$$\frac{C}{PM_t} \cong E_t \times u_t$$

2.3. Promediar todos los valores anteriores correspondientes al mismo día para obtener unos índices preliminares:

$$\tilde{E}_1, \tilde{E}_2, \tilde{E}_3, \tilde{E}_4, \tilde{E}_5, \tilde{E}_6, \tilde{E}_7$$

2.4. Ajustar los 7 índices preliminares de forma que:

$$\frac{\sum_{i=1}^7 \tilde{E}_i}{7} = 1$$

$$E_i = \tilde{E}_i \times \frac{7}{\sum_{i=1}^7 \tilde{E}_i}$$

3. Etapa 3: Estimación de la tendencia

3.1. Desestacionalizar los datos dividiendo C entre su índice estacional E .

$$D_t = \frac{C_t}{E_t}$$

3.2. Con los datos desestacionalizados, D , se estimará una tendencia lineal, T , mediante regresión lineal.

$$T_t = a + bt$$

4. Etapa 4: Pronósticos para una semana

Si N es el instante de la última observación, y ésta cae en domingo, se pronosticará para los días siguientes, lunes, martes, ..., domingo, mediante la ecuación.

$$\hat{C}_{N+k} = T_{N+k} \times E_k, k = 1, 2, \dots, 7$$

Parágrafo. Para los efectos previstos en este anexo se diferenciarán los días comprendidos de lunes a sábado, los domingos y festivos.

RESOLUCIÓN 203 DE 2013 (MODIFICA CREG 063-2010; 071-2006 y 124-2012)

LAS MODIFICACIONES A LAS RESOLUCIONES CREG 063 de 2010 y 071 de 2006, YA SE APLICARON EN ESTE COMPENDIO.

CAPÍTULO I DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 11. Modificar el Artículo 2 de la Resolución CREG 124 de 2012. El Artículo 2 de la Resolución CREG 124 de 2012 quedará así:

Artículo 2. Determinación de las OEF de Venta (OEFV) diarias. Las OEFV diarias de la planta i del agente j se determinarán mediante la siguiente expresión:
Modificado por el Artículo 18 de la Resolución CREG-011 de 2015

$$OEFV_{i,d,m} = OEFV_{i,j} \times \frac{D_m}{D_j} \times \frac{DC_{d,m} + DDVV_{d,m} + RDV_{d,m} + PGR_{d,m}}{DC_m + DDVV_m + RDV_m + PGR_m}$$

Donde:

$OEFV_{i,d,m}$	OEF de Venta para cumplir la OEF de la planta o unidad de generación i en el día d del mes m .
$OEFV_{i,j}$	OEF de Venta asignada a la planta i del generador j en Subasta de Reconfiguración de Venta.
D_m	Demanda Objetivo del mes m .
D_j	Demanda Objetivo para el primer año del Período de Vigencia de la Obligación asignada al generador j
$DC_{d,m}$	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 .
$RDV_{d,m}$	Reducción de energía verificada del programa de RD en el día d del mes m
$PGR_{d,m}$	Programa de racionamiento verificado 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
RDV_m	Reducción de energía del programa de RD en el mes m
PGR_m	Programa de racionamiento verificado en el mes m

RESOLUCIÓN 011 DE 2015

(REGULA LA RD PARA EL MERCADO EN CONDICIÓN CRÍTICA)

CAPÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1. Objeto. Mediante la presente resolución se adoptan las normas para regular el programa de respuesta de la demanda, RD, para el mercado diario en condición crítica.

Las normas de esta resolución hacen parte integrante del Reglamento de Operación que regula el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

Artículo 2. Ámbito de Aplicación. Esta resolución aplica a los comercializadores que representan a los usuarios interesados en participar voluntariamente en el programa de respuesta de la demanda, así como a la liquidación y recaudo de las transacciones asociadas a dicho programa, que operará dentro de la Bolsa de Energía del Mercado Mayorista.

CAPÍTULO II

DEFINICIONES

Artículo 3. Definiciones. Para efectos de la presente resolución se aplicarán las siguientes definiciones:

Condiciones críticas: Situación que presenta el mercado mayorista de energía cuando el precio de bolsa es mayor al precio de escasez.

Demanda desconectable voluntaria, DDV: Es la energía que reducen de manera voluntaria los usuarios que participan en el mecanismo de la DDV conforme a lo establecido en la Resolución CREG 063 de 2010.

Frontera de demanda desconectable voluntaria o Frontera DDV: corresponde a la frontera definida en la Resolución CREG 063 de 2010 o aquella que la modifique, complemente o sustituya, que será utilizada para medir los consumos de la demanda a reducir de un usuario para el programa de respuesta de la demanda, RD, de que trata esta resolución.

Plantas de emergencia: Son aquellas plantas o unidades de generación que utilizan los usuarios para atender su consumo.

Respuesta de la demanda verificada, RDV: Es la demanda que efectivamente sea reducida de manera voluntaria por los usuarios, verificada conforme a lo establecido en esta resolución y que se considerará para la liquidación de las transacciones en el Mercado Mayorista.

CAPÍTULO III

CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA DE RESPUESTA DE LA DEMANDA, RD.

Artículo 4. Producto. Será la cantidad de demanda de energía reducida en MWh, con respecto a los consumos de energía del usuario o grupo de usuarios que son representados por parte de un comercializador. Esta reducción de energía será ofertada al Mercado Mayorista de Energía por parte del comercializador de acuerdo con las metodologías definidas en esta resolución.

Artículo 5. Participantes. En el RD participarán como vendedores los comercializadores, estos últimos en representación de un usuario o un grupo de usuarios interesados en participar en este programa.

- Cada usuario deberá tener su frontera comercial con reporte al ASIC. El Centro Nacional de Despacho, CND, y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, tendrán a su cargo la coordinación operativa y las transacciones comerciales derivadas del programa, respectivamente.

El usuario podrá elegir su representación en el programa de RD con un comercializador que puede ser diferente de aquel que lo atiende para el suministro de energía.

Parágrafo 1. El comercializador que representa a la demanda en el programa de RD también podrá ser un agente comercializador que agrega carga para participar en los programas de reducción o desconexión de energía en el Mercado de Energía Mayorista, MEM.

Parágrafo 2. El comercializador que representa al usuario que participa en el programa de RD, deberá tener nivel de acceso 1 a las mediciones realizadas de la frontera comercial del usuario, de acuerdo con lo establecido en el artículo 17 de la Resolución CREG 038 de 2014, y el representante de dicha frontera deberá asegurar el acceso de acuerdo con lo establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG 038 de 2014 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

En los casos que el comercializador que representa al usuario en el programa de la RD, requiera realizar una revisión del sistema de medición solicitará una visita de revisión conjunta al agente representante de la frontera comercial quien deberá dar acceso al sistema de medida, para lo cual se aplicará lo establecido en el artículo 47 de la Resolución CREG 156 de 2014 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

Artículo 6. Oferta de RD. El comercializador deberá enviar en representación de un usuario o de forma agregada por un grupo de usuarios al CND, una única oferta de precio para las 24 horas (expresadas en valores enteros de \$/MWh) y la declaración de la reducción de energía (expresada en valores enteros en MW para cada periodo horario), en el formato que disponga el CND.

- Dicho formato contendrá como mínimo la siguiente información: la identificación de la frontera o fronteras de los usuarios que participan en el RD, la cantidad de energía horaria a reducir y la oferta de precio diaria de reducción de energía.

Parágrafo. Este formato se enviará al CND en los mismos plazos establecidos en la regulación para las plantas despachadas centralmente.

Artículo 7. Deberes de los agentes y operadores. Los agentes y operadores que participen en el programa de RD deberán cumplir los siguientes deberes:

a) Comercializador

- Garantizar que los medidores que se utilicen cumplan con los requisitos establecidos en el Código de Medida.
- Informar al usuario los tipos de fronteras DDV utilizadas en el programa RD y verificar que el usuario cumpla con los requisitos del tipo de frontera que escoja.
- Informar al usuario las condiciones de RD, dejando claro que el programa de RD no es condición necesaria para la firma de un contrato de compraventa o suministro de energía y viceversa.
- Informar al ASIC los usuarios interesados en prestar el servicio de RD.
- Informar que la frontera comercial del usuario que se encuentra registrada ante el ASIC en el Mercado Mayorista, será utilizada como frontera DDV con línea base de consumo para el programa de RD.
- Registrar la frontera como DDV con medición directa asociándola a la frontera de consumo del usuario registrada ante el ASIC en el Mercado Mayorista.
- Informar a los operadores de red de las fronteras DDV registradas en el ASIC.
- Solicitar al ASIC el cálculo de la línea base de consumo de un usuario de acuerdo con la información disponible que este tenga.

- Verificar que los medidores registrados para RD puedan ser interrogados remotamente.
- Ofrecer disponibilidad las 24 horas de todos los días del año y contar con los medios de comunicación que defina el CND.
- Verificar que funcione la medida en las fronteras durante el periodo que se active el programa.
- Notificar al operador de red cuando se activen los programas de RD de sus usuarios.

b) ASIC

1. Administrar la base de datos con la información de los agentes comercializadores con sus fronteras.
2. Verificar que las fronteras comerciales con línea base de consumo cumplan con el modelo de estimación de la Línea Base de Consumo definido en el anexo de esta resolución. En caso de que una frontera comercial no cumpla ese requisito, el ASIC informará al usuario de que no podrá participar en el programa.
3. Revisar las medidas de las fronteras DDV de medición directa si es el caso y realizar la verificación de cumplimiento de la reducción de demanda.
4. Verificar que para un mismo período de tiempo t, si la frontera tiene asociado un compromiso de RD y un contrato de DDV, cumpla con cada uno de los requisitos de verificación de RD y DDV, en caso de no ser así, el ASIC no considerará que hubo reducción de demanda RD.

c) CND

- Verificar la cantidad de consumo de energía que se puede reducir con el programa de RD en el día en cual el precio de bolsa horario del predespacho ideal sea mayor o igual al 108% del precio de escasez.
- Incluir en sus análisis y en el despacho la reducción de demanda de RD en la operación del sistema.
- Determinar la cantidad de RD asignada e informar al comercializador que se compromete a reducir demanda.

Artículo 8. Compromisos de RD. Mediante los compromisos de RD el usuario o grupo de usuarios representados por el comercializador, se comprometen a reducir su consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, a cambio de recibir la diferencia del precio de bolsa y el precio de escasez por la energía reducida.

Parágrafo. El incumplimiento de los compromisos de RD implicará que se cobre el costo de las desviaciones mayores al 5% entre el despacho programado de RD y la reducción de energía verificada de RD. Este valor será liquidado por el ASIC al comercializador que representa al usuario o grupo de usuarios.

El cobro de las desviaciones será un valor a retribuir a la bolsa como el valor absoluto de la diferencia entre la reducción de energía verificada y la reducción de energía del despacho programado, multiplicado por el valor absoluto de la diferencia entre el precio de oferta de reducción de energía y el precio de bolsa para esa hora.

Artículo 9. Equipo de medida. El equipo de medida del usuario que participa en el programa de RD, deberá cumplir con los requisitos exigidos para las fronteras de los usuarios no regulados.

Además deberán permitir la lectura o interrogación remota de la información y de los parámetros del medidor. Si el equipo de medición del usuario o su frontera comercial no permite la interrogación remota, el comercializador que representa al usuario deberá gestionar los ajustes necesarios para que esta se pueda hacer.

Parágrafo 1. El registro de las fronteras comerciales deberá cumplir con los procedimientos y plazos establecidos en la regulación para fronteras comerciales.

Parágrafo 2. El operador de red y el comercializador tendrán acceso a la lectura remota.

Artículo 10. Funcionamiento de RD. A continuación se establecen, paso a paso, las reglas que se deben aplicar para el funcionamiento de RD.

Paso 1: El comercializador informará a los usuarios sobre el programa de RD y les hará saber expresamente que cada usuario puede decidir libremente si participa o no en dicho programa y que para tener acceso al servicio público de energía eléctrica y celebrar el respectivo contrato de servicios públicos no es obligatorio, ni una condición necesaria, participar en dicho programa. Corresponderá al comercializador demostrar el cumplimiento de este requisito y su omisión dará lugar a la indemnización de los perjuicios que se causen al usuario.

Paso 2: Una vez el usuario haya aceptado participar en el programa RD y las partes hayan acordado las condiciones, el comercializador adoptará las medidas para que se hagan todas las gestiones técnicas pertinentes para

adecuar la frontera comercial DDV, ya sea con medición directa o con línea base de consumo, según los requisitos que deba cumplir.

Paso 3: El comercializador registrará al usuario y la frontera como DDV, cuando corresponda ante el ASIC, para lo cual diligenciará los formatos que para tal fin disponga el ASIC. Estos formatos tendrán como mínimo la información del nombre del agente comercializador, el código SIC de la frontera del usuario y la cantidad de demanda horaria a reducir del usuario para el despacho diario.

Paso 4: El comercializador enviará al CND la oferta de precio de reducción de energía y la declaración de reducción de energía horaria de acuerdo con el formato de activación.

El envío de ofertas y declaración de reducción de energía se hará en los mismos plazos en que las plantas despachadas centralmente envían sus ofertas y declaran su disponibilidad.

Paso 5: Una vez finalizado el plazo de envío de ofertas y declaración de reducción de energía, el CND calculará la cantidad de consumo de energía a reducir por medio del programa de RD tal que el precio de bolsa del predespacho ideal sea mayor o igual al 108% del precio de escasez,

El CND modificará el cálculo del predespacho ideal de tal manera que para la RD despachada siempre se cumpla que el máximo precio de oferta, MPO, para atender demanda nacional, es mayor o igual al 108% del precio de escasez.

En caso de presentarse empates en las ofertas de precio de RD, el CND definirá un proceso aleatorio equiprobable para determinar el orden de mérito de dichas ofertas.

El umbral del 8% establecido para las ofertas de precios del programa podrá ser ajustado por la CREG de acuerdo con las variaciones observadas entre los valores estimados y los reales. Para tal fin el ASIC informará en la primera semana de cada mes a la CREG, los valores estimados y los valores reales del mes anterior de cada una de las variables involucradas.

Paso 6: Cuando el valor de energía a reducir de RD sea mayor a cero, el CND avisará al comercializador la activación del programa, quien coordinará con los usuarios a los que se les activará la RD.

El CND informará a los comercializadores que participan en el programa de RD, la activación de RD del día siguiente en los mismos plazos en que se le informa el despacho a las plantas despachadas centralmente.

Paso 7. En el caso de que el comercializador tenga la necesidad de ser redespachado, le aplicarán las mismas reglas de las plantas despachadas centralmente.

Paso 8: El comercializador se encargará de que los sistemas de medida de RD puedan ser interrogados una hora antes de la activación. En caso de no poderse efectuar esta interrogación, se considerará que no hubo reducción de demanda.

Paso 9: El ASIC realizará las verificaciones de las reducciones de energía de RD.

Paso 10: El ASIC modificará el cálculo del despacho ideal de tal manera que para la hora en que se haya activado alguna RD, el máximo precio de oferta, MPO, de la bolsa para atender demanda nacional, se cumpla que este sea mayor o igual al mayor precio de oferta de reducción de energía verificada en esa hora.

Paso 11: El ASIC realizará la liquidación aplicando lo establecido en esta resolución.

Artículo 11. Tipos de fronteras: Para el programa RD se aplicarán los mismos tipos de fronteras DDV definidos en los artículos 13 y 14 de la Resolución CREG 063 de 2010.

CAPÍTULO IV

VERIFICACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE ENERGÍA DEL PROGRAMA DE RD

Artículo 12. Fronteras con línea base de consumo, LBC: La verificación de la reducción o desconexión efectiva de energía del programa de respuesta de la demanda, RD, del usuario con frontera DDV con línea base de consumo, LBC, la realizará el ASIC teniendo en cuenta la LBC reportada por el comercializador, el error y la medida diaria de la frontera comercial.

Si el consumo en la frontera comercial es inferior al consumo de la LBC menos el error, se entenderá que el comercializador ha cumplido la reducción de demanda, en el caso contrario su reducción verificada será igual a cero. Si la reducción es mayor a la comprometida, solo se considerará para el programa de respuesta de la demanda, la reducción comprometida o la contratada para todos los efectos de la liquidación.

$$RDVP_{j,h,d} = (LBC_{j,h,d} \times (1 - e)) - Me_{j,h,d}$$

Donde:

$RDVP_{j,h,d}$ RD verificada parcial reducida por el usuario j en la hora h del día d , que se considerará para calcular la RD definitiva.

$LBC_{j,h,td}$	Cantidad de energía informada en la línea base de consumo para el usuario j , para la hora h del tipo de día td . Se diferenciarán los días comprendidos de lunes a sábado, domingos y festivos.
$Me_{j,h,d}$	Cantidad de energía o consumo medido para el usuario j en la hora h del día d .
e	Error permitido, que será igual al 5%

$$RDV_{j,h,d} = \text{mínimo}(CRD_{j,h,d}, RDVP_{j,h,d} - DDVV_{j,h,d})$$

Donde:

$RDV_{j,h,d}$	RD verificada y efectivamente reducida por el usuario j , en la hora h del día d .
$CRD_{j,h,d}$	Compromiso de RD por el usuario j para la hora h del día d
$DDVV_{j,h,d}$	Demanda desconectable voluntaria verificable del usuario j para la hora h del día d .

Si el consumo que se registra en la frontera comercial es mayor o igual que el consumo estimado en la LBC, o la RDV es menor a cero, se considerará que la RDV es igual a cero para efectos de la liquidación.

Parágrafo: Las medidas de RDV se deberán afectar por los factores de pérdidas para referir la medida al STN.

Artículo 13. Fronteras con medición directa de reducción de energía: La verificación de la reducción o desconexión efectiva de energía del programa RD del usuario con frontera DDV de medición directa se realizará dependiendo de la situación a la que corresponda la RD, así:

A. RD con plantas de emergencia. Para RD con plantas de emergencia se utilizará la medida de la salida de la(s) planta(s) de emergencia que se registrará en el medidor de la frontera DDV.

Se considerará que hubo RD cuando el consumo real medido en la frontera comercial cumpla la condición de la siguiente ecuación, si no cumple la condición la $RDV_{j,h,d}=0$:

$$CR_{j,h,d} < CP_{j,h,td} \times (1.05) - GPE_{j,h,d}$$

Donde:

$CR_{j,h,d}$	Consumo real medido en la frontera comercial para el usuario j en la hora h del día d .
$CP_{j,h,td}$	Consumo promedio 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, domingos y festivos. Para los días en que se haya efectuado una activación de la DDV o de RD del usuario j , se remplazarán por el promedio de los últimos cinco días del mismo tipo de día td en que no se haya efectuado ninguna de las activaciones mencionadas.

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

Si el consumo real medido en la frontera comercial cumple la condición anterior, la reducción de energía $RDV_{j,h,d}$ será la siguiente:

$$RDV_{j,h,d} = \text{mínimo}(CRD_{j,h,d}, GPE_{j,h,d} - DDVV_{j,h,d})$$

Donde:

$RDV_{j,h,d}$ RD verificada del usuario j en la hora h del día d .

$CRD_{j,h,d}$ Compromiso de RD del usuario j para la hora h del día d .

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

$DDVV_{j,h,d}$ Demanda desconectable voluntaria verificable del usuario j para la hora h del día d .

Si la RD verificada con plantas de emergencia es menor a cero, se considerará que la RDV es igual a cero para efectos de la liquidación.

B. RD con medición independiente: Se considerará que hubo reducción de energía cuando el consumo real medido en la frontera cumpla la condición de la siguiente ecuación, si no la cumple la $RDV_{j,h,d}=0$:

$$CR_{j,h,d} < CP_{j,h,td} \times (1.05) - PRD_{j,h,td}$$

Donde:

$CR_{j,h,d}$ Consumo real medido en la frontera comercial del usuario j en la hora h del día d .

$CP_{j,h,td}$ Consumo promedio medido en la frontera comercial del usuario j según el tipo de día td de los últimos 105 días. Se diferenciarán los días comprendidos de lunes a sábado, domingos y festivos. Para los días en que se haya efectuado una activación de la DDV o de RD del usuario j , se remplazarán por el promedio de los últimos cinco días del mismo tipo de día td en que no se haya efectuado ninguna de las activaciones mencionadas.

$PRD_{j,h,td}$ Promedio del consumo medido en la frontera comercial de medición directa de reducción de energía del usuario j para la hora h del tipo de

día td . Se diferenciarán los días comprendidos de lunes a sábado, domingos y festivos.

Si el consumo real medido en la frontera comercial cumple la condición anterior, la reducción de energía $RDV_{j,h,d}$ será:

$$RDV_{j,h,d} = \text{mínimo}(CRD_{n,j,h,d}, PRD_{j,h,td} - DDVV_{j,h,d})$$

Donde:

$RDV_{j,h,d}$	RD verificada y efectivamente reducida por el usuario j en la hora h del día d .
$CRD_{n,j,h,d}$	Compromiso de RD del usuario j para la hora h del día d
$PRD_{j,h,td}$	Promedio del consumo medido en la frontera comercial de medición independiente del usuario j para la hora h del tipo de día td de los últimos 105 días. Se diferenciarán los días comprendidos de lunes a sábado, domingos y festivos.
$DDVV_{j,h,d}$	Demanda desconectable voluntaria verificable del usuario j para la hora h del día d .

Si la RD verificada con medición independiente es menor a cero, se considerará que la RDV es igual a cero para efectos de la liquidación.

Antes de realizar la verificación de reducción de energía del programa de RD, se tendrá como prioridad verificar los contratos que se hayan activado de la demanda desconectable voluntaria, DDV, establecida en la Resolución CREG 063 de 2010.

Las medidas de RD deberán ser enviadas por el comercializador en los mismos plazos en que los agentes generadores envían la información de generación de acuerdo con la regulación vigente.

Las transacciones de energía en las fronteras DDV utilizadas para RD deberán ser registradas en forma horaria, en el primer minuto de cada hora, de forma tal que permitan el cálculo de la energía movilizada en la hora.

Para los casos en que las medidas de las fronteras DDV no sean enviadas, se considerará que no hubo reducción de energía.

Para efectos de la liquidación de cada comercializador c , la RD verificada, $RDV_{c,h,d,m}$, será igual a la suma de RD verificada de cada uno de los usuarios, $RDV_{j,h,d}$, que cada comercializador c representó en el mes m .

Parágrafo: Las medidas de RDV se deberán afectar por los factores de pérdidas para referir la medida al STN.

CAPÍTULO V LIQUIDACIÓN

Artículo 14. Valores a favor de los usuarios que participan en el programa de RD. El valor a favor de los usuarios por la participación en el programa de RD será entregado al comercializador, quién será el encargado de pasar a sus usuarios los incentivos de RD, el valor será el que resulta de aplicar la siguiente expresión:

$$VF_RD_{c,h,d,m} = RDV_{c,h,d,m} \times (PB_{h,d,m} - PE_m)$$

Donde:

$VF_RD_{c,h,d,m}$	Valor a favor del comercializador c por la reducción de demanda del programa de RD en la hora h del día d del mes m .
$RDV_{c,h,d,m}$	RD verificada del comercializador c en la hora h del día d del mes m .
$PB_{h,d,m}$	Precio de bolsa en la hora h del día d del mes m
PE_m	Precio de escasez del mes m

Parágrafo: El costo de la comercialización del programa de RD será asumido por el usuario, el cual será acordado entre el usuario y el comercializador que lo representa.

Artículo 15. Valores a cargo de los usuarios que participan en el programa de RD. De acuerdo con el valor del CERE que sea incluido en el precio de oferta del comercializador que representa a los usuarios que participen en el programa de RD, se producirá por parte del SIC un cobro al comercializador que representa a dichos usuarios calculado mediante la siguiente expresión:

$$VC_RD_{c,h,d,m} = RDV_{c,h,d,m} \times CERE_m$$

Donde:

$VC_RD_{c,h,d,m}$	Valor a cargo del comercializador c por la reducción de demanda del programa de RD en la hora h del día d del mes m .
$RDV_{c,h,d,m}$	RD verificada del comercializador c en la hora h del día d del mes m .
$CERE_m$	Costo Equivalente Real en Energía en el mes m

Artículo 16. Remuneración del programa de RD por parte de los agentes generadores cuando su generación ideal es menor a sus ODEF en condiciones de escasez. Los saldos en la liquidación resultantes de aplicar el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 asociados a la RD, serán asignados a los comercializadores que participaron en el programa de RD de acuerdo con el 0 de esta resolución.

Parágrafo: De acuerdo con la verificación del programa de racionamiento, los saldos en la liquidación resultantes de aplicar el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 asociados

a la demanda racionada, serán asignados en relación con lo establecido en el artículo 54 de la Resolución CREG 071 de 2006.

RESOLUCIÓN 098 DE 2018 (PRUEBAS PARA LA DDV)

Artículo 1. Objeto: Mediante la presente resolución se adoptan las normas para regular las pruebas de disponibilidad del anillo seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado demanda desconectable voluntaria.

Artículo 2. Adicionar al artículo 3 de la Resolución CREG 063 de 2010. Adicionar la siguiente definición al artículo 3 de la Resolución CREG 063 de 2010.

Contrato de demanda desconectable voluntaria (CDDV): Contrato de demanda desconectable voluntaria que se pacta en una relación contractual bilateral entre un agente generador y un agente comercializador, este último en representación de las fronteras de demanda desconectable voluntaria, DDV, de los usuarios que están interesados en participar en el mecanismo DDV.

Artículo 3. Definiciones: Para efectos de la presente resolución se aplicarán las siguientes definiciones:

Demanda desconectable voluntaria (DDV): Anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad, definido en la Resolución CREG 071 de 2006 y desarrollado conforme en lo establecido en la Resolución CREG 063 de 2010.

Demanda desconectable voluntaria verificada (DDVV): Es la DDV que efectivamente fue reducida de manera voluntaria por los usuarios, verificada conforme a lo establecido en la Resolución CREG 063 de 2010.

Artículo 4. Pruebas de disponibilidad a las fronteras de demanda desconectable voluntaria. Todas las fronteras DDV asociadas a los contratos de DDV registrados en la semana s, semana que inicia el día sábado y termina el viernes siguiente, que no hayan tenido pruebas, tendrán una prueba de desconexión en la primera semana en que el contrato DDV inicia operación comercial.

Artículo 2.

Artículo 3. Para esto, el último día de la semana anterior a la de inicio de operación comercial del contrato, el CND ejecutará un proceso aleatorio de igual probabilidad para elegir el día de la semana en que se hará la prueba de las fronteras del contrato DDV.

En cualquier caso, el CND programará la prueba de las fronteras DDV en el despacho económico, antes de que finalice la vigencia de los contratos. El CND podrá escoger el día

de la prueba de forma aleatoria en uno de los días antes de la finalización del contrato. En caso de que la vigencia del contrato sea de un día, la prueba deberá ser programada para ese día de vigencia.

Parágrafo 1. Para la realización de las pruebas de las fronteras DDV, el CND tendrá en cuenta la programación de los periodos horarios registrados para pruebas, para lo cual, los agentes generadores deberán registrar ante el ASIC para cada una de las fronteras de su contrato DDV: cuáles serán los cuatro (4) periodos horarios consecutivos; y la desconexión objetivo como se define en esta resolución.

Parágrafo 2. El ASIC cancelará el registro de los contratos de DDV cuando: la prueba realizada y la solicitud de la segunda prueba no sean exitosas; o la prueba realizada no sea exitosa y el agente no haya solicitado repetirla. La cancelación tendrá efecto desde la fecha misma del registro.

En caso de que el ASIC haya emitido factura del mes, se deberá incluir la cancelación del contrato en un ajuste a la facturación del mes.

Parágrafo 3. El CND programará una prueba a una frontera DDV, de las que trata este artículo, cada vez que cumpla lo siguiente:

- a. Si la frontera se encuentra asociada en un CDDV vigente.
- b. Si la frontera lleva un total de 90 días acumulados en días de vigencia en contratos registrados de CDDV, desde la última vez que presentó una prueba, o desde la última vez que tuvo una desconexión asociada a una DDV, mayor o igual a la desconexión objetivo registrada para pruebas.

Parágrafo 4. No se reconocerá el costo de las pruebas de las fronteras DVV asociadas en un CDDV del presente artículo, se entiende que cualquier costo asociado por los anillos de seguridad ha sido tenido en cuenta por el generador al tomar sus OEF.

Artículo 5. Reglas de las pruebas de disponibilidad a las fronteras de DDV. Las pruebas de disponibilidad de las fronteras de DDV se registrarán por las siguientes reglas:

- a. **Notificación de la prueba.** El CND notificará el día de la prueba al agente que representa la planta o unidad de generación que se respalda con DDV, el día anterior al día de operación donde se realizará la prueba de las fronteras DDV, una vez haya publicado el despacho económico. Lo anterior, mientras el generador no haya activado el respaldo de DDV para el día de la prueba.
- b. **Duración.** La prueba de desconexión tendrá una duración de 4 horas consecutivas. El inicio y la finalización de la prueba deberán ocurrir dentro del mismo día.
- c. **Desconexión objetivo:** La desconexión objetivo horaria de la DDV para cada una de las cuatro (4) horas de la prueba, se determinará como el máximo valor horario de desconexión de la DDV señalado en el contrato registrado.

El CND programará el valor de la desconexión objetivo en el despacho económico y en los redespachos, sin embargo, podrá modificar la desconexión objetivo para cumplir con las condiciones de seguridad y confiabilidad del SIN.

- d. **Calificación de exitosa:** Una prueba será considerada como exitosa cuando las DDV tengan una desconexión total durante la duración de la prueba, igual o superior a la desconexión objetivo. La verificación de desconexión se realizará de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG 063 de 2010.

Parágrafo 1. La prueba deberá ser declarada ante el CND, según corresponda, como exitosa o no, por el generador que representa la planta que fue seleccionada para prueba de disponibilidad de DDV. Esta declaración deberá realizarse a más tardar en las 12 horas siguientes a la finalización de la prueba. En caso de no realizarse la declaración en el tiempo señalado, el CND considerará que la prueba no fue exitosa.

Si el agente generador declara una prueba no exitosa, podrá solicitar otra prueba a partir del día siguiente de la declaración.

Si en la verificación se identifica que la desconexión objetivo de la prueba no se cumple y la prueba fue declarada como exitosa, el ASIC considerará la declaración como no exitosa.

Si el agente generador solicita otra prueba de DDV, el CND programará el día de la prueba de forma aleatoria dentro de los 10 días siguientes a la solicitud, mientras que dicha programación no supere lo que resta de la vigencia del contrato en el que está asociada la frontera DDV.

Parágrafo 2. Si el generador activó el respaldo de DDV para el día de la prueba. Las fronteras DDV que hayan tenido una desconexión verificada, mayor o igual a la desconexión objetivo registrada para pruebas, se entenderá que dichas fronteras tienen una prueba exitosa, de lo contrario, el agente generador deberá solicitar una prueba para dichas fronteras de acuerdo con lo definido en este artículo.

Parágrafo 3. El CND podrá modificar o cancelar, la primera o la solicitud de la segunda prueba de disponibilidad de la frontera DDV, por condiciones de seguridad y confiabilidad del SIN, y podrá reprogramar la prueba dentro del plazo que resta de la vigencia del contrato en el que está asociada la frontera DDV, si la vigencia finaliza y la frontera no logró presentar la prueba de disponibilidad, le aplicará lo definido en esta resolución cuando la frontera se encuentre asociada en un nuevo contrato de DDV.

Parágrafo 4. El ASIC publicará en su página web los resultados de las pruebas de la frontera asociada al usuario del contrato de la DDV.

Artículo 6. Incumplimiento de la DDV. Cuando un contrato DDV que respalda a una planta o unidad de generación, incumple la verificación de la CDDV, cuando su desconexión es menor a lo programado en el día, el agente generador respaldado con dicha DDV deberá solicitar una prueba de las fronteras asociadas en el contrato. En caso de que la prueba no sea exitosa, perderá la remuneración del Cargo por Confiabilidad en proporción a la energía respaldada con la DDV, hasta tanto dicha planta no haga una prueba de generación solicitada de generación real durante cuatro horas consecutivas, sin considerar rampas de

entrada y salida, o tenga una generación real como mínimo en las mismas condiciones de la prueba solicitada.

Parágrafo. La frontera comercial asociada a la DDV que en un período de doce (12) meses anteriores, sume tres (3) desconexiones no exitosas por pruebas, no podrá ser registrada nuevamente por el ASIC como frontera DDV.

Cumplido un año a partir de la entrada en vigencia de esta resolución, el ASIC empezará a verificar esta condición el primer día de la semana s de cada mes.