

EL INFRASCRITO SECRETARIO EJECUTIVO DE LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA -CRIE-, POR MEDIO DE LA PRESENTE CERTIFICA:

Que tiene a la vista la Resolución No. CRIE-08-2025, emitida el veintisiete de febrero de dos mil veinticinco, donde literalmente dice:

“RESOLUCIÓN CRIE-08-2025

LA COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

RESULTANDO

I

Que el 22 de agosto de 2024, el equipo técnico de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), suscribió el informe con referencia GM-35-07-2024/GJ-67-2024/AT-16-2024, denominado: *“INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”*.

II

Que el 29 de agosto de 2024 se llevó a cabo la reunión presencial de Junta de Comisionados número 188, en la cual se ordenó publicar en la página web de la CRIE el informe con referencia GM-35-07-2024/GJ-67-2024/AT-16-2024, denominado: *“INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”*.

III

Que el 29 de agosto de 2024 la CRIE emitió la resolución CRIE-27-2024, mediante la cual ordenó el inicio de la Consulta Pública 03-2024 (CP-03-2024). En ese sentido, el Resuelve Primero de la citada resolución estableció lo siguiente:

PRIMERO. ORDENAR el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 03-2024, a fin de obtener observaciones y comentarios a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”*, la cual se anexa a la presente resolución y forma parte integral de ésta.

IV

Que el 5 de septiembre de 2024 se publicó en la página web de la CRIE la invitación para participar en la Consulta Pública 03-2024 (CP-03-2024), comunicándose a todos los interesados en participar en dicha Consulta Pública, que desde las 7:30 horas del país sede de la CRIE (GMT-6) del día 9 de septiembre de 2024, hasta las 16:30 horas del país sede de la CRIE (GMT-6) del día 23 de septiembre de 2024, se recibirían comentarios y observaciones a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”*.

V

Que del 9 al 23 de septiembre de 2024 se llevó a cabo la CP-03-2024, en la cual se presentaron observaciones y comentarios por parte de los siguientes participantes:

ENTIDAD	FECHA
Instituto Nicaragüense de Energía (INE)	13-09-2024
Centro Nacional de Despacho (CND) de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	19-09-2024
Administrador del Mercado Mayorista (AMM)	23-09-2024
División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	23-09-2024
AES PANAMÁ, S.R.L.	23-09-2024
Ente Operador Regional (EOR)	23-09-2024
Unidad de Transacciones, S. A. de C. V. (UT)	23-09-2024
ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CÍA. S.C.A.	23-09-2024
Enel Guatemala, Sociedad Anónima	23-09-2024
Asociación de Comercializadores de Energía Eléctrica	23-09-2024

VI

Que el 24 de septiembre de 2024, en cumplimiento a lo establecido en la regulación regional, mediante auto de prevención la CRIE indicó a la señora Melissa Solórzano, que debía cumplir con lo siguiente: *“(...) a) aclarar si actúa en nombre propio o en representación de la entidad Orazul Energy Guatemala y CÍA. S.C.A., en caso que actúe en representación de dicha entidad, deberá remitir documento idóneo que acredite la representación legal que ejercita; b) remitir copia de su documento de identificación; y c) remitir nota haciendo llegar las observaciones, firmada por la participante o el representante legal, con indicación del correo electrónico para recibir notificaciones. (...)”*, bajo apercibimiento de que si se omitiere subsanar la deficiencia o lo hiciera fuera del plazo señalado por la CRIE, se tendrían por no presentadas las observaciones remitidas y esta Comisión no se referiría a las mismas. Al respecto, el 26 de septiembre de 2024, dentro del plazo señalado, la entidad Orazul Energy Guatemala y CÍA. S.C.A., procedió a evacuar lo prevenido por esta Comisión.

VII

Que el 21 de febrero de 2025, el equipo técnico de la CRIE, luego de valorar y analizar los comentarios y observaciones planteados dentro del procedimiento de Consulta Pública 03-2024, suscribió el informe con referencia GM-13-02-2025/AT-09-2025 /GJ-18-2025 titulado: *“INFORME DE CONSULTA PÚBLICA 03-2024 // MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”*.

CONSIDERANDO

I

Que de conformidad con lo establecido en los artículos 19 y 20 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central (Tratado Marco), la CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional (MER) con especialidad técnica, que realiza sus funciones con imparcialidad y transparencia, respetando los principios de satisfacción del interés público, igualdad, libre competencia y publicidad. Asimismo, conforme los literales a) y b) del artículo 22 del referido Tratado Marco, son parte de sus objetivos generales: *“Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios.”* y *“Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento. (...)”*.

II

Que el Tratado Marco dispone en el artículo 23, entre otras, las siguientes facultades de la CRIE: *“a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. (...) // c. Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos. (...) // e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales. (...) // i) Aprobar las tarifas por el uso del sistema de transmisión regional según el reglamento correspondiente. (...)”*.

III

Que el numeral 1.8.4.4 del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), establece que: *“(...) c) La CRIE documentará los comentarios recibidos relacionados con las modificaciones propuestas al RMER junto con los argumentos en que basa su decisión, adoptará la resolución respectiva y la publicará conforme al numeral 1.8.1 y notificará al EOR y este a los OS/OM. El EOR implementará las modificaciones al RMER que hayan sido aprobadas por la CRIE; (...)”*.

IV

Que de acuerdo con el procedimiento establecido en el apartado 1.8.4 del Libro I del RMER, la CRIE es el ente competente para modificar el referido reglamento, tomando en cuenta para el efecto, los fines y objetivos del MER regulados en el Tratado Marco y sus Protocolos; modificación que se hará efectiva a partir del momento en que sea aprobada y publicada por esta Comisión.

V

Que mediante la resolución CRIE-08-2016 del 19 de febrero de 2016, esta Comisión emitió el “*Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE*”, como un mecanismo estructurado para el desarrollo y mejora de la normativa regulatoria de alcance regional, bajo los principios del debido proceso, transparencia, imparcialidad, previsibilidad, participación, impulso de oficio, economía procedimental y publicidad, que garantizan una participación efectiva y eficaz para todos los actores del MER.

VI

Que esta Comisión sometió al procedimiento de Consulta Pública la “*PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES*”, tramitada como CP-03-2024, debiéndose precisar lo siguiente: a) dentro del periodo de consulta pública, se recibieron observaciones y comentarios de diez (10) participantes, según lo indicado en el Resultando V de la presente resolución; y b) la entidad ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CÍA. S.C.A., evacuó en tiempo y forma las prevenciones realizadas mediante el auto CP-03-2024-01, por lo que las observaciones planteadas durante el periodo de la citada consulta deben tenerse por presentadas.

VII

Que derivado del análisis realizado a las observaciones y comentarios recibidos en el marco de la Consulta Pública CP-03-2024: “*PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES*”, se consideró necesario realizar ajustes a dicha propuesta, las respuestas a las observaciones recibidas se detallan en el informe GM-13-02-2025/AT-09-2025 /GJ-18-2025 del 21 de febrero de 2025, el cual se puede observar en el anexo II de la presente resolución y forma parte integral de la misma.

VIII

Que de conformidad con el artículo 20 del Reglamento Interno de la CRIE “(...) *La Junta de Comisionados tiene como principales funciones, las siguientes: a) Cumplir y hacer cumplir el Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación regional; // b) Deliberar en forma colegiada sobre los asuntos que le sean sometidos a su consideración previamente a ser resueltos. // (...) d) Aprobar, derogar y reformar reglamentos, manuales, procedimientos y cargos, de acuerdo*

con lo establecido en el Tratado, Protocolos, Reglamentos del Mercado Eléctrico Regional y resoluciones de la CRIE. // e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita. (...)”.

IX

Que en reunión presencial número 194, llevada a cabo el 27 de febrero de 2025, la Junta de Comisionados de la CRIE, habiendo analizado y debatido sobre las observaciones y comentarios planteados por los participantes dentro del Procedimiento de Consulta Pública 03-2024, acordó: a) Tener por presentada las observaciones realizadas por ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CÍA. S.C.A, siendo que evacuó en tiempo y forma las prevenciones realizadas por esta Comisión.; b) Aprobar la *“MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”*, según el detalle que se muestra en el anexo I de la presente resolución; y c) establecer que ésta resolución entrará en vigor a partir del Predespacho Regional del día 1 de mayo de 2025. Para su correcta implementación, el EOR deberá publicar en su página web, con al menos 15 días calendario de anticipación a la fecha mencionada, el *“Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa”*, el cual deberá ser elaborado por el EOR en coordinación con los OS/OMS, conforme a lo establecido en la regulación regional.

POR TANTO LA JUNTA DE COMISIONADOS DE LA CRIE

Con base en los resultandos y considerandos que anteceden, así como lo dispuesto en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y sus Protocolos, el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, el Procedimiento de Consulta Pública de la CRIE y el Reglamento Interno de la CRIE;

RESUELVE

PRIMERO. Tener por presentadas las observaciones realizadas por ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CÍA. S.C.A, siendo que evacuó en tiempo y forma las prevenciones realizadas por esta Comisión.

SEGUNDO. APROBAR la *“MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”*, según el detalle del anexo I de la presente resolución.

TERCERO. VIGENCIA. La modificación normativa aprobada en el Resuelve Segundo de la presente resolución, entrará en vigor a partir del Predespacho Regional del día 1 de mayo de 2025. Para su correcta implementación, el EOR deberá publicar en su página web, con al menos 15 días calendario de anticipación a la fecha mencionada, el *“Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa”*, el cual deberá ser elaborado por el EOR en coordinación con los OS/OMS, conforme a lo establecido en la regulación regional.

PUBLÍQUESE Y COMUNÍQUESE.”

Quedando contenida la presente certificación en ochenta (80) hojas que numero y sello, impresas únicamente en su lado anverso, y firmo al pie de la presente, el día jueves seis (06) de marzo de dos mil veinticinco (2025).

Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo

ANEXO I DE LA RESOLUCIÓN CRIE-08-2025

MODIFICACIÓN NORMATIVA A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES

1. Modificar el numeral A3.4.4.1 del Anexo 3 del Libro II del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

A3.4.4.1 Contratos No Firmes Físicos Flexibles

Este tipo de contrato tiene asociado ofertas de flexibilidad al *Mercado de Oportunidad Regional* efectuadas tanto por la parte compradora como vendedora del contrato. Las ofertas de flexibilidad son de la misma naturaleza que las ofertas de oportunidad y son consideradas como tales en el *predespacho* regional.

Las ofertas de flexibilidad asociadas a los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* regionales no podrán superar el compromiso contractual de energía. De efectuarse una oferta de flexibilidad en cero (0) MWh, el contrato se entenderá como físico y como tal será incluido en el *predespacho* regional.

(a) Modelo para *Contratos No Firmes Físicos Flexibles*

La componente física del Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnicamente y económicamente sea factible y será cero (0) en los casos en que su factibilidad se vea afectada por al menos una de las siguientes condiciones: a) la prioridad de predespacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes o, b) no haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados en el predespacho regional. En estos casos, el EOR aplicará el "*Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa*".

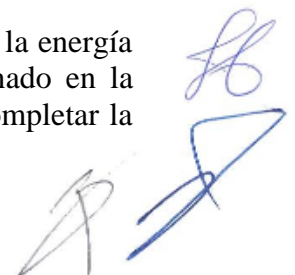
La componente física de cada contrato, en cada nodo de inyección y retiro, será calculada como la diferencia entre el valor en MWh de la energía declarada o reducida del contrato y la suma de las capacidades de los segmentos de las ofertas de flexibilidad asociadas a dicho contrato. La componente física de los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* será calculada de la siguiente forma:

- Cuando el Contrato no tenga ofertas de pago máximo por CVT

$$P_{iny_fisico(i)}^o = P_{iny(i)}^o - \sum_s P_{ret(i,s)}$$

$$P_{ret_fisico(i)}^o = P_{ret(i)}^o - \sum_s P_{iny(i,s)}$$

En caso de que la generación disponible asociada al contrato sea menor a la energía declarada, los agentes participantes del contrato debieron haber consignado en la declaración su compromiso de cubrir los costos necesarios a efecto de completar la



energía declarada en el contrato con ofertas del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la generación disponible declarada.

- Cuando el Contrato tenga ofertas de pago máximo por CVT

$$P_{iny_fisico(i)}^o = \sum_s P_{st(i,s)} - \sum_s P_{ret(i,s)}$$

$$P_{ret_fisico(i)}^o = \sum_s P_{st(i,s)} - \sum_s P_{iny(i,s)}$$

Donde:

$P_{iny_fisico(i)}^o$ Valor de la componente física de energía horaria de inyección para el contrato i

$P_{ret_fisico(i)}^o$ Valor de la componente física de energía horaria de retiro para el contrato i

$P_{iny(i)}^o$ Valor de energía declarada en MWh para el *Contrato No Firme Físico Flexible* i (componente de inyección)

$P_{ret(i)}^o$ Valor de energía declarada en MWh para el *Contrato No Firme Físico Flexible* i (componente de retiro)

$P_{iny(i,s)}$ Valor de energía en MWh correspondiente a cada segmento s de la oferta de flexibilidad de inyección en nodo de retiro para el *Contrato No Firme Físico Flexible* i

$P_{ret(i,s)}$ Valor de energía en MWh correspondiente a cada segmento s de la oferta de flexibilidad de retiro en el nodo de inyección para el *Contrato No Firme Físico Flexible* i

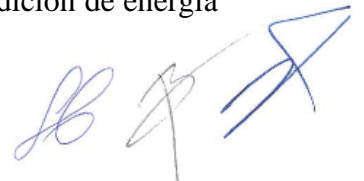
$P_{st(i,s)}$ Valor en MWh de la transacción de servicios de CVT i , segmento s

Notar que $P_{iny(i)}^o = P_{ret(i)}^o$.

2. Modificar el numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, conforme lo siguiente:

- a) Modificar el segundo párrafo del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

Como una condición de firmeza el EOR deberá verificar que el vendedor dispone para el *Mercado de Oportunidad Regional* ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida por el comprador. En caso de que la generación disponible asociada al contrato sea menor a la energía declarada, el agente inyector debió haber consignado en la declaración su compromiso de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicionales del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la generación disponible declarada. La condición de energía requerida se modelará con:



(...)

b) Modificar el literal (a) del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER de la siguiente forma:

(a) Restricción de atención de energía requerida en el retiro

Se deberá cumplir el retiro de la energía requerida por el comprador, hasta donde técnicamente sea factible en el predespacho regional:

$$FO_1 = - \sum_{i \in \text{Firmes}} \rho^* p_{\text{firme_cortada}(i)}, \quad \forall p_{\text{firme_req}(i)} \neq 0$$

$$P_{\text{firme_cortada}(i)} \leq P_{\text{firme_req}(i)}$$

Donde:

FO_1 Componente adicional de la función objetivo en relación a los *Contratos Firmes*.

$P_{\text{firme_cortada}(i)}$ Variable que controla la desatención de la energía requerida por el comprador del *Contrato Firme* para la transacción i

$P_{\text{firme_req}(i)}$ Valor mínimo requerido en MWh a ser retirado en el nodo, para la transacción i asociada al *Contrato Firme*

r Es el peso asociado a la variable para controlar la desatención de la energía requerida por el comprador del *Contrato Firme* para la transacción i . El valor debe ser al menos la oferta más alta de retiro para garantizar al máximo el suministro de la *energía requerida*.

El término $P_{\text{firme_cortada}(i)}$ es el valor de la energía requerida no atendida en el nodo de la *RTR*, mientras que el término $P_{\text{firme_req}(i)} - P_{\text{firme_cortada}(i)}$ representa la energía requerida efectivamente atendida en el nodo. El peso asociado a la componente de *Contratos Firmes* debe ser tal que garantice una mayor prioridad frente a los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles*, es decir, por encima de la atención de la componente física de los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles*.

Cuando sea necesaria la reducción del Contrato Firme conforme a este literal y en los casos que se especifique en la regulación regional, el EOR procederá a aplicar el “*Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa*” y a informar a la CRIE de las acciones realizadas a más tardar cinco (5) días hábiles posterior a su aplicación. Este procedimiento deberá ser elaborado y publicado por el EOR, quien tendrá que actualizarlo según corresponda en coordinación con los OS/OMS; de lo anterior, deberá mantener informada a la CRIE.

(...).

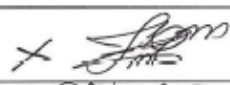



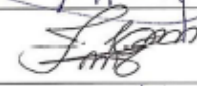
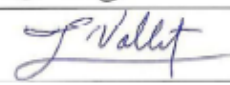


ANEXO II DE LA RESOLUCIÓN CRIE-08-2025

COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA

INFORME DE CONSULTA PÚBLICA 03-2024

MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMR RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES

INFORME GM-13-02-2025/AT-09-2025 /GJ-18-2025	
Responsables	Firma
Giovanni Hernández Secretario Ejecutivo	Edgard Giovanni Hernández Echeverría / 3209452-3 <small>Firmado digitalmente por Edgard Giovanni Hernández Echeverría / 3209452-3 Fecha: 2025.02.25 09:52:09 -0600'</small>
Carina Armengol	
Celeste Santos	
Dennis Posadas	
Fernando Alvarez	
Franchesca Castañeda	
Francisco Valle	

25 de febrero de 2025

Índice de Contenido

I. RESUMEN EJECUTIVO	3
II. ANTECEDENTES.....	4
III. NORMATIVA APLICABLE.....	5
IV. ANÁLISIS.....	10
V. CONCLUSIONES	67
VI. RECOMENDACIONES	67
VII. ANEXO.....	68

I. RESUMEN EJECUTIVO

El 29 de agosto de 2024, la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) emitió la resolución CRIE-27-2024, mediante la cual resolvió, entre otros aspectos, lo siguiente:

PRIMERO. ORDENAR el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 03-2024, a fin de obtener observaciones y comentarios a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”*, la cual se anexa a la presente resolución y forma parte integral de ésta.

Habiéndose realizado el análisis de las observaciones y comentarios presentados en el marco de la Consulta Pública 03-2024, se identificó la necesidad de realizar ajustes a la propuesta normativa. En ese sentido, se recomienda a la Junta de Comisionados de la CRIE, lo siguiente:

1. Tener por presentada las observaciones realizadas por ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CÍA. S.C.A, siendo que evacuó en tiempo y forma las prevenciones realizadas por esta Comisión.
2. Aprobar la *“MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”*, según el detalle que se anexa al presente informe.
3. Establecer la siguiente disposición transitoria, en la resolución que se llegue a emitir al efecto, con el fin de garantizar la debida aplicación de la modificación normativa:

La modificación normativa aprobada en el punto 2 anterior, entrará en vigor a partir del Predespacho Regional del día 1 de mayo de 2025. Para su correcta implementación, el EOR deberá publicar en su página web, con al menos 15 días calendario de anticipación a la fecha mencionada, el *“Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa”*, el cual deberá ser elaborado por el EOR en coordinación con los OS/OMS, conforme a lo establecido en la regulación regional.

II. ANTECEDENTES

1. El 22 de agosto de 2024 el equipo técnico de la CRIE suscribió el informe con referencia GM-35-07-2024/GJ-67-2024/AT-16-2024, denominado: *“INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”*.
2. El 29 de agosto de 2024 se llevó a cabo la reunión presencial de Junta de Comisionados número 188, en la cual se ordenó publicar en la página web de la CRIE el informe con referencia GM-35-07-2024/GJ-67-2024/AT-16-2024, denominado: *“INFORME DE DIAGNÓSTICO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL: PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”*.
3. El 29 de agosto de 2024 la CRIE emitió la resolución CRIE-27-2024, mediante la cual ordenó el inicio de la Consulta Pública 03-2024 (CP-03-2024). En ese sentido, el Resuelve Primero de la citada resolución estableció lo siguiente:

PRIMERO. ORDENAR el inicio del Procedimiento de Consulta Pública 03-2024, a fin de obtener observaciones y comentarios a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”*, la cual se anexa a la presente resolución y forma parte integral de ésta.

4. El 5 de septiembre de 2024 se publicó en la página web de la CRIE la invitación para participar en la Consulta Pública 03-2024 (CP-03-2024), comunicándose a todos los interesados en participar en dicha Consulta Pública, que desde las 7:30 horas del país sede de la CRIE (GMT-6) del día 9 de septiembre de 2024, hasta las 16:30 horas del país sede de la CRIE (GMT-6) del día 23 de septiembre de 2024, se recibirían comentarios y observaciones a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”*.
5. Del 9 al 23 de septiembre de 2024 se llevó a cabo la CP-03-2024, en la cual se presentaron observaciones y comentarios por parte de los siguientes participantes:

ENTIDAD	FECHA
Instituto Nicaragüense de Energía (INE)	13-09-2024
Centro Nacional de Despacho (CND) de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	19-09-2024
Administrador del Mercado Mayorista (AMM)	23-09-2024

División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	23-09-2024
AES PANAMÁ, S.R.L.	23-09-2024
Ente Operador Regional (EOR)	23-09-2024
Unidad de Transacciones, S. A. de C. V. (UT)	23-09-2024
ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CÍA. S.C.A.	23-09-2024
Enel Guatemala, Sociedad Anónima	23-09-2024
Asociación de Comercializadores de Energía Eléctrica	23-09-2024

6. El 24 de septiembre de 2024, en cumplimiento a lo establecido en la regulación regional, mediante auto de prevención la CRIE indicó a la señora Melissa Solórzano, que debía cumplir con lo siguiente: “(...) a) aclarar si actúa en nombre propio o en representación de la entidad Orazul Energy Guatemala y CÍA. S.C.A., en caso que actúe en representación de dicha entidad, deberá remitir documento idóneo que acredite la representación legal que ejercita; b) remitir copia de su documento de identificación; y c) remitir nota haciendo llegar las observaciones, firmada por la participante o el representante legal, con indicación del correo electrónico para recibir notificaciones. (...)”, bajo apercibimiento de que si se omitiere subsanar la deficiencia o lo hiciera fuera del plazo señalado por la CRIE, se tendrían por no presentadas las observaciones remitidas y esta Comisión no se referiría a las mismas. Al respecto, el 26 de septiembre de 2024, dentro del plazo señalado, la entidad Orazul Energy Guatemala y CÍA. S.C.A., procedió a evacuar lo prevenido por esta Comisión.

III. NORMATIVA APLICABLE

TRATADO MARCO DEL MERCADO ELÉCTRICO DE AMÉRICA CENTRAL (TRATADO MARCO)

- “**Artículo 2.** Los fines del Tratado son: // f) Establecer reglas objetivas, transparentes y no discriminatorias para regular el funcionamiento del mercado eléctrico regional y las relaciones entre los agentes participantes, (...) // g) Propiciar que los beneficios derivados del mercado eléctrico regional lleguen a todos los habitantes de los países de la región.”.
- “**Artículo 19.** La CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, con personalidad jurídica propia, capacidad de derecho público internacional, independencia económica, independencia funcional y especialidad técnica, que realizará sus funciones con imparcialidad, y transparencia. (...)”.
- “**Artículo 22.** Los objetivos generales de la CRIE son: // a. Hacer cumplir el presente Tratado y sus protocolos, reglamentos y demás instrumentos complementarios. // b. Procurar el desarrollo y consolidación del Mercado, así como velar por su transparencia y buen funcionamiento. (...)”.
- “**Artículo 23.** Las facultades de la CRIE son, entre otras: // a. Regular el funcionamiento del Mercado, emitiendo los reglamentos necesarios. (...) // c.

*Adoptar las decisiones para propiciar el desarrollo del Mercado, asegurando su funcionamiento inicial y su evolución gradual hacia estados más competitivos. (...)
// e. Regular los aspectos concernientes a la transmisión y generación regionales. (...)
// i) Aprobar las tarifas por el uso del sistema de transmisión regional según el reglamento correspondiente. (...)*”.

REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (RMER)

Libro I

- **“1.8.4.1 Aplicación**
 - a) *Este numeral 1.8.4 establece los procedimientos para realizar modificaciones al RMER. Las disposiciones del RMER sólo podrán ser modificadas cuando se han seguido los procedimientos aplicables establecidos en este numeral;*
 - b) *Una modificación al RMER se hará efectiva a partir del momento en que sea aprobada y publicada por la CRIE, de acuerdo con los procedimientos establecidos en este numeral;*
 - c) *Las modificaciones al RMER podrán ser propuestas por cualquier agente del mercado, OS/OM, el EOR o por la misma CRIE, de acuerdo con los procedimientos establecidos en este numeral;*
 - d) *En la formulación y aprobación de modificaciones al RMER, la CRIE tomará en consideración los fines y objetivos del MER establecidos en el Tratado Marco y sus Protocolos.”*
- **“1.8.4.3 Modificaciones propuestas por la CRIE** *La CRIE analizará continuamente el desempeño y evolución del MER y hará recomendaciones de ajustes y mejoras a su funcionamiento, incluyendo propuestas de modificaciones al RMER. La CRIE incluirá los ajustes y las mejoras propuestas en el Informe de Diagnóstico del MER descrito en el numeral 2.3.2. Con base en los Informes de Regulación o de Diagnóstico del MER, la CRIE dará inicio al proceso de revisión y aprobación de las modificaciones propuestas al RMER establecido en el numeral 1.8.4.4.”*
- **“1.8.4.4 Revisión y aprobación de modificaciones**
 - a) *La CRIE revisará las modificaciones al RMER propuestas en los Informes de Regulación y/o de Diagnóstico del MER, determinará el procedimiento y cronograma para la revisión y aprobación de las mismas y los hará públicos en un plazo máximo de treinta (30) días conforme a lo dispuesto en el numeral 1.8.1. La CRIE considerará la importancia y urgencia de las modificaciones propuestas al determinar el procedimiento y cronograma de revisión. La ejecución del cronograma tendrá un plazo máximo de ciento ochenta (180) días;*

- b) *La CRIE publicará las modificaciones propuestas al RMER y notificará al EOR y éste a los OS/OMS, invitando a la presentación de comentarios por escrito con respecto a las modificaciones en cuestión dentro de un plazo determinado de acuerdo con el cronograma establecido;*
 - c) *La CRIE documentará los comentarios recibidos relacionados con las modificaciones propuestas al RMER junto con los argumentos en que basa su decisión, adoptará la resolución respectiva y la publicará conforme al numeral 1.8.1 y notificará al EOR y éste a los OS/OM. El EOR implementará las modificaciones al RMER que hayan sido aprobadas por la CRIE;*
 - d) *Cuando la CRIE lo considere conveniente, el procedimiento para la revisión y aprobación de las modificaciones incluirá el mecanismo de audiencias públicas establecido en el reglamento interno de la CRIE;*
 - e) *Después de realizada la audiencia pública, la CRIE publicará las modificaciones propuestas, el proceso de revisión seguido, los argumentos presentados durante el proceso de revisión pública, la decisión tomada y las razones de la misma. Dicha decisión deberá ser publicada en un plazo no mayor de un (1) mes después de realizada la audiencia. El EOR implementará las modificaciones al RMER que hayan sido aprobadas por la CRIE (...)*”.
- *“2.3.2.1 La CRIE analizará continuamente la evolución y resultados del MER y elaborará anualmente, o con más frecuencia si es necesario, un Informe de Diagnóstico donde evalúe el funcionamiento del MER con respecto al cumplimiento de los objetivos del mismo. El Informe de Diagnóstico del MER recogerá los análisis de la CRIE y las observaciones y propuestas presentadas por el EOR, los OS/OMS y los agentes del mercado en los Informes de Regulación del MER, incluyendo las solicitudes de modificaciones al RMER.”*
 - *“2.3.2.2 En los Informes de Diagnóstico, la CRIE evaluará la necesidad y conveniencia de realizar ajustes a la Regulación Regional, con el objeto de corregir distorsiones, subsanar vacíos, eliminar normas obsoletas y en general promover la consolidación y desarrollo eficiente del Mercado. A partir de las conclusiones y recomendaciones contenidas en los Informes de Diagnóstico, la CRIE podrá iniciar un proceso de revisión y aprobación de modificaciones al RMER.”*
 - *“2.3.2.3 Para la elaboración de los Informes de Diagnóstico y en el proceso de revisión de solicitudes de modificaciones al RMER, la CRIE podrá solicitar la asistencia del EOR, de grupos asesores y en general de expertos externos cuando lo considere conveniente. El reglamento interno de la CRIE deberá contener las guías y procedimientos para la elaboración y presentación del Informe de Diagnóstico.”*
 - *“2.3.2.4 El Informe de Diagnóstico del MER deberá ser publicado de acuerdo con lo previsto en el numeral 1.8.1. El proceso de revisión y aprobación de las*

propuestas de modificaciones al RMER deberá ajustarse a lo dispuesto en el numeral 1.8.4.4.”

Libro II

Anexo A

- **“A3.4.4.1 Contratos No Firmes Físicos Flexibles**

Este tipo de contrato tiene asociado ofertas de flexibilidad al Mercado de Oportunidad Regional efectuadas tanto por la parte compradora como vendedora del contrato. Las ofertas de flexibilidad son de la misma naturaleza que las ofertas de oportunidad y son consideradas como tales en el predespacho regional.

Las ofertas de flexibilidad asociadas a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles regionales no podrán superar el compromiso contractual de energía. De efectuarse una oferta de flexibilidad en cero (0) MWh, el contrato se entenderá como físico y como tal será incluido en el predespacho regional.

(a) Modelo para Contratos No Firmes Físicos Flexibles

La componente física del Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnica y económicamente sea factible y será cero (0) en los casos cuando su factibilidad se vea afectada por la prioridad de predespacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes.

La componente física de cada contrato, en cada nodo de inyección y retiro, será calculada como la diferencia entre el valor en MWh de la energía declarada o reducida del contrato y la suma de las capacidades de los segmentos de las ofertas de flexibilidad asociadas a dicho contrato. La componente física de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles será calculada de la siguiente forma:

- *Cuando el Contrato no tenga ofertas de pago máximo por CVT*

$$P_{iny_física(i)}^o = P_{iny(i)}^o - \sum_s P_{ret(i,s)}$$

$$P_{ret_física(i)}^o = P_{ret(i)}^o - \sum_s P_{iny(i,s)}$$

(...)”

- **“A3.4.4.2 Contratos Firmes**

El modelo de Contratos Firmes debe considerar que en el predespacho regional el comprador tenga la mayor prioridad de la entrega de la energía requerida. El EOR verificará el cumplimiento de los compromisos establecidos en los Contratos Firmes en el predespacho, asegurando al comprador la entrega de la energía requerida, limitada únicamente por las restricciones de la RTR y por el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales.

Como una condición de firmeza deberá verificarse que el vendedor dispone para el Mercado de Oportunidad Regional ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida por el comprador. La condición de energía requerida se modelará con:

(a) Restricción de atención de energía requerida en el retiro

Se deberá cumplir el retiro de la energía requerida por el comprador, hasta donde técnicamente sea factible en el predespacho regional:

$$FO_1 = - \sum_{i \in \text{Firmes}} \rho^* P_{\text{firme_cortada}(i)}, \quad \forall P_{\text{firme_req}(i)} \neq 0$$

$$P_{\text{firme_cortada}(i)} \leq P_{\text{firme_req}(i)}$$

Donde:

$P_{\text{firme_cortada}(i)}$ *Variable que controla la desatención de la energía requerida por el comprador del Contrato Firme para la transacción i*

$P_{\text{firme_req}(i)}$ *Valor mínimo requerido en MWh a ser retirado en el nodo, para la transacción i asociada al Contrato Firme*

P *Es el peso asociado a la variable para controlar la desatención de la energía requerida por el comprador del Contrato Firme para la transacción i . El valor debe ser al menos la oferta más alta de retiro para garantizar al máximo el suministro de la energía requerida.*

El término $P_{\text{firme_cortada}(i)}$ es el valor de la energía requerida no atendida en el nodo de la RTR, mientras que el término $P_{\text{firme_req}(i)} - P_{\text{firme_cortada}(i)}$ representa la energía requerida efectivamente atendida en el nodo. El peso asociado a la componente de Contratos Firmes debe ser tal que garantice una mayor prioridad frente a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles, es decir, por encima de la atención de la componente física de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles. (...)

REGLAMENTO INTERNO DE LA CRIE

- *“Artículo 17. Los Comisionados conforman la Junta de Comisionados, la cual es el órgano superior de la CRIE. La Junta de Comisionados constituye el Directorio de la CRIE.”*

- *“Artículo 20. La Junta de Comisionados tiene como principales funciones, las siguientes: a) Cumplir y hacer cumplir el Tratado Marco, sus Protocolos y la regulación regional; // b) Deliberar en forma colegiada sobre los asuntos que le sean sometidos a su consideración previamente a ser resueltos. (...) // c) Dictar los lineamientos para cumplir los objetivos de la CRIE; // d) Aprobar, derogar y reformar reglamentos, manuales, procedimientos y cargos, de acuerdo con lo establecido en el Tratado, Protocolos, Reglamentos del Mercado Eléctrico Regional y resoluciones de la CRIE; // e) Velar por el cumplimiento de las resoluciones que emita; (...)”.*

PROCEDIMIENTO DE CONSULTA PÚBLICA DE LA CRIE

- *“Artículo 2. Para los asuntos indicados en este Procedimiento, la CRIE convocará e iniciará la consulta pública, cuando se trate de la emisión de normas regionales, modificación a la regulación regional o cuando la CRIE considere que el asunto es de tal importancia para el MER, que amerita ser sometida a consulta. // Podrán participar las personas, físicas (naturales) o jurídicas, residentes en cualquiera de los países que conforman el MER. Con ese fin, la CRIE publicará en su sitio web oficial de la CRIE www.crie.org.gt, las propuestas de normas regionales o las modificaciones de la Regulación Regional que se estén consultando.”*
- *“Artículo 10. La resolución que finalmente emita la CRIE, la cual incluirá la respuesta a las observaciones y comentarios recibidos, se publicará en el sitio web oficial. Y a los participantes de la consulta pública respectiva, se les comunicará que la resolución con la respuesta a sus observaciones y comentarios se encuentra disponible en el sitio web oficial.”*

IV. ANÁLISIS

La CRIE mediante la resolución CRIE-27-2024, del 29 de agosto de 2024, ordenó el inicio de la Consulta Pública 03-2024 (CP-03-2024), a fin de obtener comentarios y observaciones a la *“PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”*. Esta consulta se llevó a cabo desde las 7:30 horas del país sede de la CRIE (GMT-6) del día 9 de septiembre de 2024, hasta las 16:30 horas del mismo huso horario del día 23 de septiembre de 2024.

Al respecto, se indica que se analizaron, valoraron y se dio respuesta a todas las observaciones y comentarios recibidos dentro del período conferido por esta Comisión en el marco de la consulta pública objeto del presente informe. Lo anterior, con el fin de considerar las mejoras correspondientes a la propuesta normativa final; en consecuencia, se recomienda la aprobación de la: *“MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”*, según el anexo adjunto a este informe.

A continuación, se muestran las observaciones y comentarios presentados por los participantes en la CP-03-2024, y sus respectivas respuestas.

MODIFICAR EL NUMERAL A3.4.4.1 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER

#	PARTICIPANTE	COMENTARIO/OBSERVACION	TEXTO PROPUESTO POR EL PARTICIPANTE	ANÁLISIS CRIE
1	CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DE ETESA	<p><i>"Comentario No.1: Se considera apropiado modificar la palabra 'generador' dentro del párrafo propuesto 'Si el generador asociado al contrato tiene una capacidad disponible menor a la energía declarada en el mismo, los agentes participantes del contrato deberán consignar su compromiso de cubrir los costos necesarios a efecto de completar la energía declarada en el contrato con ofertas del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la capacidad declarada del generador.', y en su lugar emplear el término 'generación disponible' tal como se ajusta a continuación; esto con la finalidad de guardar armonía entre los términos utilizados en el numeral 1.3 del Libro II del RMER y dentro del Anexo 3 del Libro II del RMER.</i></p> <p><i>Comentario No.2: De aprobarse la modificación del Numeral A3.4.4.1 del Anexo 3 del Libro II del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), se considera pertinente que el Ente Operador Regional (EOR) contemple la participación de todos los Operadores del Sistema / Operadores del Mercado (OS/OMS) para la elaboración del 'Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa', esto con el objetivo de tomar en cuenta las implicaciones que este procedimiento pueda tener respecto a las normativas nacionales. Adicionalmente, una vez el EOR publique dicho procedimiento, previo a su entrada en vigor, será necesario que se les otorgue a los OS/OMS un tiempo prudente con el fin de coordinar las modificaciones a las normativas nacionales."</i></p>	<p>(...)</p> <p><i>En caso de que la generación disponible asociada al contrato sea menor que la energía declarada, el agente inyector deberá consignar su compromiso de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicionales del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la generación disponible declarada.</i></p> <p>(...)</p>	<p>En cuanto a la propuesta de ajuste presentada por el participante, que consiste en forma general en sustituir el término "generador" por "generación disponible" en el quinto párrafo del numeral A3.4.4.1, se debe indicar que la redacción original emplea el término "generador" para enfatizar la vinculación directa entre el contrato y la capacidad específica de la planta generadora asociada, ya que este enfoque permite una referencia directa a la fuente de energía comprometida en el contrato.</p> <p>No obstante, del análisis realizado, se ha identificado que el término "generación disponible" puede reflejar con mayor precisión las condiciones operativas reales, asegurando que la reducción del contrato se aplique de acuerdo con la capacidad de generación efectivamente disponible. Adicionalmente, se ha determinado que podría representar una mayor armonización terminológica con lo establecido en el apartado 1.3 del Libro II del RMER.</p> <p>Con base en lo antes expuesto, se acoge parcialmente la modificación sugerida por el participante y se ajusta la norma propuesta, en el quinto párrafo del numeral A3.4.4.1, el cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>Si la generación disponible asociada al contrato tiene un monto menor a la energía declarada en el mismo, los agentes participantes del contrato debieron haber consignado en la declaración su compromiso de cubrir los costos necesarios a efecto de completar la energía declarada en el contrato con ofertas del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la generación disponible declarada.</i></p>

				<p>Ahora bien, respecto a lo planteado por el participante, que consiste en incluir la participación de todos los OS/OMS en la elaboración del “Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa” para considerar las normativas nacionales, y en otorgar un plazo de adaptación antes de su entrada en vigor, dada la importancia de este procedimiento para las actuaciones del EOR y las repercusiones que pudiesen surgir en las transacciones regionales durante los periodos de escasez, se considera necesario que el EOR elabore dicho procedimiento en coordinación con los OS/OMS.</p> <p>Asimismo, con el fin de procurar una implementación adecuada, resulta pertinente otorgar un plazo para la entrada en vigor de los cambios normativos sometidos a la presente Consulta Pública, para que el EOR coordine con los OS/OMS y realice los talleres necesarios para la creación del procedimiento operativo antes mencionado, tomando en cuenta aquellos comentarios que se estimen procedentes.</p> <p>En virtud de lo anterior, el “Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa” deberá ser publicado en la página web del EOR con al menos 15 días calendario de anticipación a la entrada en vigor de la modificación normativa (el 1 de mayo de 2025) adjunta al presente, incorporando así la participación de los operadores en la configuración final del procedimiento y asegurando una implementación adecuada.</p>
2	<p>ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA</p>	<p>“Claridad en la normativa: ‘Establecer reglas objetivas, transparentes ...’ / Fundamento de Derecho: Literal F) del artículo 2 y artículo 22 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, así como el numeral 1.6.1 literal a) del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, en cuanto a la claridad de reglas y transparencia con la que deben establecerse las normas.”</p>	<p>La componente física del Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnica y económicamente sea factible y será cero (0) en los casos en que su factibilidad se vea afectada por la prioridad de predespacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes no no haya</p>	<p>Al respecto, se debe aclarar al participante que la redacción de la norma sometida a la presente consulta pública utiliza el “y/o” ya que se consideró que así el “Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa” podría abarcar todos los escenarios posibles, ya sea que la afectación se deba a la prioridad de</p>

			<p>conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados en el predespacho regional. En estos casos, el EOR aplicará el "Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa".</p>	<p>predespacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes, a la falta de conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro, o en ambas situaciones de forma simultánea.</p> <p>No obstante, considerando que el uso de "o" no limita el alcance del procedimiento y podría aportar mayor claridad, se acepta el ajuste propuesto para modificar la redacción cambiando "y/o" por "o". Este cambio establece que cualquiera de las dos condiciones (la prioridad de predespacho de Contratos Firmes o la falta de conectividad eléctrica) es suficiente por sí sola para proceder a la reducción a cero de la componente física del Contrato No Firme Físico Flexible. Además, se complementa la redacción para detallar que se debe presentar al menos una de las condiciones mencionadas.</p> <p>Por lo anterior indicado, se acoge parcialmente la modificación propuesta por el participante y se ajusta la norma, en el tercer párrafo del numeral A3.4.4.1, el cual se leerá de la siguiente manera:</p> <p><i>La componente física del Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnica y económicamente sea factible y será cero (0) en los casos en que su factibilidad se vea afectada por al menos una de las siguientes condiciones: a) la prioridad de predespacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes; o b) no haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados en el predespacho regional. En estos casos, el EOR aplicará el "Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa".</i></p>
3	AES PANAMA S.R.L.	<p><i>"Proponemos mejorar la redacción del siguiente párrafo: Si el generador asociado al contrato tiene una capacidad disponible menor a la energía declarada en el mismo, los agentes participantes del contrato deberán consignar su compromiso de</i></p>	<p><i>"Cuando la generación convocada en los predespachos nacionales correspondientes, para suplir los Contratos No Firmes Físico Flexibles (CNFFF) declarados en el mercado de día en</i></p>	<p>Con respecto al ajuste sugerido por AES PANAMA S.R.L a la propuesta sometida a consulta pública, el equipo técnico de la CRIE considera, que la redacción sugerida no resulta</p>

	<p><i>cubrir los costos necesarios a efecto de completar la energía declarada en el contrato con ofertas del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la capacidad declarada del generador. (...)"</i></p>	<p><i>adelanto no es suficiente para cubrir dichas transacciones, los agentes participantes del contrato deberán consignar su compromiso de cubrir los costos necesarios a efecto de completar la energía declarada en el contrato con ofertas del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato de manera proporcional a la disponibilidad de energía".</i></p>	<p>aplicable al RMER debido a su falta de precisión en los conceptos introducidos y su aplicabilidad.</p> <p>Al respecto, la redacción sometida a consulta pública se enfoca en la <i>capacidad disponible asociada al contrato</i>, lo cual facilita una interpretación directa y clara de cuándo debe ajustarse el contrato; no obstante, derivado de un comentario realizado por otro participante, se identificó que el término "<i>generación disponible</i>" reflejaba con mayor precisión las condiciones operativas reales y permitía una mejor consistencia con la terminología utilizada en el RMER. Por ello, la redacción ya ha sido ajustada en este sentido, procurando mayor claridad normativa.</p> <p>Por otro lado, la propuesta de ajuste presentada por el participante, introduce términos como "<i>generación convocada en los predespachos nacionales</i>" y "<i>mercado de día en adelanto</i>", los cuales son menos específicos y pueden generar interpretaciones ambiguas sobre la situación de disponibilidad de generación; desviando la normativa hacia conceptos que no están definidos en la regulación regional. La claridad del concepto asociado a la <i>generación disponible</i>, refleja la capacidad de generación disponible en un momento determinado, alineándose con la terminología ya utilizada en el RMER.</p> <p>En razón de lo anterior, no se considera adecuado acoger las propuestas sugeridas por el participante.</p>
--	--	---	--

4	<p>UNIDAD DE TRANSACCIONES</p>	<p>Actualmente, el RMER ya contempla la formulación matemática correspondiente al recorte de los CFs ante condiciones técnicas en la red (A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER); sin embargo, no se encuentra considerada para los CNFFF, por lo que, atendiendo a la certeza y claridad normativa, se solicita que esta formulación también sea incorporada en la Reglamentación para el caso de los CNFFFs, incluyéndola en el numeral A3.4.4.1 del Anexo 3 del Libro II del RMER), lo cual entendemos que ya está considerado en la modelación matemática que utiliza el EOR.</p>		<p>En cuanto a lo planteado por el participante respecto a que el RMER contempla la formulación matemática para recortar los CFs en condiciones técnicas de la red (A3.4.4.2 del Anexo 3, Libro II), pero no considera a los CNFFF, es menester indicar que las reglas y formulaciones definidas en el numeral A3.4.4.2 para los Contratos Firmes están diseñadas para asegurar la máxima prioridad de suministro en situaciones de limitaciones técnicas. Estas reglas y formulaciones matemáticas están claramente establecidas para mantener el compromiso de entrega de energía de los CF. En el caso de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF), las reglas específicas ya están definidas en el numeral A3.4.4.1 del Anexo 3 del Libro II del RMER.</p> <p>El procedimiento operativo propuesto debe alinearse con estas normativas. En este sentido, el EOR está obligado a incluir en su modelación las formulaciones y procesos necesarios para cumplir con ambos numerales.</p> <p>Cabe destacar que la formulación matemática del Predespacho Regional es completa y contempla la optimización de los recursos por medio de las ofertas presentadas y debe ser aplicada en cualquier escenario, incluidas las situaciones de escasez. Por ello, el procedimiento a implementar debe contener todos los elementos necesarios para garantizar el cumplimiento normativo. Se debe señalar que el uso de componentes de desatención en la modelación matemática del predespacho regional es un mecanismo para tomar consideraciones operativas alineadas con las formulaciones para los Contratos Firmes considerando la factibilidad del suministro de los CNFFF, sin alterar los principios fundamentales del modelo original. Por lo tanto, no es necesario modificar la normativa para incluir este mecanismo, sino implementarlo como un procedimiento operativo que garantice el</p>
---	---------------------------------------	--	--	---

			<p>cumplimiento de las reglas establecidas en la regulación regional.</p> <p>Las disposiciones del numeral A3.4.4.2 conducen a que se asigne la máxima prioridad de suministro para los CF en situaciones de limitación técnica, mientras que el numeral A3.4.4.1 detalla las condiciones para los CNFFF. La solicitud de que la <i>“formulación también sea incorporada en la Reglamentación para el caso de los CNFFFs, incluyéndola en el numeral A3.4.4.1”</i> no resulta procedente, ya que los mecanismos de desatención en la modelación matemática son parte de un procedimiento adicional al modelo de optimización del Predespacho Regional y contemplan las diferencias operativas entre ambos tipos de contratos. Esto permite que el EOR gestione adecuadamente tanto los CF como los CNFFF, aplicando procedimientos operativos que cumplen con los principios y reglas establecidos sin necesidad de modificar la normativa.</p>
5	<p>ENEL GUATEMALA, SOCIEDAD ANÓNIMA</p>	<p><i>“En el proceso diario de transacciones (planilla), se recomienda agregar la opción de discriminar si se desea seguir con la transacción, cuando esta requiere un sobrecosto muy alto para ser llevada a cabo, garantizando la suficiencia financiera de los agentes.”</i></p> <p><i>“Como mejora de fondo a esta problemática, se recomienda optar por penalidades cuando sea imposible la entrega de un derecho firme (en caso de formación de islas en el SER), realizando un análisis amplio y pertinente con el fin de evitar desincentivar o no cumplir con la entrega de un derecho firme.”</i></p>	<p>En cuanto a su recomendación de agregar una opción en el proceso diario de transacciones para discriminar si se desea seguir con la transacción cuando implique un sobrecosto muy alto, se debe indicar que el objetivo de la propuesta actual no es crear un segundo escalón de optimización del mercado, sino permitir que un agente, incluso sin capacidad de generación asignada en el predespacho nacional por el OS/OM, pueda mantener su operación siempre que esté dispuesto a asumir los costos y riesgos de abastecerse del mercado de oportunidad, maximizando la asignación de energía disponible para cumplir con sus compromisos comerciales.</p> <p>Además, esta opción refuerza el apoyo entre los países miembros del Mercado Eléctrico Regional, posibilitando que aquellos en situaciones de escasez puedan acceder a la mayor cantidad de energía posible. Establecer una discriminación</p>

			<p>adicional a la oferta, no sería operativamente viable, ya que implicaría una segunda optimización, lo cual no es parte del objetivo de acceso a la energía en las situaciones de escasez.</p> <p>En cuanto a la recomendación de implementar penalidades en los casos en que sea imposible la entrega de un derecho firme debido a la formación de islas en el SER, es fundamental realizar un análisis exhaustivo que considere las particularidades de estas situaciones.</p> <p>Generalmente, la formación de islas en el SER es consecuencia de circunstancias técnicas o eventos de fuerza mayor que están fuera del control de los agentes participantes. Por esta razón, la imposición de penalidades podría no ser una solución efectiva y, además, podría desincentivar la participación de los agentes que resulten afectados por estos eventos operativos ajenos a su voluntad. Cualquier medida adoptada en este contexto debe equilibrar la necesidad de garantizar el cumplimiento de los derechos firmes con la realidad operativa del sistema y los factores externos que pueden influir en su entrega.</p> <p>Por todo lo anterior, no se considera adecuado acoger lo planteado por el participante.</p>
6	<p>ASOCIACIÓN DE COMERCIALIZADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA</p>	<p><i>“Dentro del numeral A3.4.4.1 inciso a) Modelo para Contratos No Firme Físico Flexibles se menciona que la componente física de este contrato (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnicamente y económicamente sea factible y será cero (0) en los casos cuando su factibilidad se vea afectada por la prioridad de predespacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes y/o no haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados en el predespacho regional. En estos casos, el EOR aplicará el ‘Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa’. En virtud de lo anterior, se solicita que el Ente Operador Regional expresamente acompañe a esta propuesta de modificación normativa el ‘Procedimiento de Cortes de Contratos Regionales ante Desatención Forzada’.”</i></p>	<p>En cuanto a su solicitud de <i>“que el Ente Operador Regional expresamente acompañe a esta propuesta de modificación normativa el ‘Procedimiento de Cortes de Contratos Regionales ante Desatención Forzada’.”</i>, es importante señalar que dicho procedimiento, al ser un documento operativo, corresponde al EOR su elaboración y aplicación, para lo cual se basará en lo establecido en la regulación regional y éste será enriquecido con los comentarios realizados por los OS/OMS para su conformación. Por tanto, no forma parte del marco regulatorio sometido a esta consulta pública.</p>

					<p>Al respecto, se debe recordar que el objetivo de esta consulta es recibir observaciones o comentarios sobre la modificación normativa propuesta.</p> <p>No obstante, con el fin de procurar una implementación adecuada, resulta pertinente otorgar un plazo para la entrada en vigor de los cambios normativos sometidos a la presente Consulta Pública, para que el EOR coordine con los OS/OMS y realice los talleres necesarios para la creación del procedimiento operativo antes mencionado, tomando en cuenta aquellos comentarios que se estimen procedentes.</p> <p>En virtud de lo anterior, aunque no se “acompañe a esta propuesta de modificación normativa” el “Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa”, éste deberá ser publicado en la página web del EOR con al menos 15 días calendario de anticipación a la entrada en vigor (el 1 de mayo de 2025) de la modificación normativa adjunta al presente, incorporando así la participación de los operadores en la configuración final del procedimiento y asegurando una implementación adecuada.</p>
7	<p>ENTE OPERADOR REGIONAL</p>	<p><u>Con relación a los casos cuando no haya conectividad eléctrica:</u></p> <p>Es importante mencionar que la reducción a cero de los CNFFF en condición de no conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y de retiro, se incorpora a la propuesta contenida en la Consulta Pública para que quede en la regulación regional de forma explícita en cuanto que la propuesta sometida a la Consulta Pública es genérica (sin detallar si se reducen o no las ofertas de</p>	<p><u>Con relación al “Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa”:</u></p> <p>Es necesario que se modifique el numeral A3.4.4.1 del Anexo 3 del Libro II del RMER, conforme lo propuso el EOR en el IRMER-E-03-2023, para que la norma sea específica y contenga todos aquellos componentes necesarios para la optimización del modelo de</p>	<p>Modificar el numeral A3.4.4.1 del Anexo 3 del Libro II del RMER:</p> <p>A3.4.4.1 Contratos No Firmes Físicos Flexibles</p> <p>Este tipo de contrato tiene asociado ofertas de flexibilidad al <i>Mercado de Oportunidad Regional</i> efectuadas tanto por la parte compradora como vendedora del contrato. Las ofertas de flexibilidad son de la misma naturaleza que las ofertas de oportunidad y son consideradas como tales en el <i>predespacho</i> regional.</p> <p>Las ofertas de flexibilidad asociadas a los <i>Contratos No Firmes Físicos Flexibles</i> regionales</p>	<p>Al respecto, es importante aclarar al participante que en la normativa del predespacho regional ya se encuentran los lineamientos para la priorización de los CF y los casos de disminución de CNFFF, específicamente en los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2 que establecen con claridad las reglas de priorización y limitación tanto para los CF como para los CNFFF. Estos numerales regulan las condiciones bajo las cuales se deben realizar las reducciones contractuales en función de la capacidad de transmisión disponible y la generación efectiva, asegurando que los CF mantengan una máxima prioridad en condiciones de restricción de la RTR, mientras que los CNFFF se despachan hasta donde sea técnica y</p>

	<p>flexibilidad asociadas) lo que podría llevar a una interpretación en su aplicación.</p> <p><u>Con relación al "Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa":</u></p> <p>Para solventar los problemas ocurridos en el MER asociados a los cortes de Contratos regionales de tal forma que la propuesta sometida a Consulta Pública pueda ser aplicable, es necesario adicionarle la formulación matemática propuesta por el EOR a través del IRMER-E-03-2023 y que se detalle en la última columna denominada "Texto ajustado según comentario del participante (en caso corresponda)"</p> <p>En ese sentido no corresponde hacer un procedimiento operativo en paralelo al RMER, ya que actualmente el reglamento cuenta con una formulación matemática del modelo de optimización del predespacho la cual debe de ajustarse para poder realizar adecuadamente el corte de contratos. Es decir que, se generaría una contradicción entre el RMER y un posible procedimiento que deba de elaborarse según la propuesta sometida a Consulta Pública, en cuanto que, habría dos formulaciones matemáticas una en el RMER y otra en el referido procedimiento operativo,</p>	<p>predespacho regional. Asimismo, el contenido del RMER debe ser claro en su aplicación para los agentes, OS/OM, Reguladores nacionales y otras partes interesadas.</p> <p>La formulación matemática del modelo de predespacho regional es recomendable que esté contenida en una misma sección del RMER y no en documentos dispersos como un procedimiento operativo, esto para mejorar la comprensión de lectura de los actores del MER.</p> <p><u>Con relación a la consignación del compromiso de cubrir los costos:</u></p> <p>En la operación de los mercados eléctricos a nivel internacional y en el MER específicamente, el agente al presentar su oferta de oportunidad con el precio ya está declarando cual es el precio máximo que está dispuesto a pagar y el modelo de optimización está diseñado en ese sentido para optimizar las cantidades de energía y los precios de mercado. El incorporar que el agente acepte los resultados de precios sin saber su magnitud le origina incertidumbre al mercado que no es propia de los mercados de electricidad,</p>	<p>no podrán superar el compromiso contractual de energía. De efectuarse una oferta de flexibilidad en cero (0) MWh, el contrato se entenderá como físico y como tal será incluido en el predespacho regional.</p> <p><i>⇒ Modelo para Contratos No Firmes Físicos Flexibles</i></p> <p><i>La componente física del Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnicamente y económicamente sea factible y será cero (0) en los casos cuando su factibilidad se vea afectada por la prioridad de predespacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes.</i></p> <p><i>La componente física de cada contrato, en cada nodo de inyección y retiro, será calculada como la diferencia entre el valor en MWh de la energía declarada o reducida del contrato y la suma de las capacidades de los segmentos de las ofertas de flexibilidad asociadas a dicho contrato. La componente física de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles será calculada de la siguiente forma:</i></p> <p><i>Considerando que $P^{in(0)} = P^{ret(0)}$.</i></p> <p>a) <i>Restricción de energía declarada en el Contrato No Firme Físico Flexible sin conectividad eléctrica.</i></p> <p><i>En caso de que no haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados para el predespacho regional, se reducirán a cero (0) las cantidades de las energías declaradas, las ofertas de pago máximo por CVT y las ofertas de flexibilidad</i></p>	<p>económicamente factible. La propuesta del EOR incluye detalles que son eminentemente de carácter operativo y que deben ser gestionados y desarrollados como parte de los procedimientos técnicos y comerciales necesarios para cumplir con las disposiciones contenidas en la regulación regional y no como una reformulación directa de la normativa. No hay que perder de vista que, la incorporación del detalle procedimental de aspectos operativos directamente en el RMER podría limitar la flexibilidad de la gestión del predespacho regional para cumplir con los lineamientos dictados en los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2.</p> <p>Es importante destacar que la formulación matemática establecida en el RMER contiene todos los elementos necesarios para optimizar todos los tipos de ofertas del MER, esto se denota en la operación normal donde todas las ofertas son optimizadas económicamente sin la necesidad de realizar acciones adicionales para asegurar la factibilidad del escenario optimizado. Sin embargo, el procedimiento al que se hace referencia en la propuesta de mejora normativa se refiere a una condición extrema del mercado, donde las ofertas con componentes que no corresponden a variables optimizables sino a componentes fijas, no pueden ser satisfechas total o parcialmente, sino que están sujetas a condiciones de cumplimiento de restricciones operativas y de disponibilidad de ofertas de inyección. Por esta razón, los componentes de variables de desatención mencionados por el EOR no forman parte de las ofertas de inyección ni retiro que provengan de la voluntad de los agentes, y no contienen componentes primales ni duales que representen directamente los resultados de la satisfacción de oferta y demanda como se describe para el precio ex-ante en el numeral 5.10 del Libro II del RMER. "Los precios nodales ex-ante serán calculados como el precio incurrido para</p>
--	---	--	--	---

	<p>originando diferencias entre la formulación matemática indicada en el RMER y la formulación matemática indicada en el procedimiento.</p> <p>En conclusión, de lo anterior, antes de elaborar un procedimiento para el corte de contratos se hace necesario que previamente se ajuste la reglamentación actual en el Anexo 3 del Libro II del RMER, en donde se detalla la formulación matemática del predespacho regional, de manera que se superen aquellos aspectos que actualmente no se encuentran explícitamente en el RMER para el corte adecuado de contratos ante las situaciones de falta de disponibilidad en el Predespacho Nacional (PRENAC) y escasez de ofertas en el MER.</p> <p>El EOR cuando se presentaron estas situaciones de falta de disponibilidad en el PRENAC y escasez de ofertas en el MER, aplicó un procedimiento transitorio con base a la regulación vigente, sin embargo, es necesario que la regulación regional vigente se modifique con los aspectos indicados en la última columna de este documento, la cual se encuentra conforme el IRMER-E-03-2023, y ya una vez ajustada la regulación regional, elaborar los procedimientos operativos que correspondan.</p>	<p>lo cual va en contra de un predespacho óptimo y económico y de "...asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico ..." que es lo que le instruye al EOR el Tratado Marco en el literal b) del artículo N°28.</p> <p>Por otra parte, se generaría incertidumbre entre los agentes y también los OS/OM, ya que la capacidad de los generadores es información desconocida para los Agentes al momento de declarar sus contratos, ya que:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Los agentes declaran sus ofertas a las 10:00 horas y desconocen si habrá disponibilidad de generación en la declaración del Predespacho nacional, originándoles incertidumbre si deben o no consignar en su declaración de ofertas al MER para cubrir los sobrecostos asociados a la falta de disponibilidad de generación en el predespacho nacional. 2. Los OS/OM, por su parte, deben de 	<p><i>asociadas a dichos Contratos No Firmes Físicos Flexibles, que resulten afectados por esta condición, es decir:</i></p> $p^0_{iny(i)} = 0$ $p^0_{ret(i)} = 0$ $P_{st(Ls)} = P_{ret(Ls)} = P_{iny(Ls)} = 0$ <p><i>Donde:</i></p> <p>$P^i_{iny_fisis(i)}$ Valor de la componente física de energía horaria de inyección para el contrato i</p> <p>$P^i_{ret_fisis(i)}$ Valor de la componente física de energía horaria de retiro para el contrato i</p> <p>$P^i_{ino(i)}$ Valor de energía declarada en MWh para el Contrato No Firme Físico Flexible i (componente de inyección)</p> <p>$P^i_{reti(i)}$ Valor de energía declarada en MWh para el Contrato No Firme Físico Flexible i (componente de retiro)</p> <p>$P^i_{iny(Ls)}$ Valor de energía en MWh correspondiente a cada segmento s de la oferta de flexibilidad de inyección en nodo de retiro para el Contrato No Firme Físico Flexible i</p>	<p>satisfacer un incremento marginal de los retiros de energía en cada nodo de la RTR. Los precios nodales ex-ante para cada periodo de mercado serán determinados directamente por el algoritmo de solución del predespacho, como los multiplicadores de Lagrange de la restricción de balance de inyección y retiro para cada nodo de la RTR (variables duales del programa de optimización)".</p> <p>Por esto, el modelo de optimización del Predespacho Regional contiene en su formulación las componentes y restricciones necesarias para obtener los precios ex-ante conforme lo planteado anteriormente, la marginalidad o afectación de variables adicionales que no corresponden "satisfacer un incremento marginal de los retiros de energía en cada nodo de la RTR" en el resultado final que no son fruto de la voluntad de los agentes representada en sus ofertas.</p> <p>En cuanto a lo planteado sobre que se generaría una contradicción entre el RMER y el procedimiento operativo, al existir dos formulaciones matemáticas diferentes, se debe indicar que no debería haber diferencias, ya que el procedimiento que formule el EOR debe elaborarse en observancia de la regulación regional de forma integral. En cuanto a que los resultados antes de su versión final para la operación, deben abarcar todas las ofertas, considerando los contratos con sus respectivas reducciones, de acuerdo con la regulación regional y siguiendo el procedimiento desarrollado por el EOR, respetando todas las restricciones. Los resultados finales del proceso de predespacho regional deben adherirse a todas las limitaciones del modelo de predespacho regional, incluso en condiciones de reducción de contratos, en este escenario de optimización final a pesar de que en la programación contenga variables de desatención, estas deben ser cero en su resultado</p>
--	---	---	--	---

	<p>Con relación a la consignación del compromiso de cubrir los costos:</p> <p>La propuesta sometida a Consulta Pública se identifica que no es viable implementarla en estas condiciones, en cuanto que técnicamente no se ha probado y se desconocen cuales podrán ser los resultados, sean favorables o adversos en su aplicación para los agentes del MER.</p> <p>En el pasado, se ha aplicado la figura del "CMORC adicional" que lo aceptaba o rechazaba el agente al declarar sus contratos al predespacho regional y lo absorbía el agente responsable del servicio de la transmisión. En cambio, con la propuesta sometida en la Consulta Pública, la figura a utilizar sería una "TPNC adicional" ("...deberán consignar su compromiso de cubrir los costos necesarios a efecto de completar la energía declarada en el contrato con ofertas del mercado de oportunidad regional..."), que deberá aceptar o rechazar el agente inyector del contrato, quien no necesariamente es el responsable que asume el cargo por el servicio de la transmisión.</p> <p>Además, la oferta de flexibilidad de retiro de la parte vendedora del CNFFF no es una obligación</p>	<p>declarar el predespacho nacional hasta las 13:00 horas, sin embargo, los Agentes tienen hasta las 11:30 horas para modificar sus contratos.</p> <p>3. Misma situación de incertidumbre se presentaría en los casos Redespachos donde se pueden actualizar los Predespachos Nacionales, pero no las ofertas ni contratos.</p> <p>Es evidente que el RMER es específico y claro que al presentar el agente su oferta de flexibilidad de retiro, está declarando cual es el precio máximo que está dispuesto a pagar por la compra de energía al MOR (numeral 5.4.2 del Libro II del RMER), al establecer que el agente decida si se le acepta o rechaza su oferta en esa condición, estaría en contradicción con lo ya establecido en el RMER, por otra parte, el despacho forzado del MOR se vuelve una inyección inflexible que estaría en contradicción con lógica de equilibrio de mercado, donde el precio más económico y óptimo es el</p>	<p>$P_{ret(s)}$ Valor de energía en MWh correspondiente a cada segmento s de la oferta de flexibilidad de retiro en el nodo de inyección para el Contrato No Firme Físico Flexible i</p> <p>$P_{out,s}$ Valor en MWh de la transacción de servicios de CVT i, segmento s</p> <p>b) Restricción de atención de energía declarada en el Contrato No Firme Físico Flexible</p> <p>Se aplicará el siguiente costo de la desatención de la energía declarada tanto en inyección como en retiro de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles sin la oferta de pago máximo por CVT.</p> $FO_{cnfff} = - \sum_{i \in CNFFF} \sigma$ $* P_{cnfff, cortada(i)_n}^0$ $\forall P_{iny(i)}^0 = P_{ret(i)}^0$ $\neq 0$ $P_{cnfff, cortada(i)_n} \leq P_{iny(i)}^0 - P_{cnfff, precortada(i)_n}$ $P_{iny(i)}^0 \text{ ajustada}$ $= P_{iny(i)}^0 - P_{cnfff, precortada(i)_n} - P_{cnfff, cortada(i)_n}$ $P_{ret(i)}^0 \text{ ajustada} = P_{iny(i)}^0 \text{ ajustada}$	<p>primario y dual para asegurar que no tengan influencia en la optimización del predespacho regional y sea conforme a la regulación regional.</p> <p>No se considera necesario modificar la regulación regional para incorporar este detalle operativo toda vez que, la regulación actual del RMER, específicamente en el Anexo 3 del Libro II, ya establece las bases para operar el predespacho y las reducciones de contratos en situaciones excepcionales. Cualquier ajuste adicional, como los indicados por el EOR, pueden desarrollarse a través de procedimientos operativos del EOR, que permitan la implementación de soluciones específicas en observancia de la regulación regional vigente. De esta manera, se mantiene la estabilidad normativa, mientras que el EOR continúa aplicando procedimientos adecuados a las condiciones del mercado.</p> <p>En respuesta a las observaciones planteadas sobre la viabilidad y efectos de la "consignación del compromiso de cubrir los costos" bajo la figura de "TPNC adicional", es importante considerar que la propuesta ofrece una oportunidad para que el agente afectado pueda gestionar activamente su riesgo financiero. Actualmente, los agentes no tienen la opción de decidir si desean seguir operando el contrato cuando carecen de disponibilidad de generación en el predespacho nacional, dado que este reporte de disponibilidad lo presenta el OS/OM y no el agente ofertante. Esta opción permitiría a los agentes evaluar si están dispuestos a asumir costos adicionales derivados del MOR en casos donde no se cuenta con generación suficiente en el predespacho regional. Esto supone dos alternativas previas al proceso de optimización: permitir al agente operar el contrato con un potencial sobrecosto en concepto de TPNC, o reducir el contrato previamente para evitar que el agente incurra en tales costos.</p>
--	--	---	---	---

presentarla, por lo tanto, los agentes que no la presenten no se les aplicaría la “TPNC adicional”.

Lo anterior, implica nuevas reglas de negocio y validaciones en el SIIM, según lo que se está proponiendo en la Consulta Pública.

En caso de que un agente acepte la “TPNC adicional” y como resultado esta resulte en un cargo elevado de manera sostenida, el agente podría agotar su garantía disponible, ocasionando su expulsión del predespacho o redespacho y una posible afectación en el resto de sus transacciones.

Al permitirse la no reducción de contratos antes de la optimización, de aquellos contratos sin disponibilidad de generación en el correspondiente predespacho nacional, para aquellos agentes que hayan aceptado la “TPNC adicional”, y no se tengan suficientes ofertas de inyección en el MOR, se acentúa el riesgo que durante la optimización del predespacho regional se activen las variables de desatención de energía en todos los contratos, inclusive en aquellos contratos con disponibilidad de generación. Es decir que, la no reducción previa de los contratos sin disponibilidad de generación incrementa el riesgo de reducción posterior de

precio que el agente está dispuesto a pagar y que ha declarado a través de su oferta de compra.

También hay que tomar en cuenta que el abastecimiento total de un contrato lo hace directamente la parte vendedora o lo flexibiliza mediante ofertas en el MOR a precios más bajos; sin embargo, cuando la parte vendedora no puede abastecer totalmente el contrato directamente (como el caso de falta de disponibilidad de generación en el predespacho nacional), entonces ocurre una flexibilización forzada a cualquier precio disponible en el MOR, inclusive a precios más altos que la oferta de inyección de la parte vendedora, lo cual no es un resultado óptimo ni económico.

Por lo anteriormente expuesto, se recomienda que para que sea viable la aplicación de lo contenido en la Consulta Pública, se incorpore la formulación matemática indicada en la última columna denominada: “*Texto ajustado según comentario del participante (en caso corresponda)*”, conforme a lo que el EOR propuso en el IRMER-E-03-2023.

Posterior a la ejecución “n”:

$$P_{cnfff_precortada(i)_{n+1}} = \sum_{n=1}^N (P_{cnfff_cortada(i)_n}) + \epsilon X, \forall P_{cnfff_cortada(i)_n} \neq 0$$

Donde:

σ	Es el peso asociado a la variable para controlar la desatención de la energía declarada del Contrato No Firme Físico Flexible para la transacción i, en US\$/MWh.
$P_{cnfff_cortada}$	Variable que controla la desatención de la energía declarada del Contrato No Firme Físico Flexible sin ofertas de pago máximo por CVT para la transacción i, en MWh.
$P_{cnfff_precortada}$	Valor que controla la desatención de la energía declarada por el comprador y vendedor del CNFFF sin pago máximo por CVT para la transacción i. Tendrá un valor inicial de cero (0) en la primera ejecución del modelo de optimización (n=1). En caso sea necesario una re-ejecución al modelo, entonces, tomará el valor de los cortes a la energía declarada de las ejecuciones anteriores más una holgura (ex).

En cuanto al riesgo de incremento de precios ex-ante y el posible encarecimiento de la energía en el MER, este procedimiento de “TPNC adicional” refleja las condiciones de escasez y de no disponibilidad de generación del sistema declarada por el OS/OM en su predespacho nacional y no se aplica en condiciones normales del mercado. Se espera que esta flexibilización brinde mayor acceso a la energía en periodos críticos, ya que permite que el agente comprador pueda acceder a energía en situaciones de alta demanda, aunque a precios que reflejan las condiciones de escasez. La propuesta no introduce distorsiones en la formación de precios, sino que prioriza la transparencia y la opción de gestión de riesgos para los agentes que podrían estar dispuestos a asumir costos superiores en situaciones de mercado no óptimo.

Respecto a las posibles consecuencias de aceptar la “TPNC adicional”, incluyendo la potencial afectación de la garantía financiera de los agentes, es fundamental que los agentes evalúen su capacidad de asumir los potenciales cargos antes de la optimización, dado que la activación de variables de desatención y la posibilidad de cargos elevados están relacionados directamente con las condiciones del mercado en situaciones de escasez. La propuesta, por lo tanto, no impone automáticamente un sobrecosto a todos los agentes, sino que permite una gestión de riesgo bajo un marco de opciones previamente delineado, donde cada agente tiene la oportunidad de optar por la reducción del contrato si considera que los sobrecostos podrían exceder su capacidad financiera.

En razón de lo anterior, no se considera adecuado acoger las propuestas sugeridas por el participante.

todos los contratos (con o sin disponibilidad de generación).

Asimismo, esta situación de no tener un límite de aceptación de la "TPNC adicional" puede conllevar a un encarecimiento de los precios ex-ante en el MER, lo anterior, tomando en cuenta que el abastecimiento total de un contrato lo hace directamente la parte vendedora o lo flexibiliza mediante ofertas en el MOR a precios más bajos; sin embargo, cuando la parte vendedora no puede abastecer totalmente el contrato directamente (como el caso de falta de disponibilidad de generación en el predespacho nacional), entonces ocurre una flexibilización forzada a cualquier precio disponible en el MOR, inclusive a precios más altos que la oferta de inyección de la parte vendedora, lo cual no es un resultado óptimo ni económico.

Es necesario que se modifique el numeral A3.4.5 del Anexo 3 del Libro II del RMER, conforme lo propuso el EOR en el IRMER-E-03-2023, para que la norma sea específica y contenga todos aquellos componentes necesarios para la optimización del modelo de predespacho regional. Asimismo, el contenido del RMER debe ser claro en su aplicación para los agentes, OS/OM, Reguladores nacionales y otras partes interesadas.

n	<i>Es la enésima ejecución del modelo matemático de optimización.</i>
N	<i>Número total de ejecuciones del modelo matemático de optimización.</i>
ϵx	<i>Valor pequeño para evitar inconvenientes numéricos.</i>
$P_{iny(i)}^0$ ajustada	<i>Energía declarada de inyección ajustada para la parte vendedora del CNFFF. Este término es equivalente a la Energía Reducida calculada en todos los tipos de reducción, corte o ajuste que se aplica a los CNFFF según lo establece la Regulación Regional.</i>
$P_{ret(i)}^0$ ajustada	<i>Energía declarada de retiro ajustada para la parte compradora del CNFFF. Este término es equivalente a la Energía Reducida calculada en todos los tipos de reducción, corte o ajuste que se aplica a los CNFFF según lo establece la Regulación Regional.</i>

Cuando $P_{CNFFF_cortada(i)} \neq 0$, se procederá a realizar la reducción de la energía declarada del Contrato No Firme Físico Flexible cuando no tenga oferta de pago máximo por CVT, ejecutando

			<p>nuevamente el modelo matemático de optimización.</p> <p>El peso σ, asociado a los Contratos no Firmes Físicos Flexibles cuando no tenga ofertas de pago máximo por CVT, se calcula de la siguiente forma:</p> $\sigma = a * \rho, 0 < a < 1$ <p>Donde:</p> <p>a Constante, su valor se encuentra en el intervalo $0 < a < 1$</p> <p>ρ Peso asociado a la componente de Contratos Firmes, en US\$/MWh.</p> <p>c) Cálculo de la inyección física y el retiro físico de un CNFFF.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cuando el Contrato no tenga ofertas de pago máximo por CVT $P_{iny_fisica(t)}^0 = P_{iny(t)}^0 \text{ ajustada} - \sum_s P_{ret(t,s)}$ $P_{ret_fisico(t)}^0 = P_{ret(t)}^0 \text{ ajustada} - \sum_s P_{iny(t,s)}$ <ul style="list-style-type: none"> • Cuando el Contrato tenga ofertas de pago máximo por CVT
--	--	--	--

$$P_{iny_fisica(i)}^o = \sum_s P_{st(i,s)} - \sum_s P_{ret(i,s)}$$

$$P_{ret_fisico(i)}^o = \sum_s P_{st(i,s)} - \sum_s P_{iny(i,s)}$$

Donde:

$P_{iny_fisica(i)}^o$	Valor de la componente fisica de energía horaria de inyección para el contrato i
$P_{ret_fisico(i)}^o$	Valor de la componente fisica de energía horaria de retiro para el contrato i

- d) Reducción de CNFF sin respaldo de generación en el predespacho nacional.

Posterior al plazo establecido por la Regulación Regional en el inciso v, literal a) del numeral 5.13.2 del libro II, del RMER, para la recepción del predespacho nacional y previo a la ejecución del modelo matemático de optimización del Predespacho Regional, Ajuste al Predespacho Regional o Redespacho Regional, si el EOR identifica que el predespacho nacional informado por el OS/OM, no contiene la generación disponible suficiente para respaldar la totalidad de la energía

declarada del CNFFF, después de descontar de la generación máxima la: a) generación despachada en el predespacho nacional, b) reserva de regulación primaria y Secundaria y c) contratos firmes declarados en el mismo punto de medición por el agente, procederá a reducir a cero (0) MWh la energía declarada, y todas sus ofertas flexibilidad de dicho contrato.

Modificar el numeral A3.4.5 del Anexo 3 del Libro II del RMER.

A3.4.5 Ofertas de Pago máximo por Cargos Variables de Transmisión

Las ofertas de pago máximo por Cargos Variables de Transmisión, que representan la disponibilidad máxima a pagar por la diferencia de precios nodales entre el nodo de retiro y el de inyección, estarán asociados a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles.

La variable $P_{st(i,s)}$ será modelada en la ecuación de balance nodal como una inyección (-) y como un retiro (+) de acuerdo con la oferta realizada. Para toda transacción de servicios de transmisión que se active en el predespacho regional, el valor de la energía inyectada será igual al valor de la energía retirada en los respectivos nodos del contrato. La sumatoria de los bloques energía de la oferta de pago máximo por CVT debe ser igual a la energía declarada del CNFFF.

a) Cuando el Contrato tenga ofertas de pago máximo por CVT

Los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles*, podrán efectuar simultáneamente ofertas de pago máximo por CVT y de flexibilidad en

			<p>los nodos de inyección y retiro. Para esta condición se deben agregar las siguientes restricciones:</p> $R_ST_IMax_{ne(iny)}: \sum_s P_{ret(i,s)} \leq \sum_s P_{st(i,s)}$ $R_ST_RMax_{ne(ret)}: \sum_s P_{iny(i,s)} \leq \sum_s P_{st(i,s)}$ <p>b) Cuando el Contrato no tenga ofertas de pago máximo por CVT. Para esta condición se deben agregar las siguientes restricciones:</p> $\sum_s P_{iny(i,s)} \leq P_{iny(i)}^0 \text{ ajustada}$ $\sum_s P_{ret(i,s)} \leq P_{ret(i)}^0 \text{ ajustada}$ <p>Donde:</p> <p>$P_{ret(i,s)}$ Variable en MWh de la oferta de flexibilidad de retiro i (modelada en el nodo de inyección del contrato), segmento s asociada al servicio de CVT i</p> <p>$P_{iny(i,s)}$ Variable en MWh de la oferta de flexibilidad de inyección i (modelada en el nodo de retiro del</p>
--	--	--	---

			<p><i>contrato</i>), segmento <i>s</i> asociada al servicio de CVT <i>i</i></p> <p>$P_{st(i,s)}$ Variable en MWh que representa el valor en MWh en que fue casada la oferta de servicios de transmisión segmento <i>s</i> asociada al servicio de CVT <i>i</i></p>	
--	--	--	---	--

MODIFICAR EL NUMERAL A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER				
#	PARTICIPANTE	COMENTARIO/OBSERVACIÓN	ANÁLISIS CRIE	
		RAZÓN DE HECHO RAZÓN DE DERECHO	TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	
1	CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND) DE ETESA	<p><i>Comentario No.1: Se considera apropiado modificar la palabra 'generador' dentro del párrafo propuesto 'Si el generador asociado al contrato tiene una capacidad disponible menor a la energía declarada en el mismo, los agentes participantes del contrato deberán consignar su compromiso de cubrir los costos necesarios a efecto de completar la energía declarada en el contrato con ofertas del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la capacidad declarada del generador.', y en su lugar emplear el término 'generación disponible' tal como se ajusta a continuación; esto con la finalidad de guardar armonía entre los términos utilizados en el numeral 1.3 del Libro II del RMER y dentro del Anexo 3 del Libro II del RMER.</i></p> <p><i>Comentario No.2: De aprobarse la modificación del Numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER), se considera pertinente que el Ente Operador Regional (EOR) contemple la participación de todos los Operadores del Sistema / Operadores del Mercado (OS/OMS) para la elaboración del 'Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa', esto con el objetivo de tomar en cuenta las implicaciones que este procedimiento pueda tener respecto a las normativas nacionales. Adicionalmente, una vez el EOR publique dicho procedimiento, previo a su entrada en vigor, será necesario que se les otorgue a los OS/OMS un tiempo prudente con el fin de coordinar las modificaciones a las normativas nacionales."</i></p>	<p>(...) En caso de que la generación disponible asociada al contrato sea menor que la energía declarada, el agente inyector deberá consignar su compromiso de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicionales del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la generación disponible declarada. (...)</p>	<p>En cuanto al Comentario No.1 del CND de ETESA sobre sustituir el término "generador" por "generación disponible" en el numeral A3.4.4.1 ya ha sido atendida y aceptada parcialmente en el análisis correspondiente. Se identificó que el uso del término "generación disponible" es más adecuado, pues refleja con mayor precisión las condiciones operativas reales y permite aplicar cualquier reducción contractual en función de la capacidad de generación efectivamente disponible en lugar de limitarse a la capacidad del generador específico. Este ajuste también favorece la coherencia terminológica dentro de la normativa, particularmente en alineación con el apartado 1.3 del Libro II del RMER, por lo que resulta procedente realizar la misma modificación en el numeral A3.4.4.2 para mantener la consistencia en el tratamiento de los Contratos Firmes y los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF).</p> <p>Respecto al Comentario No.2, en cuanto a la solicitud de incorporar a los OS/OMS en la elaboración del "Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa" esta propuesta es pertinente dada la necesidad de que el procedimiento considere aquellos comentarios vertidos por los OS/OMS que resulten procedentes y que enriquezcan el procedimiento.</p> <p>En tal sentido, se considera procedente instruir al EOR para que el procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa, sea elaborado por éste en coordinación con los OS/OMS, en cumplimiento con lo establecido en la regulación regional.</p>

				<p>Ahora bien, en cuanto a que <i>“una vez el EOR publique dicho procedimiento, previo a su entrada en vigor, será necesario que se les otorgue a los OS/OMS un tiempo prudente con el fin de coordinar las modificaciones a las normativas nacionales”</i> con el fin de procurar una implementación adecuada, resulta pertinente otorgar un plazo para la entrada en vigor de los cambios normativos sometidos a la presente Consulta Pública.</p> <p>En virtud de lo anterior, el <i>“Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa”</i> deberá ser publicado en la página web del EOR con al menos 15 días calendario de anticipación a la entrada en vigor (el 1 de mayo de 2025) de la modificación normativa adjunta al presente, incorporando así la participación de los operadores en la configuración final del procedimiento y asegurando una implementación adecuada.</p>
2	<p>ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA</p>	<p><i>“Claridad en la normativa: ‘Establecer reglas objetivas, transparentes ...’ / Fundamento de Derecho: Literal F) del artículo 2 y artículo 22 del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, así como el numeral 1.6.1 literal a) del Libro I del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional, en cuanto a la claridad de reglas y transparencia con la que deben establecerse las normas.”</i></p>	<p><i>“Cuando sea necesaria la reducción del Contrato Firme conforme a este literal y en los casos que se especifique en la regulación regional, el EOR procederá a aplicar el “Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa” y a informar a la CRIE de las acciones realizadas a más tardar cinco (5) días hábiles posterior a su aplicación. Este procedimiento deberá ser elaborado y publicado por el EOR, quien tendrá que actualizarlo según corresponda; de lo anterior, deberá mantener informada a la CRIE.” La porción del Derecho de Transmisión no utilizado se tomará en cuenta en la Conciliación como un abono al Agente Titular.</i></p>	<p>La propuesta de agregar lo siguiente: <i>“La porción del Derecho de Transmisión no utilizado se tomará en cuenta en la Conciliación como un abono al Agente Titular”</i>; no es procedente, ya que esta disposición está contemplada en el numeral 8.7.3 del Libro III del RMER. Dicho numeral establece que, en los casos en que el EOR aplique reducciones a la Energía Requerida del Contrato Firme (CF) asociado a los Derechos de Transmisión (DF) durante el predespacho o redespacho regional, y la Renta de Congestión de esos DF no resulte como cargo al agente Titular, el agente será acreedor de un reintegro económico. Dicho reintegro se calculará a partir del monto asignado a pagar por el DF en el mes afectado, de acuerdo con el modelo de optimización conforme al numeral 8.5.2 del Libro III del RMER</p>

				Por lo tanto, la inclusión de esta referencia sería redundante e innecesaria, ya que la normativa vigente ya regula de manera clara y detallada el tratamiento de los Derechos de Transmisión no utilizados, por lo que no se acoge la propuesta.
3	INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, DIVISIÓN OPERACIÓN Y CONTROL DEL SISTEMA ELÉCTRICO (DOCSE-ICE)	Se recomienda realizar una modificación a la redacción del segundo párrafo del numeral A3.4.4.2 para reafirmar que los agentes titulares de DT pueden recibir el reintegro económico mencionado en el apartado 8.7.3 por reducción de energía requerida. Esto por cuanto son los OSOM lo que están restringiendo la generación disponible en los Predespachos Nacionales y no los agentes en sus declaraciones de contratos.	(...) <i>Como una condición de firmeza, el EOR deberá verificar que el vendedor dispone para el Mercado de Oportunidad Regional ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida por el comprador. En caso de que el generador asociado al contrato tenga una capacidad disponible menor a la energía declarada, el agente inyector deberá consignar su compromiso de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicionales del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción de la energía requerida del contrato a la capacidad declarada del generador. La condición de energía requerida se modelará</i> (...)	Con relación a su propuesta de modificar la redacción del segundo párrafo del numeral A3.4.4.2 para reafirmar que los agentes titulares de DT pueden recibir el reintegro económico mencionado en el numeral 8.7.3 del Libro III del RMER por reducción de energía requerida, cabe señalar que este último numeral, ya contempla que cuando el EOR aplique reducciones a la Energía Requerida del CF asociado a los Derechos de Transmisión (DT) durante el predespacho o redespacho regional, y la Renta de Congestión de dichos DT no resulte como cargo al agente Titular, dicho agente será acreedor de un reintegro económico. Esta disposición provee la claridad para que los agentes titulares de DT sean compensados adecuadamente en caso de que las reducciones sean consecuencia de restricciones operativas impuestas por los OS/OM y no por decisiones de los agentes en sus declaraciones de contratos. Por lo tanto, no es procedente realizar una modificación adicional al numeral A3.4.4.2, ya que la normativa vigente ya abarca de forma clara y especifica el derecho de los agentes titulares de DT a recibir el reintegro económico cuando se den estas condiciones.
4	UNIDAD DE TRANSACCIONES	“Se solicita revisar la formulación matemática contenida en el literal a) del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, en cuanto a la utilización del término $P_{firme_req}(i)$ - $P_{firme_cortada}(i)$, ya que únicamente se encuentra descrita junto con los otros términos utilizados en el cálculo de la FOI. Además, para que el numeral A3.4.4.2, quede autocontenido, se solicita		En cuanto a la solicitud realizada por el participante, se debe indicar que, los términos $P_{firme_req}(i)$ y $P_{firme_cortada}(i)$ ya se encuentran claramente definidos en el literal a) del numeral A3.4.4.2, por lo que definirlos

incorporar la definición de la variable FO1, la cual se entiende que hace referencia a la componente adicional de la función objetivo en relación a los Contratos Firmes establecida en el numeral A3.4.1 del Anexo 3 del Libro II del RMER. De igual forma, hay otras fórmulas en esta sección con términos que no están definidos.”

nuevamente en la sección de función objetivo sería redundante; por otra parte, su aplicación operativa se desarrollará como parte del procedimiento propuesto, donde el EOR deberá detallar cómo se implementarán para cumplir con la regulación regional.

A pesar de que la definición de FO1 ya está presente en el planteamiento general de la función objetivo, es procedente incluir esta definición nuevamente en el numeral A3.4.4.2 para que la formulación matemática sea autocontenida y pueda ser consultada de manera independiente.

Ahora bien, en cuanto a lo planteado sobre que “*hay otras fórmulas en esta sección con términos que no están definidos.*”, el participante omite especificar los supuestos términos no definidos en la formulación matemática; no obstante, se le aclara que, luego de una revisión a los numerales sometidos a consulta pública, no se han identificado términos sin definir.

En virtud de lo analizado previamente, se considera procedente acoger parcialmente lo planteado por el participante únicamente en cuanto a incluir la definición de FO1 en el literal (a) numeral A3.4.4.2, por lo que el referido numeral deberá leerse de la siguiente manera:

“

Se deberá cumplir el retiro de la energía requerida por el comprador, hasta donde técnicamente sea factible en el predespacho regional:

		$FO_i = - \sum_{i \in \text{Firmes}} \rho^* P_{\text{firme_cortada}(i)}, \quad \forall P_{\text{firme_req}(i)} \neq 0$ $P_{\text{firme_cortada}(i)} \leq P_{\text{firme_req}(i)}$ <p>Donde:</p> <p>(...)"</p> <p>FO_i <i>Componente adicional de la función objetivo en relación a los Contratos Firmes.</i></p> <p>$P_{\text{firme_cortada}(i)}$ <i>Variable que controla la desatención de la energía requerida por el comprador del Contrato Firme para la transacción i</i></p> <p>$P_{\text{firme_req}(i)}$ <i>Valor mínimo requerido en MWh a ser retirado en el nodo, para la transacción i asociada al Contrato Firme</i></p> <p>ρ <i>Es el peso asociado a la variable para controlar la desatención de la energía requerida por el comprador del Contrato Firme para la transacción i. El valor debe ser al menos la oferta más alta de retiro para garantizar al máximo el suministro de la energía requerida.</i></p>
--	--	--

5	<p>ENEL GUATEMALA, SOCIEDAD ANÓNIMA</p>	<p><i>“En el proceso diario de transacciones (planilla), se recomienda agregar la opción de discriminar si se desea seguir con la transacción, cuando esta requiere un sobrecosto muy alto para ser llevada a cabo, garantizando la suficiencia financiera de los agentes.”</i></p> <p><i>“En relación con el ‘Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa’ mencionado en el A3.4.4.2, consideramos pertinente dar a conocer a los interesados dicho documento con anterioridad a la publicación definitiva de este proyecto normativo.”</i></p> <p><i>“Como mejora de fondo a esta problemática, se recomienda optar por penalidades cuando sea imposible la entrega de un derecho firme (en caso de formación de islas en el SER), realizando un análisis amplio y pertinente con el fin de evitar desincentivar o no cumplir con la entrega de un derecho firme.”</i></p>	<p>En cuanto a su recomendación de agregar una opción en el proceso diario de transacciones para discriminar si se desea seguir con la transacción cuando implique un sobrecosto muy alto, se debe indicar que el objetivo de la propuesta no es crear un segundo escalón de optimización del mercado, sino permitir que un agente, incluso sin capacidad de generación asignada por el OS/OM en el predespacho nacional, pueda mantener su operación siempre que esté dispuesto a asumir los posibles sobrecostos y riesgos de abastecerse del mercado de oportunidad, maximizando la asignación de energía disponible para cumplir con sus compromisos comerciales.</p> <p>En respuesta a la solicitud de dar a conocer el “Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa” mencionado en el numeral A3.4.4.2, se ha considerado conveniente que el EOR elabore dicho procedimiento en coordinación con los OS/OMS.</p> <p>Asimismo, con el fin de procurar una implementación adecuada, resulta pertinente otorgar un plazo para la entrada en vigor de los cambios normativos sometidos a la presente Consulta Pública, para que el EOR coordine con los OS/OMS y realice los talleres necesarios para la creación del procedimiento operativo antes mencionado, tomando en cuenta aquellos comentarios que se estimen procedentes.</p> <p>Por tanto, dicho procedimiento deberá ser publicado en la página web del EOR con al menos 15 días calendario de anticipación a la entrada en vigor (el 1 de mayo de 2025) de la modificación normativa adjunta al presente, incorporando así la participación de los operadores en la configuración final del</p>
---	--	--	---

			<p>procedimiento y asegurando una implementación adecuada.</p> <p>En cuanto a la recomendación de implementar penalidades en los casos en que sea imposible la entrega de un derecho firme debido a la formación de islas en el SER, es fundamental realizar un análisis exhaustivo que considere las particularidades de estas situaciones.</p> <p>Generalmente, la formación de islas en el SER es consecuencia de circunstancias técnicas o eventos de fuerza mayor que están fuera del control de los agentes participantes. Por esta razón, la imposición de penalidades podría no ser una solución efectiva y, además, podría desincentivar la participación de los agentes que resulten afectados por estos eventos operativos ajenos a su voluntad. Cualquier medida adoptada en este contexto debe equilibrar la necesidad de garantizar el cumplimiento de los derechos firmes con la realidad operativa del sistema y los factores externos que pueden influir en su entrega.</p>
6	<p>ASOCIACIÓN DE COMERCIALIZADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA</p>	<p><i>“Dentro de las planillas de intercambio, agente inyector y agente de retiro, se deberá establecer quien será el agente responsable de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicionales del Mercado de Oportunidad Regional, si no está establecido dentro de ambas planillas, deberá resolverse dentro del periodo de inconsistencias.”</i></p>	<p>Se aclara al participante que el posible sobre costo generado corresponde a la parte inyectora del contrato y se reflejará en la variable TPNCiny_{i,n} (Transacción Programada No Comprometida en Contratos por inyección para el agente i en el nodo n). De forma que, cuando el agente generador no cubra su energía declarada, ésta se verá reflejada como un posible sobre costo en la TPNCiny_{i,n} a un precio distinto al inicialmente ofertado, es decir, al precio resultante de la optimización.</p> <p>En ese sentido, no resulta procedente la solicitud planteada por el participante debido a que el mecanismo ya establecido en la regulación regional asigna al agente inyector la</p>

				responsabilidad de cubrir cualquier sobrecosto por incumplimiento de la energía declarada, reflejándose en la TPNCiny i.n. Esto para que el agente inyector reciba un abono o asuma un cargo según la diferencia entre la energía declarada en el contrato y la efectivamente suministrada.
7	AES PANAMA S.R.L.	<p><i>"Proponemos mejorar la redacción del siguiente párrafo: 'Como una condición de firmeza, el EOR deberá verificar que el vendedor dispone para el Mercado de Oportunidad Regional ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida por el comprador. En caso de que el generador asociado al contrato tenga una capacidad disponible menor a la energía declarada, el agente inyector deberá consignar su compromiso de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicionales del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la capacidad declarada del generador'."</i></p>	<p><i>"Como una condición de firmeza, el EOR deberá verificar que el vendedor dispone para el Mercado de Oportunidad Regional de ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida por el comprador. Cuando la generación convocada en los predespachos nacionales correspondientes, para suplir los Contratos Firmes (CF) declarados en el mercado de día en adelanto no es suficiente para cubrir dichas transacciones, el agente inyector deberá consignar su compromiso de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicionales del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato de forma proporcional a la disponibilidad de energía"</i></p>	<p>Con respecto al ajuste propuesto por AES PANAMA S.R.L a la propuesta sometida a consulta pública, no es procedente debido a que no utiliza la terminología utilizada en el RMER para detallar los conceptos que se están tratando.</p>

8	AES PANAMA S.R.L.	<p><i>“Consideramos que hace falta agregar información sobre la devolución de los costos de derechos firmes en el siguiente párrafo: ‘Cuando sea necesaria la reducción del Contrato Firme conforme a este literal y en los casos que se especifique en la regulación regional, el EOR procederá a aplicar el ‘Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa’ y a informar a la CRIE de las acciones realizadas a más tardar cinco (5) días hábiles posterior a su aplicación. Este procedimiento deberá ser elaborado y publicado por el EOR, quien tendrá que actualizarlo según corresponda; de lo anterior, deberá mantener informada a la CRIE’”.</i></p>	<p><i>“Cuando sea necesaria la reducción del Contrato Firme conforme a este literal y en los casos que se especifique en la regulación regional, el EOR procederá a aplicar el “Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa” y a informar a la CRIE de las acciones realizadas a más tardar cinco (5) días hábiles posterior a su aplicación. Este procedimiento deberá ser elaborado y publicado por el EOR, quien tendrá que actualizarlo según corresponda; de lo anterior, deberá mantener informada a la CRIE. Dicho procedimiento de corte incluirá un mecanismo para la devolución del proporcional horario del costo del derecho firme al agente titular, en los periodos donde fue requerido activar la desatención forzosa”.</i></p>	<p>Con relación a la propuesta de ajuste planteada por el participante, es importante aclarar que, actualmente en la regulación regional en el numeral 8.7.3 del Libro III del RMER ya se contempla detalladamente el reintegro de estos costos, asimismo dicho numeral establece de manera específica el procedimiento para el reintegro económico en caso de reducción del Contrato Firme, proporcionando un enfoque claro y estructurado para gestionar estos casos.</p> <p>En virtud de lo anterior, no se identifica necesario agregar lo propuesto por el participante.</p>	
9	ENTE OPERADOR REGIONAL	<p><u>Con relación al “Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa”:</u></p> <p>Para solventar los problemas ocurridos en el MER asociados a los cortes de Contratos regionales de tal forma que la propuesta sometida a Consulta Pública pueda ser aplicable, es necesario adicionarle la formulación matemática propuesta por el EOR a través del IRMER-E-03-2023 y que se detalle en la última columna denominada “Texto ajustado según comentario del participante (en caso corresponda)”</p> <p>En ese sentido no corresponde hacer un procedimiento operativo en paralelo al RMER, ya que actualmente el reglamento cuenta con</p>	<p><u>Con relación al “Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa”:</u></p> <p>Es necesario que se modifique el numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, conforme lo propuso el EOR en el IRMER-E-03-2023, para que la norma sea específica y contenga todos aquellos componentes necesarios para la optimización del modelo de predespacho regional. Asimismo, el contenido del RMER debe ser claro en su aplicación para los agentes, OS/OM, Reguladores</p>	<p>Modificar el numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:</p> <p>(...)</p> <p>Como una condición de firmeza, el EOR deberá verificarse que el vendedor dispone para el Mercado de Oportunidad Regional ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida por el comprador.</p> <p>La condición de energía requerida se modelará con:</p> <p>(a) Restricción de atención de energía requerida en el retiro</p> <p>Se deberá cumplir el retiro de la energía requerida por el comprador, hasta donde técnicamente sea factible en el predespacho regional.</p> <p>i. Se reducirán las cantidades de la energía requerida de la parte compradora y las</p>	<p>Respecto a lo planteado por el participante en cuanto a que <i>“es necesario adicionarle la formulación matemática propuesta por el EOR (...) y que se detalle en la última columna denominada ‘Texto ajustado (...)’”.</i></p> <p>Resulta pertinente aclarar, que los elementos necesarios para ejecutar el predespacho regional están ya contemplados en la normativa actual del RMER, para el caso particular de los CF y CNFFF, en los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2 se establecen con claridad las reglas de priorización y limitación tanto para los CF como para los CNFFF. Estos numerales regulan las condiciones bajo las cuales se deben realizar las reducciones contractuales en función de la capacidad de transmisión disponible y la generación efectiva, asegurando que los CF mantengan una máxima prioridad en condiciones de restricción de la RTR, mientras</p>

	<p>una formulación matemática del modelo de optimización del predespacho la cual debe de ajustarse para poder realizar adecuadamente el corte de contratos. Es decir que, se generaría una contradicción entre el RMER y un posible procedimiento que deba de elaborarse según la propuesta sometida a Consulta Pública, en cuanto que, habría dos formulaciones matemáticas una en el RMER y otra en el referido procedimiento operativo, originando diferencias entre la formulación matemática indicada en el RMER y la formulación matemática indicada en el procedimiento.</p> <p>En conclusión, de lo anterior, antes de elaborar un procedimiento para el corte de contratos se hace necesario que previamente se ajuste la reglamentación actual en el Anexo 3 del Libro II del RMER, en donde se detalla la formulación matemática del predespacho regional, de manera que se superen aquellos aspectos que actualmente no se encuentran explícitamente en el RMER para el corte adecuado de contratos ante las situaciones de falta de disponibilidad en el PRENAC y escasez de ofertas en el MER.</p> <p>El EOR cuando se presentaron estas situaciones de falta de disponibilidad en el PRENAC y escasez de ofertas en el MER, aplicó un procedimiento transitorio con base a la regulación vigente, sin embargo, es necesario que la regulación regional vigente se modifique con los aspectos indicados</p>	<p>nacionales y otras partes interesadas.</p> <p>La formulación matemática del modelo de predespacho regional es recomendable que esté contenida en una misma sección del RMER y no en documentos dispersos como un procedimiento operativo, esto para mejorar la comprensión de lectura de los actores del MER.</p> <p><u>Con relación a la consignación del compromiso de cubrir los costos:</u></p> <p>En la operación de los mercados eléctricos a nivel internacional y en el MER específicamente, el agente al presentar su oferta de oportunidad con el precio ya está declarando cual es el precio máximo que está dispuesto a pagar y el modelo de optimización está diseñado en ese sentido para optimizar las cantidades de energía y los precios de mercado. El incorporar que el agente acepte los resultados de precios sin saber su magnitud le origina incertidumbre al mercado que no es propia de los mercados de electricidad, lo cual va en contra de un predespacho óptimo y económico y de</p>	<p>cantidades de energía de las ofertas de flexibilidad asociadas a los CF de la parte vendedora que resulten desatendida, conforme a la siguiente formulación:</p> $FO_{CF} = - \sum_{i \in \text{Firmes}} \rho * P_{\text{firme_cortada}(i)_n}, \forall P_{\text{firme_req}(i)} \neq 0$ $P_{\text{firme_cortada}(i)_n} \leq P_{\text{firme_req}(i)} - P_{\text{firme_precortada}(i)_n}$ $P_{\text{firme_req}(i)}^{\text{ajustada}} = P_{\text{firme_req}(i)} - P_{\text{firme_precortada}(i)_n} - P_{\text{firme_cortada}(i)_n}$ <p>Posterior a la ejecución "n":</p> $P_{\text{firme_precortada}(i)_{n+1}} = \sum_{n=1}^N (P_{\text{firme_cortada}(i)_n}) + \epsilon y, \forall P_{\text{firme_cortada}(i)_n} \neq 0$ <p>Las cantidades de energía declaradas de inyección y de retiro del CF, deberán ser reducidas al valor que resulte la $P_{\text{firme_req}(i)}^{\text{ajustada}}$ de cada CF.</p> <p>Donde:</p> <table border="1" data-bbox="1005 1130 1474 1362"> <tr> <td>$P_{\text{firme_cortada}(i)}$</td> <td>Variable que controla la desatención de la energía requerida por el comprador del Contrato Firme para la transacción i.</td> </tr> <tr> <td>$P_{\text{firme_precortada}(i)}$</td> <td>Valor que controla la desatención de la</td> </tr> </table>	$P_{\text{firme_cortada}(i)}$	Variable que controla la desatención de la energía requerida por el comprador del Contrato Firme para la transacción i.	$P_{\text{firme_precortada}(i)}$	Valor que controla la desatención de la	<p>que los CNFFF se despachan hasta donde sea <u>técnica y económicamente factible</u>. La propuesta del EOR incluye detalles que son eminentemente operativos, que deberían gestionarse y desarrollarse como parte de los procedimientos técnicos y comerciales necesarios para cumplir con las disposiciones contenidas en la regulación regional y no como una reforma directa de la normativa. No hay que perder de vista que, incorporar detalles procedimentales al RMER podría restringir la flexibilidad en la gestión del predespacho regional y llevar a resultados contrarios a los lineamientos dictados en los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2. Por lo tanto, se considera más adecuado que el procedimiento para cumplir con dichos lineamientos se maneje dentro de un procedimiento operativo, alineado con las normas y principios establecidos por la regulación regional, garantizando así una mejora continua y una respuesta ágil a las condiciones del Mercado Eléctrico Regional.</p> <p>En cuanto a que "no corresponde hacer un procedimiento operativo en paralelo al RMER, ya que actualmente el reglamento cuenta con una formulación matemática (...) la cual debe de ajustarse para poder realizar adecuadamente el corte de contratos (...) // antes de elaborar un procedimiento para el corte de contratos se hace necesario que previamente se ajuste la reglamentación actual (...) en el Anexo 3 del Libro II del RMER, (...) para el corte adecuado de contratos ante las situaciones de falta de disponibilidad en el PRENAC y escasez de ofertas en el MER.", es importante aclarar al participante que en la normativa del predespacho regional ya se encuentran los lineamientos para la priorización de los CF y los casos de disminución de CNFFF, específicamente en los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2 que</p>
$P_{\text{firme_cortada}(i)}$	Variable que controla la desatención de la energía requerida por el comprador del Contrato Firme para la transacción i.							
$P_{\text{firme_precortada}(i)}$	Valor que controla la desatención de la							

	<p>en la última columna de este documento, la cual se encuentra conforme el IRMER-E-03-2023, y ya una vez ajustada la regulación regional, elaborar los procedimientos operativos que correspondan.</p> <p><u>Con relación a la consignación del compromiso de cubrir los costos:</u></p> <p>La propuesta sometida a Consulta Pública se identifica que no es viable implementarla en estas condiciones, en cuanto que técnicamente no se ha probado y se desconocen cuales podrán ser los resultados, sean favorables o adversos en su aplicación para los agentes del MER.</p> <p>En el pasado, se ha aplicado la figura del "CMORC adicional" que lo aceptaba o rechazaba el agente al declarar sus contratos al predespacho regional y lo absorbía el agente responsable del servicio de la transmisión. En cambio, con la propuesta sometida en la Consulta Pública, la figura a utilizar sería una "TPNC adicional" ("...deberán consignar su compromiso de cubrir los costos necesarios a efecto de completar la energía declarada en el contrato con ofertas del mercado de oportunidad regional..."), que deberá aceptar o rechazar el agente inyector del contrato, quien no necesariamente es el responsable que asume el cargo por el servicio de la transmisión.</p> <p>Lo anterior, implica nuevas reglas de negocio y validaciones en el SIIM,</p>	<p>"...asegurar que la operación y el despacho regional de energía sea realizado con criterio económico ..." que es lo que le instruye al EOR el Tratado Marco en el literal b) del artículo N°28.</p> <p>Por otra parte, se generaría incertidumbre entre los agentes y también los OS/OM, ya que la capacidad de los generadores es información desconocida para los Agentes al momento de declarar sus contratos, ya que:</p> <p>1. Los agentes declaran sus ofertas a las 10:00 horas y desconocen si habrá disponibilidad de generación en la declaración del Predespacho nacional, originándose incertidumbre si deben o no consignar en su declaración de ofertas al MER para cubrir los sobrecostos asociados a la falta de disponibilidad de generación en el predespacho nacional.</p>		<p><i>energía requerida por el comprador del Contrato Firme para la transacción i. Tendrá un valor inicial de cero (0) en la primera ejecución del modelo de optimización (n=1). En caso sea necesario aplicar el literal c) del apartado A3.3 de este Anexo, es decir, una re-ejecución al modelo, entonces, tomará el valor de los cortes a la energía firme de las ejecuciones anteriores más una holgura (ϵy).</i></p> <p><i>n</i></p> <p><i>N</i></p> <p><i>ϵy</i></p> <p><i>$P_{firme, req}(t)$</i></p>	<p>establecen con claridad las reglas de priorización y limitación tanto para los CF como para los CNFFF. Estos numerales regulan las condiciones bajo las cuales se deben realizar las reducciones contractuales en función de la capacidad de transmisión disponible y la generación efectiva, asegurando que los CF mantengan una máxima prioridad en condiciones de restricción de la RTR, mientras que los CNFFF se despachan hasta donde sea técnica y económicamente factible.</p> <p>La propuesta del EOR incluye detalles que son eminentemente de carácter operativo y que deberían ser gestionados y desarrollados como parte de los procedimientos técnicos y comerciales necesarios para cumplir con las disposiciones contenidas en la regulación regional y no como una reformulación directa de la normativa. No hay que perder de vista que, la incorporación del detalle procedimental de aspectos operativos directamente en el RMER podría limitar la flexibilidad de la gestión del predespacho regional para cumplir con los lineamientos dictados en los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2.</p> <p>Es importante destacar que la formulación matemática establecida en el RMER contiene todos los elementos necesarios para optimizar todos los tipos de ofertas del MER, esto se denota en la operación normal donde todas las ofertas son optimizadas económicamente sin la necesidad de realizar acciones adicionales para asegurar la factibilidad del escenario optimizado. Sin embargo, el procedimiento al que se hace referencia en la mejora normativa, se refiere a una condición extrema del mercado donde las ofertas con componentes que no corresponden a variables optimizables sino a componentes fijas, no pueden ser satisfechas</p>
--	---	--	--	--	---

	<p>según lo que se está proponiendo en la Consulta Pública.</p> <p>En caso de que un agente acepte la "TPNC adicional" y como resultado esta resulte en un cargo elevado de manera sostenida, el agente podría agotar su garantía disponible, ocasionando su expulsión del predespacho o redespacho y una posible afectación en el resto de sus transacciones.</p> <p>Al permitirse la no reducción de contratos antes de la optimización, de aquellos contratos sin disponibilidad de generación en el correspondiente predespacho nacional, para aquellos agentes que hayan aceptado la "TPNC adicional", y no se tengan suficientes ofertas de inyección en el MOR, se acentúa el riesgo que durante la optimización del predespacho regional se activen las variables de desatención de energía en todos los contratos, inclusive en aquellos contratos con disponibilidad de generación. Es decir que, la no reducción previa de los contratos sin disponibilidad de generación incrementa el riesgo de reducción posterior de todos los contratos (con o sin disponibilidad de generación).</p> <p>Asimismo, esta situación de no tener un límite de aceptación de la "TPNC adicional" puede conllevar a un encarecimiento de los precios ex-ante en el MER, lo anterior, tomando en cuenta que el abastecimiento total de un contrato lo hace directamente la parte vendedora o lo flexibiliza</p>	<p>2. Los OS/OM, por su parte, deben de declarar el predespacho nacional hasta las 13:00 horas, sin embargo, los Agentes tienen hasta las 11:30 horas para modificar sus contratos.</p> <p>3. Misma situación de incertidumbre se presentaría en los casos Redespachos donde se pueden actualizar los Predespachos Nacionales, pero no las ofertas ni contratos.</p> <p>Es evidente que el RMER es específico y claro que al presentar el agente su oferta de flexibilidad de retiro, está declarando cual es el precio máximo que está dispuesto a pagar por la compra de energía al MOR (numeral 5.4.2 del Libro II del RMER), al establecer que el agente decida si se le acepta o rechaza su oferta en esa condición, estaría en contradicción con lo ya establecido en el RMER, por otra parte, el despacho forzado del MOR se vuelve una inyección inflexible que estaría en contradicción con</p>	<p>$P_{ajustada\ firme_req(i)}$</p> <p>$p$</p>	<p><i>Energía requerida ajustada para la parte compradora y la oferta de inyección de la parte vendedora del CF. Este término es equivalente a la Energía Requerida Reducida calculada en todos los tipos de reducción, corte o ajuste que se aplica a los CF según lo establece la Regulación Regional.</i></p> <p><i>Es el peso asociado a la variable para controlar la desatención de la energía requerida por el comprador del Contrato Firme para la transacción i. El valor debe ser al menos la oferta más alta de retiro para garantizar al máximo el suministro de la energía requerida.</i></p>	<p>total o parcialmente, sino que están sujetas a condiciones de cumplimiento de restricciones operativas y de disponibilidad de ofertas de inyección.</p> <p>Por esta razón, los componentes de variables de desatención mencionados por el EOR no forman parte de las ofertas de inyección ni retiro que provienen de la voluntad de los agentes, por esto no contienen componentes primales ni duales que representen directamente los resultados de la satisfacción de oferta y demanda como se describe para el precio ex-ante en el numeral 5.10 del Libro II del RMER. "Los precios nodales ex-ante serán calculados como el precio incurrido para satisfacer un incremento marginal de los retiros de energía en cada nodo de la RTR. Los precios nodales ex-ante para cada período de mercado serán determinados directamente por el algoritmo de solución del predespacho, como los multiplicadores de Lagrange de la restricción de balance de inyección y retiro para cada nodo de la RTR (variables duales del programa de optimización)". Por esto el modelo de optimización del Predespacho Regional contiene en su formulación las componentes y restricciones necesarias para obtener los precios ex-ante conforme lo planteado anteriormente, la marginalidad o afectación de variables adicionales que no corresponden "satisfacer un incremento marginal de los retiros de energía en cada nodo de la RTR" en el resultado final que no son fruto de la voluntad de los agentes representadas en sus ofertas.</p> <p>En cuanto a lo planteado sobre que se generaría una contradicción entre el RMER y el procedimiento operativo, al existir dos formulaciones matemáticas diferentes, se debe indicar que no debería haber diferencias, ya</p>
		<p>El término $P_{firme_cortada(i)}$ es el valor de la energía requerida no atendida en el nodo de la RTR, mientras que el término $P_{firme_req(i)}$ $P_{firme_cortada(i)}$ representa la energía requerida efectivamente atendida en el nodo.</p> <p><i>El peso asociado a la componente de Contratos Firmes debe ser tal que garantice una mayor prioridad frente a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles, es decir, por</i></p>			

	<p>mediante ofertas en el MOR a precios más bajos; sin embargo, cuando la parte vendedora no puede abastecer totalmente el contrato directamente (como el caso de falta de disponibilidad de generación en el predespacho nacional), entonces ocurre una flexibilización forzada a cualquier precio disponible en el MOR, inclusive a precios más altos que la oferta de inyección de la parte vendedora, lo cual no es un resultado óptimo ni económico.</p>	<p>lógica de equilibrio de mercado, donde el precio más económico y óptimo es el precio que el agente está dispuesto a pagar y que ha declarado a través de su oferta de compra.</p> <p>También hay que tomar en cuenta que el abastecimiento total de un contrato lo hace directamente la parte vendedora o lo flexibiliza mediante ofertas en el MOR a precios más bajos; sin embargo, cuando la parte vendedora no puede abastecer totalmente el contrato directamente entonces ocurre una flexibilización forzada a cualquier precio disponible en el MOR, inclusive a precios más altos que la oferta de inyección de la parte vendedora, lo cual no es un resultado óptimo ni económico.</p> <p>Por lo anteriormente expuesto, se recomienda que para que sea viable la aplicación de lo contenido en la Consulta Pública, se incorpore la formulación matemática indicada en la última columna denominada: “<i>Texto ajustado según comentario del participante (en caso corresponda)</i>”, conforme a</p>	<p><i>encima de la atención de la componente física de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles.</i></p> <p>El peso ρ, asociado a los Contratos Firmes, se calcula de la siguiente forma:</p> $\rho = b * \max \left(\begin{array}{l} \max_{or,s}(fr(or,s)), \\ \max_{oi,s}(fi(oi,s)), \\ \max_{cf,s}(ffi(cf,s)), \\ \max_{cff,s}(fffr(cff,s)), \\ \max_{cff,s}(fffi(cff,s)), \\ \max_{cff,s}(ffft(cff,s)) \end{array} \right)$ <p>Donde:</p> <p>b Constante, valor suficientemente alto para que no tenga repercusión en los despachos de energía del MER,</p> <p>$\max_{or,s}(fr(or,s))$ Oferta de oportunidad más alta de retiro.</p> <p>$\max_{oi,s}(fi(oi,s))$ Oferta de oportunidad más alta de inyección.</p> <p>$\max_{cf,s}(ffi(cf,s))$ Oferta de CF más alta.</p> <p>$\max_{cff,s}(fffr(cff,s))$ Oferta de flexibilidad de retiro más alta de CNFFF.</p>	<p>que el procedimiento formulado por el EOR debe elaborarse en observancia de la regulación regional de forma integral y cumplir con la normativa regional. En cuanto a los resultados finales antes de su versión final para la operación, deben abarcar todas las ofertas, considerando los contratos con sus respectivas reducciones, de acuerdo con la regulación regional y siguiendo el procedimiento desarrollado por el EOR, respetando todas las restricciones. Así, se destaca que los resultados finales del proceso de predespacho regional deben adherirse a todas las limitaciones del modelo de predespacho regional, incluso en condiciones de reducción de contratos, en este escenario de optimización final a pesar de que en la programación contenga variables de desatención, estas deben ser cero en su resultado primal y dual para asegurar que no tengan influencia en la optimización del predespacho regional y sea conforme a la regulación regional.</p> <p>Con relación a que “<i>La propuesta sometida a Consulta Pública (...) no es viable implementarla en estas condiciones (...) no se ha probado y se desconocen cuales podrán ser los resultados (...) // la figura a utilizar sería una 'TPNC adicional' (...) que deberá aceptar o rechazar el agente inyector del contrato, quien no necesariamente es el responsable que asume el cargo (...)</i>”, la iniciativa de permitir que un agente pueda ejecutar su contrato incluso sin disponibilidad de generación busca la posibilidad de gestionar situaciones de escasez. La propuesta sometida a consulta pública busca maximizar la asignación de energía, estabilizando los precios nacionales y procurando el suministro en países de la región. Esta medida no es una teoría sin base, sino una respuesta a las condiciones actuales del mercado, demostrando que el sistema puede</p>
--	---	---	---	---

		<p>lo que el EOR propuso en el IRMER-E-03-2023.</p> <p>Adicionalmente, para el caso de los Contratos Firmes es importante mencionar que:</p> <p>En el numeral 4.2.2 del Informe de Diagnóstico de la CRIE de la "PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES", en la página 16 indica:</p> <p><i>"Es importante mencionar que, el segundo párrafo del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, establece que "Como una condición de firmeza deberá verificarse que el vendedor dispone para el Mercado de Oportunidad Regional ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida por el comprador (...)"</i>; <u>es decir, la parte vendedora del CF debe de cumplir con la condición de firmeza del CF para lo cual la presentación de la oferta cumple con el</u></p>	<p>$max_{c,ff,s}(fffi(cff,s))$ Oferta de flexibilidad de inyección más alta de CNFFF.</p> <p>$max_{c,ff,s}(ffft(cff,s))$ Oferta de pago máximo por CVT más alta de CNFFF.</p> <p>ii. Reducción de CF sin respaldo de generación en el predespacho nacional.</p> <p>Posterior al plazo establecido en el inciso v, literal a) del numeral 5.13.2, del Libro II, del RMER, para la recepción del predespacho nacional y previo a la ejecución del modelo matemático de optimización del Predespacho Regional, Ajuste al Predespacho Regional o Redespacho Regional, si el EOR identifica que el predespacho nacional informado por el OS/OM, no contiene la generación disponible suficiente para respaldar la totalidad de la energía declarada en la oferta de oportunidad de inyección asociada a un CF después de descontar de la generación máxima la: a) generación despachada en el predespacho nacional, b) reserva de regulación primaria y Secundaria y c) otras transacciones no firmes regionales (ofertas de oportunidad y CNFFF) declaradas en el mismo punto de medida por el agente c, procederá a reducir a cero (0) MWh las otras transacciones no firmes regionales. Si</p>	<p>funcionar efectivamente incluso cuando las ofertas de inyección de contratos firmes carecen de capacidad disponible de generación, permitiendo que los agentes compren dicha energía en el mercado de oportunidad.</p> <p>Este tratamiento de cargos ya ha sido utilizado anteriormente por el EOR, como lo señala la Resolución CRIE-37-2017 en su segundo punto resolutivo: "2) El EOR podrá incluir un Contrato Firme en el Predespacho Regional en los casos antes descritos, cuando el agente parte de dicho contrato asume los cargos por el diferencial de precios nodales, declara oportunamente al EOR que acepta sin derecho a renunciar, el cargo que surja de distribuir, en proporción a la Energía Requerida de su contrato, el total de los CVT netos que resulten en el predespacho regional y en el periodo de mercado respectivo (...)". La decisión de operar bajo estas condiciones y asumir los riesgos asociados queda en manos del agente, quien evaluará su disposición a comprar su energía en el mercado de oportunidad para cubrir la energía requerida del contrato firme. En estas circunstancias, los retiros de los contratos firmes no llevan prioridad respecto a otros retiros, sino que dentro de la equidad están sujetos a ser satisfechos por las ofertas del mercado de oportunidad dentro de lo factible.</p> <p>Respecto a que "En caso de que un agente acepte la 'TPNC adicional' (...) esta resulte en un cargo elevado de manera sostenida, el agente podría agotar su garantía disponible, ocasionando su expulsión del predespacho o redespacho (...)" y "la no reducción previa de los contratos sin disponibilidad de generación incrementa el riesgo de reducción posterior de todos los contratos (con o sin disponibilidad de</p>
--	--	--	--	--

	<p><u>requerimiento.</u>" (Lo subrayado es propio).</p> <p>Al respecto, cabe indicar que, para cumplir con la condición de firmeza, no basta solamente con la presentación de la oferta, sino que también se debe de contar con la disponibilidad de generación en el predespacho nacional que respalde a dicha oferta, conforme los numerales: el literal d) del numeral 1.3.4.1 del Libro II del RMER y el inciso i), literal c) del numeral 1.4.2.2 del Libro II del RMER. Es decir que, presentar la oferta de inyección sin respaldo de generación en el PRENAC es equivalente a no presentarla y en ese sentido no se cumple con la condición de firmeza establecido en el segundo párrafo del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER.</p> <p>En ese sentido, el abastecimiento total de un contrato lo hace directamente la parte vendedora o lo flexibiliza mediante ofertas en el MOR a precios más bajos; sin embargo, cuando la parte vendedora no puede abastecer totalmente el</p>	<p>con la reducción anterior, aún no se dispone de generación suficiente para respaldar el CF, se reducirá a cero (0) MWh, la energía declarada, energía requerida de la parte compradora y la oferta de inyección de la parte vendedora de dicho CF.</p> <p>Modificar el numeral A3.4.6 del Anexo 3 del Libro II del RMER</p> <p><u>Modelo DC</u></p> <p>Ecuación de balance de potencia activa (igualdad):</p> $Bal_P_{ne} = \sum_{i \in \Omega_{ne}} \sum_s P_{ret(i,s)} + \sum_{rt \in \Omega_{ne}} i_{rt} * RTRMW_{rt} - \sum_{i \in \Omega_{ne}} \sum_s P_{iny(i,s)} - \sum_{i \in \Omega_{ne}} \sum_s P_{cfiny(i,s)} + \sum_{i \in \Omega_{ne}} (P_{firme_req(i)} - P_{firme_cortada(i)} - P_{firme_precortada(i)}) - \sum_{i \in \Omega_{ne}} G_i - \sum_{i \in \Omega_{ne}} P_{iny_fisica(i)}^0 + \sum_{i \in \Omega_{ne}} P_{ret_fisica(i)}^0 = -demanda_{ne}$	<p>generación).", el agente dentro de su evaluación de riesgo, debe tomar en cuenta que al aceptar el compromiso de asumir los cargos necesarios para cubrir la energía declarada en el contrato con ofertas del MOR, podría estar expuesto a que la garantía no sea la suficiente y por consiguiente ser expulsado del predespacho regional conforme la normativa regional, esto no difiere de una oferta sin pago máximo de los CNFFF, donde no existe una señal de precio límite, la cual ya es parte de la operación diaria. No obstante, se considera importante especificar en la propuesta de mejora normativa que la disposición a afrontar este costo deberá ser presentada en la declaración del contrato, por lo que resulta procedente agregar a la propuesta de modificación de el numeral A3.4.4.1 lo siguiente: "(...) En caso de que la generación disponible asociada al contrato sea menor a la energía declarada, los agentes participantes del contrato debieron haber consignado en la declaración su compromiso de cubrir los costos necesarios a efecto de completar la energía declarada en el contrato con ofertas del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la generación disponible declarada.(...)".</p> <p>"no tener un límite de aceptación de la 'TPNC adicional' puede conllevar a un encarecimiento de los precios ex-ante en el MER (...) flexibilización forzada a cualquier precio disponible en el MOR, inclusive a precios más altos que la oferta de inyección (...)"</p> <p>El objetivo de la implementación del compromiso de asumir los cargos necesarios para cubrir la energía declarada en el contrato con ofertas del MOR es proporcionar flexibilidad al agente para gestionar</p>
--	---	--	--

		<p>contrato directamente (como el caso de falta de disponibilidad de generación en el predespacho nacional), entonces ocurre una flexibilización forzada a cualquier precio disponible en el MOR, inclusive a precios más altos que la oferta de inyección de la parte vendedora, lo cual no es un resultado óptimo ni económico.</p> <p>Por lo anteriormente expuesto, se recomienda que para que sea viable la aplicación de lo contenido en la Consulta Pública, se incorpore la formulación matemática indicada en la última columna denominada: <i>“Texto ajustado según comentario del participante (en caso corresponda)”</i>, conforme a lo que el EOR propuso en el IRMER-E-03-2023.</p> <p>Es necesario que se modifique el numeral A3.4.6 del Anexo 3 del Libro II del RMER, conforme lo propuso el EOR en el IRMER-E-03-2023, para que la norma sea específica y contenga todos aquellos componentes necesarios para la</p>		<p>situaciones de escasez extrema, donde el MOR se convierte en la principal fuente de energía. Es importante resaltar que esta medida se aplica en condiciones excepcionales en las cuales el OS/OM ha declarado una disponibilidad de generación menor a la necesaria para abastecer la oferta de inyección del contrato, y no en el funcionamiento normal del mercado. Los precios resultantes de la optimización del MOR reflejarían las condiciones reales de necesidad de generación adicional, y aunque puedan ser superiores a las ofertas originales, este mecanismo busca maximizar la disponibilidad de energía para abastecer el Contrato Firme.</p> <p>En cuanto a que <i>“el segundo párrafo del numeral A3.4.4.2 (...) establece que ‘Como una condición de firmeza deberá verificarse que el vendedor dispone (...) ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida (...)’ ‘presentar la oferta de inyección sin respaldo de disponibilidad de generación en el PRENAC es equivalente a no presentarla (...) no se cumple con la condición de firmeza (...) numeral A3.4.4.2 (...)’</i>. Tal y como se ha analizado en el informe de diagnóstico, el agente cuando declara su contrato firme debe cumplir con disponer de ofertas de inyección para el MOR. En los casos mencionados por el EOR, no se identificó un incumplimiento por parte del agente sino una situación en la que dicha oferta no contaba con generación disponible en el Predespacho Nacional, el cual es un insumo suministrado por el OS/OM y que representa una restricción en el Predespacho Regional. Cabe mencionar, que la aceptación de estos contratos sin respaldo de disponibilidad de generación en el PRENAC ha sido aceptada por el EOR durante la operación comercial del MER.</p>
--	--	---	--	---

		<p>optimización del modelo de predespacho regional. Asimismo, el contenido del RMER debe ser claro en su aplicación para los agentes, OS/OM, Reguladores nacionales y otras partes interesadas.</p>	<p>En conclusión, los elementos necesarios para el predespacho regional ya están claramente establecidos en la normativa actual del RMER, específicamente en los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2. Estos numerales definen las reglas y limitaciones aplicables a los CF y CNFFF, proporcionando un marco normativo que asegura la priorización y cumplimiento en situaciones de escasez y restricciones técnicas. La inclusión de elementos adicionales en el marco normativo, como los procedimientos operativos específicos para la optimización de contratos en situaciones extremas, debe gestionarse mediante un procedimiento operativo en lugar de una modificación normativa, garantizando flexibilidad en la gestión sin comprometer los principios de regulación ya establecidos. De esta forma, se asegura que tanto la normativa como los procedimientos operativos se mantengan alineados y coherentes con las condiciones del mercado. Por todo lo anterior, se considera adecuado acoger parcialmente lo indicado por el participante únicamente en cuanto a especificar que el compromiso de asumir los estos cargos necesarios para cubrir la energía declarada en el contrato con ofertas del MOR deberá estar consignada en la declaración del contrato, por lo que la norma ajustada deberá leerse de la siguiente forma:</p> <p><i>“Como una condición de firmeza el EOR deberá verificar que el vendedor dispone para el Mercado de Oportunidad Regional ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida por el comprador. En caso de que la generación disponible asociada al contrato sea menor a la energía declarada, el agente inyector debió haber consignado en la declaración su compromiso de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada en el contrato con ofertas</i></p>
--	--	---	---

					adicionales del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la generación disponible declarada. La condición de energía requerida se modelará con: (...)"
OBSERVACIONES GENERALES					
#	PARTICIPANTE	COMENTARIO/OBSERVACIÓN		TEXTO DEL NUMERAL /APARTADO AJUSTADO SEGÚN COMENTARIO DEL PARTICIPANTE (EN CASO CORRESPONDA)	ANÁLISIS CRIE
1	INSTITUTO NICARAGUENSE DE ENERGIA	<p>De acuerdo a la Resolución N° CRIE-27-2024 la CRIE plantea ajustar los numerales A 3.4.1.1 y A 3.4.4.2 Anexo 3 del Libro II del RMER relacionado con las reducciones de los Contratos No Firmes Físicos Flexibles y de los Contratos Firmes.</p> <p>Entendemos que los CNFFF podrán ser reducidos también cuando no exista conectividad eléctrica entre los nodos de inyección y retiro declarados en el predespacho regional.</p> <p>Según el REMER (SIC) en el literal a) del numeral 1.3.4.4 Predespacho del Libro II se establece que la energía de los Contratos Firmes se consideran retiros físicos a ser programados y según el literal c) del mismo numeral los CF tendrán la máxima prioridad de suministro en el MER estableciendo como únicas condiciones para la reducción de estos contratos en caso que la energía no pueda ser entregada parcial o totalmente en el nodo de retiro de la parte compradora causada por restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la RTR o por cumplimiento de criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales, por lo cual aparentemente existe una contradicción con la propuesta de ajuste remitida por el EOR dado que las causas de reducción expuesta para promover dicho ajuste según su informe son diferentes a las establecidas en el MER, por cuanto esta propuesta estaría aportando mayor flexibilidad al compromiso de energía adquirido en un CF, considerando que el contrato estaría ajustado a las condiciones del mercado no a lo originalmente pactado entre las partes por cuanto posiblemente se podría estar inclinando el compromiso firme hacia la definición de</p>			<p>En cuanto a lo planteado por el participante sobre que "los CNFFF podrán ser reducidos también cuando no exista conectividad eléctrica entre los nodos de inyección y retiro declarados en el predespacho regional.", es preciso destacar que esta medida es congruente con la prioridad de los Contratos Firmes y ya está siendo aplicada a ellos, conforme a lo establecido en el romano i del literal (b) del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, que indica que, en ausencia de conectividad eléctrica entre los nodos de inyección y retiro, las cantidades de energía se reducirán a cero. De esta forma, se lleva a cabo la reducción tanto de CF como de CNFFF en igualdad de condiciones operativas para los casos de isla eléctrica.</p> <p>En relación con que "El literal a) del numeral 1.3.4.4 del Libro II del RMER establece que la energía de los Contratos Firmes se consideran retiros físicos a ser programados (...) El literal c) del mismo numeral establece que los CF tendrán la máxima prioridad de suministro en el MER (...), siendo las únicas condiciones para la reducción de estos contratos que la energía no pueda ser entregada (...) por</p>

	<p>un CNFFF, por otro lado el mismo informe indica que el déficit en el suministro de la demanda contratada por CF se dio en otros temas por incumplimientos de la parte vendedora a lo establecido en el RMER al comprometer energía sin el respaldo requerido, pero la metodología propuesta está enfocada en reducir el compromiso de energía.</p>		<p><i>restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la RTR o por cumplimiento de criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales.</i>”, el informe de diagnóstico y análisis realizado confirma que la normativa establece claramente que los Contratos Firmes (CF) tienen la máxima prioridad de suministro y que sus reducciones están condicionadas a limitaciones físicas en la RTR y al cumplimiento de criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales. Estos principios son fundamentales para garantizar la estabilidad y confiabilidad del suministro en el MER.</p> <p>Por otro lado, en referencia a que <i>“Aparentemente existe una contradicción con la propuesta de ajuste remitida por el EOR dado que las causas de reducción expuesta para promover dicho ajuste según su informe son diferentes a las establecidas en el MER.”</i>, es importante aclarar que la propuesta sometida a consulta pública no es la presentada por el EOR y que en línea con los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2 se ha propuesto la creación de un procedimiento para cumplir los lineamientos contenidos en dichos numerales. Por lo tanto no introduce causas adicionales de reducción, sino que establece la necesidad de contar con procedimientos específicos para casos donde, a pesar de la máxima prioridad otorgada, las condiciones operativas, tales como, falta de conectividad eléctrica o disponibilidad insuficiente de generación, impiden atender la energía requerida.</p> <p>Además, la propuesta permite a los agentes ajustar sus contratos firmes a la capacidad de generación declarada cuando su OS/OM no haya confirmado suficiente capacidad para cubrir toda la oferta de inyección del CF antes de iniciar el predespacho o redespacho</p>
--	---	--	---

			<p>regional. Esta medida otorga al agente la posibilidad de reducir el contrato antes de la optimización, lo que le permite decidir si asumir el posible sobrecosto en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) o evitar cargos adicionales por TPNC si la capacidad no ha sido garantizada por el OS/OM.</p> <p>Respecto a que la propuesta del EOR “<i>estaría aportando mayor flexibilidad al compromiso de energía adquirido en un CF, considerando que el contrato estaría ajustado a las condiciones del mercado (...) inclinando el compromiso firme hacia la definición de un CNFFF.</i>”, se debe indicar que de acuerdo con la definición de Contrato Firme en el glosario del RMER, un CF otorga prioridad de suministro de la energía contratada a la parte compradora y debe estar asociado a Derechos de Transmisión entre los nodos de inyección y retiro. Esto implica que, bajo condiciones normales, el CF tiene un derecho preferente sobre la transmisión y el suministro de energía contratada, garantizando que las necesidades del comprador sean satisfechas antes que las de otros tipos de contratos, siempre y cuando existan las condiciones técnicas para cumplirlo.</p> <p>Según el literal c) del numeral 1.3.4.4 del Libro II del RMER, los CF tienen la máxima prioridad de suministro en el Mercado Eléctrico Regional (MER), y la energía requerida solo puede ser reducida cuando existen restricciones físicas en la capacidad de transmisión de la Red de Transmisión Regional (RTR) o por el cumplimiento de criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales. Esto asegura que los CF mantengan su prioridad en condiciones de restricciones de transmisión, reflejando su papel fundamental en el MER.</p>
--	--	--	---

				<p>El literal d), complementando esta disposición, establece que cuando no sea posible atender completamente la energía requerida por los CF en el predespacho debido a restricciones en la RTR, el EOR debe realizar una reducción proporcional en las cantidades de energía y en las ofertas de flexibilidad de cada CF afectado por la restricción de transmisión, y recalculer el predespacho regional según estos ajustes, tal como se establece en el Anexo 3 del RMER. La propuesta en consulta no introduce causas adicionales de reducción para los CF, sino que plantea procedimientos específicos para casos en los que, a pesar de la máxima prioridad otorgada, las condiciones operativas —como la falta de conectividad eléctrica o insuficiente disponibilidad de generación— impiden atender plenamente la energía requerida. Estas situaciones se encuentran contempladas bajo la “Restricción de atención de energía requerida en el retiro”, mencionada en el literal (a) del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3, y encajan en las restricciones técnicas que el RMER ya prevé. Además, la propuesta proporciona al agente la opción de ajustar su contrato a la capacidad de generación disponible cuando su OS/OM no haya declarado suficiente capacidad en el generador asociado para cubrir toda la oferta de inyección del CF antes del inicio de la optimización del predespacho o redespacho regional. Esto permite al agente decidir si asumir los posibles costos adicionales en el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) para cubrir el retiro del contrato, o evitar posibles cargos adicionales en concepto de TPNC si la capacidad declarada resulta insuficiente, dando flexibilidad operativa en situaciones donde la generación disponible no puede satisfacer las demandas del CF.</p>
--	--	--	--	---

		<p>Este enfoque no altera la firmeza de los CF ni los convierte en Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF). Más bien, permite una gestión operativa adaptada a las condiciones reales del sistema y maximiza el uso de la energía disponible en situaciones de escasez. Así, la propuesta respeta los principios de prioridad establecidos en los literales c) y d) del numeral 1.3.4.4 y la definición de CF en el RMER, al tiempo que asegura que se realicen ajustes solo cuando las limitaciones técnicas lo requieran, garantizando el suministro en condiciones críticas del mercado.</p> <p>Con relación a que <i>“El déficit en el suministro de la demanda contratada por CF se dio (...) por incumplimientos de la parte vendedora a lo establecido en el RMER al comprometer energía sin el respaldo requerido.”</i>, es importante aclarar al participante que en ningún extremo del informe de diagnóstico se hizo referencia a incumplimientos por parte de ningún actor del MER; a lo que el informe de diagnóstico hace referencia es a la falta de disponibilidad de generación para la energía declarada por la parte vendedora de los Contratos Firmes (CF). Esto se observa cuando los predespachos nacionales, informados por los Operadores del Sistema/Operadores de Mercado (OS/OMS), no incluyen la disponibilidad total de generación para respaldar la oferta de inyección en los CF, lo que genera una necesidad de disponibilidad de generación que es satisfecha por el Mercado de Oportunidad Regional para garantizar la máxima prioridad de suministro de la parte compradora del Contrato Firme, conforme la regulación regional.</p> <p>Debido a lo anterior, considerando que el participante no presenta una propuesta</p>
--	--	---

				concreta de modificación, se toma nota del comentario presentado.
2	AES PANAMA S.R.L.	<p>Agradeceremos recibir más información acerca de este punto: “También se detectó una falta recurrente de respaldo de generación para la energía declarada por la parte vendedora de los CF y CNFFF en los predespachos nacionales, lo que llevó a una dependencia de ofertas de oportunidad a precios más altos”</p> <p>Solicitamos más información sobre este punto: “Se propone permitir a los agentes decidir entre aceptar el precio de optimización o reducir la capacidad de generación previamente declarada, y detallar condiciones de disminución a cero de contratos en situaciones de islas eléctricas. No se prevén costos monetarios importantes ya que los ajustes serán realizados con recursos propios del EOR”.</p> <p>Solicitamos aclaración acerca de este párrafo: “En casos donde la oferta de oportunidad del Contrato Firme no suministra la energía necesaria, esta debería ser proporcionada por el mercado de oportunidad regional, a veces a un precio mayor al inicialmente ofertado por el agente inyector”.</p>	<p>Por favor compartir que otras causas diferentes a las restricciones de exportación temporales impuestas por los OS/ OM han llevado a esté desabastecimiento.</p> <p>Sugerimos que la aceptación de esté precio de optimización se haga a través de una columna adicional con un indicador de “Si” o “No” en las planillas de oferta.</p> <p>Por favor aclarar a que se refieren con que la oferta de oportunidad del Contrato Firme no suministra la energía necesaria.</p>	<p>En relación con la solicitud de información adicional sobre la falta de respaldo de generación para la energía declarada por la parte vendedora de los Contratos Firmes (CF) y Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF) en los predespachos nacionales, el informe indica que, además de las restricciones de exportación impuestas por los OS/OMS, existen otras causas que han contribuido al desabastecimiento.</p> <p>Se ha identificado que la disponibilidad de generación declarada en los predespachos nacionales por el OS/OM respectivo no fue suficiente para poder abastecer completamente el contrato, lo que obligó a que la energía faltante fuera despachada desde el Mercado de Oportunidad Regional (MOR) para cubrir los contratos regionales. Esta falta de generación incrementó la dependencia de las ofertas de oportunidad del MOR, que usualmente tienen precios más altos. Estas condiciones se presentaron en varios periodos críticos, como en mayo y junio de 2023, así como en marzo y abril de 2024, según se detalla en los análisis del informe.</p> <p>Respecto a “permitir a los agentes decidir entre aceptar el precio de optimización o reducir la capacidad de generación previamente declarada”, se aclara al participante que el objetivo de la propuesta sometida a consulta pública es otorgar al agente la opción de operar su contrato regional, incluso cuando no disponga de suficiente generación en el predespacho nacional, siempre que esté dispuesto a asumir los posibles costos adicionales para satisfacer el retiro del contrato mediante ofertas del</p>

		<p>mercado de oportunidad regional, sin importar el precio de dichas ofertas. Esta decisión deberá estar claramente consignada en la declaración del contrato firme, y el EOR determinará la forma más eficaz de recopilar esta información proporcionada por el agente inyector del contrato.</p> <p>En cuanto a las condiciones de “<i>islas eléctricas</i>” estas pueden ser el resultado de particiones del Sistema Eléctrico Regional (SER), o de mantenimientos nacionales que desconecten los nodos de inyección y retiro, lo que impide operativamente que sean abastecidos directamente por su contraparte. Dado que el Contrato Firme ya cuenta con un tratamiento específico en la regulación regional para esta situación, y por coherencia con la prioridad de los contratos firmes, se propone extender este mismo tratamiento a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF).</p> <p>Con respecto a que “<i>No se prevén costos monetarios importantes ya que los ajustes serán realizados con recursos propios del EOR</i>” se ha identificado que las modificaciones propuestas, como la decisión de los agentes entre aceptar el precio de optimización o reducir la capacidad de generación, y la inclusión de condiciones para disminuir contratos en situaciones de islas eléctricas, no requieren la adquisición de infraestructura adicional ni la contratación de servicios externos. El EOR cuenta con el personal capacitado, herramientas tecnológicas y plataformas de gestión necesarias para realizar estos ajustes dentro de su estructura operativa existente. Esto incluye la actualización de los modelos de optimización, el desarrollo de procedimientos específicos y la implementación de los cambios normativos</p>
--	--	---

			<p>dentro del marco de sus capacidades técnicas actuales, lo que elimina la necesidad de incurrir en costos adicionales significativos. Por ello, la institución puede asumir estas tareas dentro de su presupuesto operativo habitual.</p> <p>Respecto a que <i>“la oferta de oportunidad del Contrato Firme no suministra la energía necesaria”</i>, se aclara al participante que esta se refiere a situaciones en las que la generación disponible del generador asociado al contrato, declarada por el OS/OM en el predespacho nacional, resulta insuficiente para respaldar la oferta de inyección. Cuando esto sucede, el déficit debe ser cubierto mediante energía adicional proveniente del mercado de oportunidad regional (MOR), que frecuentemente tiene un precio superior al ofertado inicialmente por el agente inyector en su propuesta de flexibilidad. Cabe destacar que esta condición es ajena al agente ofertante, ya que responde a evaluaciones realizadas por el OS/OM de su respectivo país al momento de consignar las capacidades de generación en la declaración del predespacho nacional al EOR, tal como lo establece el numeral 5.12.1 del Libro II del RMER.</p> <p>Por lo tanto, se detalla que la falta de respaldo de generación para los CF y CNFFF en los predespachos nacionales puede deberse a factores como restricciones de exportación y la insuficiencia de generación declarada por los OS/OMS, lo que ha incrementado la dependencia del MOR a precios superiores. La propuesta sometida a consulta pública tiene como objetivo brindar a los agentes la opción de aceptar los precios de optimización o ajustar la capacidad de generación declarada, permitiendo mayor flexibilidad en la gestión de los contratos. Asimismo, se aclara que las condiciones para disminuir contratos a cero en</p>
--	--	--	---

				<p>situaciones de islas eléctricas ya están reguladas para los CF y se extenderán a los CNFFF, manteniendo coherencia normativa. Respecto a los costos de implementación de la mejora normativa, no se prevén gastos adicionales significativos, ya que los ajustes serán realizados dentro de las capacidades técnicas y operativas actuales del EOR, sin requerir infraestructura o servicios externos.</p> <p>Derivado de lo anterior, considerando que el participante no presentó una propuesta concreta de modificación, se toma nota del comentario presentado.</p>
3	<p>UNIDAD DE TRANSACCIONES</p>	<p><i>“Se solicita se evalúe la posibilidad de incorporar en el RMER que, el EOR, posterior a la recepción de ofertas de oportunidad, contratos nacionales y predespacho nacional inicial, verifique la capacidad disponible por cada una de las partes de inyección tanto de un Contrato Firme (CF) como de un Contrato No Firme Físico Flexible (CNFFF), de tal forma que el EOR disminuya la parte física del contrato hasta un valor igual a la capacidad disponible declarada en el predespacho inicial para el generador asociado al contrato. De establecerse esta modificación indicada, ya no sería necesario incorporar una nueva indicación para que los agentes del mercado acepten, o no, sobrecostos para cubrir sus CFs y CNFFFs.”</i></p> <p><i>“En caso de no ser considerada la alternativa anterior, y por ende, se mantenga la nueva indicación a partir de la cual, los agentes del MER deban consignar su compromiso de aceptar los sobrecostos para cubrir su contrato, se solicita que la opción de la consignación sea contemplada para todos (sic) las partes de inyección de todos los CFs y CNFFFs, debido a que pueden darse situaciones en el mercado que imposibiliten el abastecimiento de estos contratos, más allá que el respaldo sea menor al contrato declarado.”</i></p>		<p>En cuanto a su solicitud de valorar la posibilidad de incorporar en el RMER, que el EOR verifique la capacidad disponible y reduzca la parte física del contrato a esta capacidad, eliminando la necesidad de aceptar sobrecostos para cubrir CF y CNFFF, es importante destacar que la propuesta sometida a la presente Consulta Pública busca optimizar la energía disponible en el MER y afrontar situaciones de escasez.</p> <p>En aras de optimizar la mayor cantidad de energía disponible en el MER, se propone proveer al ofertante la posibilidad de operar el contrato abasteciéndose con ofertas de oportunidad disponibles en el mercado. Esto se realiza bajo la premisa de que el agente ha evaluado que, en una situación extrema, está dispuesto a afrontar el riesgo inherente de los precios ofertados en el Mercado de Oportunidad Regional hasta lo técnicamente factible.</p> <p>De esta forma, la sugerencia de que el EOR “(...) disminuya la parte física del contrato (...)” según la capacidad disponible declarada en el predespacho inicial, no considera el propósito de la propuesta, que es ofrecer</p>

				<p>flexibilidad a los agentes para que puedan decidir cómo gestionar sus compromisos basados en las condiciones del mercado, en lugar de una reducción automática que pueda limitar su capacidad de respuesta.</p> <p>Ahora bien, en cuanto a lo planteado sobre que, si se mantiene la indicación de aceptar posibles sobrecostos para cubrir contratos, solicita que la consignación aplique a todas las partes de inyección de CFs y CNFFFs, es importante señalar que la propuesta de consignación será aplicable para todos los Contratos Firmes (CF) y Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF), sin excepción. Este enfoque se implementará para garantizar que, en situaciones donde las condiciones del mercado impidan el abastecimiento de estos contratos “ (...) incluso más allá de los casos en que el respaldo sea menor al contrato declarado (...)”, los agentes tengan la posibilidad de decidir si aceptan asumir los eventuales sobrecostos necesarios para cubrir sus compromisos.</p> <p>Este marco permitirá a los agentes del MER afrontar las circunstancias adversas del mercado de manera más flexible y proactiva, asegurando que todos los contratos tengan la misma oportunidad de ser respaldados mediante ofertas del mercado de oportunidad regional, según la disponibilidad de generación y las condiciones operativas vigentes.</p> <p>En razón de lo anterior, no se considera adecuado acoger lo planteado por el participante.</p>
4	ORAZUL ENERGY GUATEMALA	<i>“Es necesario poder acotar el riesgo de generador cuando se consigna el compromiso de cubrir los costos necesarios a efecto de completar la energía declarada con ofertas del mercado de oportunidad, por lo que debería establecerse que con esta declaración se incluya también el precio de oportunidad máximo</i>		Sobre lo planteado por el participante de acotar el riesgo del generador cuando se consigna el compromiso de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada con ofertas

	<p><i>que está dispuesto a asumir, por lo que si se alcanza este precio debiera ser reducido a su capacidad declarada.”</i></p>		<p>del mercado de oportunidad, se debe indicar que el objetivo de esta opción no es crear un segundo escalón de optimización del mercado, sino más bien permitir que, cuando el agente que opera el contrato no firme físico flexible esté dispuesto a asumir los posibles sobrecostos y riesgos inherentes de suplirse del mercado de oportunidad regional, se optimice y se asigne la mayor cantidad de energía posible. Esta estrategia tiene como propósito dar la opción de que el agente pueda cumplir con sus necesidades comerciales, maximizando su acceso a la energía disponible en el mercado de oportunidad.</p> <p>Con respecto a que “<i>si se alcanza este precio debiera ser reducido a su capacidad declarada.</i>”, es de señalar que, en lugar de establecer un límite rígido en el precio, la propuesta sometida a la presente consulta pública fomenta la flexibilidad para que los agentes decidan, de acuerdo con su evaluación de riesgos, si desean asumir los posibles sobrecostos para cumplir con sus compromisos contractuales. La reducción automática del contrato al alcanzar un precio máximo iría en contra del objetivo principal de la propuesta, que es asignar la mayor cantidad de energía posible para apoyar a los países en situaciones de escasez y satisfacer las demandas energéticas de los agentes que están dispuestos a asumir esos riesgos. De esta forma, se asegura que se optimice el uso de los recursos disponibles, priorizando la asignación de energía para afrontar las situaciones críticas del mercado eléctrico regional.</p> <p>De lo anterior se desprende, que lo presentado por el agente no es procedente ya que en la propuesta sometida a consulta pública ya se establece un enfoque flexible que permite a los agentes asumir un rol activo en la gestión de</p>
--	---	--	--

				<p>sus contratos, ante situaciones en las que el OS/OM declara que el generador asociado a la oferta de inyección del contrato no cuenta con capacidad suficiente; en este sentido, el agente puede evaluar los riesgos y costos de abastecimiento a través del mercado de oportunidad regional. Establecer un límite adicional de precio, contradice el propósito de maximizar la asignación de energía en situaciones de escasez, un objetivo central de esta propuesta, que busca dar a los agentes la opción de mantener el suministro afrontando el riesgo inherente a abastecerse del mercado de oportunidad.</p>
5	<p>UNIDAD DE TRANSACCIONES</p>	<p>Se solicita que el “Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzada” para el recorte de CFs y CNFFFs ante la ausencia de ofertas de oportunidad, sea debidamente estudiado con los agentes y OS/OMs de la región, y que al momento de ser compartido se especifiquen las premisas consideradas para su elaboración, así como las condicionantes que puedan conllevar a la actualización de éste; para que luego sea incorporado como un anexo en el RMER.</p>		<p>Con respecto al comentario presentado por el participante, cabe señalar que se ha considerado conveniente que el EOR elabore dicho procedimiento en coordinación con los OS/OMS.</p> <p>Asimismo, con el fin de procurar una implementación adecuada, resulta pertinente otorgar un plazo para la entrada en vigor de los cambios normativos sometidos a la presente Consulta Pública, para que el EOR coordine con los OS/OMS y realice los talleres necesarios para la creación del procedimiento operativo antes mencionado, tomando en cuenta aquellos comentarios que se estimen procedentes.</p> <p>Por tanto, dicho procedimiento deberá ser publicado en la página web del EOR con al menos 15 días calendario de anticipación a la entrada en vigor (el 1 de mayo de 2025) de la modificación normativa adjunta al presente, incorporando así la participación de los operadores en la configuración final del procedimiento y asegurando una implementación adecuada.</p>

				<p>Ahora bien, en cuanto a la incorporación de dicho procedimiento como anexo del RMER, se debe indicar que la regulación regional ya cuenta con los elementos necesarios para la conformación de dicho procedimiento y se destaca que este no forma parte de la operación normal del predespacho regional, sino que corresponde a situaciones extremas en las que es necesario reducir los contratos debido a la imposibilidad técnica de satisfacerlos. Por tanto, dado que este procedimiento tiene una naturaleza operativa y se encuentra bajo la responsabilidad del EOR, su inclusión directa en el RMER no se considera adecuada, ya que el referido reglamento se enfoca en el marco normativo general, mientras que los procedimientos específicos, como este, pueden ajustarse con mayor flexibilidad fuera del marco normativo, permitiendo que el EOR realice las actualizaciones necesarias sin requerir modificaciones al RMER.</p>
6	<p>UNIDAD DE TRANSACCIONES</p>	<p><i>“Con respecto a la nueva indicación establecida para los CFs y CNFFs , correspondiente a que los agentes del MER deberán consignar su compromiso de cubrir los costos necesarios a efecto de completar la energía declarada en el contrato con ofertas del mercado de oportunidad regional, atendiendo a la claridad normativa, se solicita especificar a qué se refiere la obligación de ‘consignar’ indicada ¿De qué forma se hará dicha consignación? ¿Qué validación adicional en la información presentada por los agentes será implementada? ¿Existirá un periodo de pruebas entre el EOR, los OS/OM y los agentes para la implementación de los cambios a raíz de esta consignación a la que se hace referencia en el numeral?”</i></p>		<p>En relación con la nueva indicación establecida para los CF y CNFFF, que requiere que los agentes del MER consignen su compromiso de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada mediante ofertas del MOR, se aclara lo siguiente:</p> <p>La obligación de consignar implica que los agentes deberán declarar formalmente su aceptación para asumir los costos adicionales requeridos para abastecer la energía declarada en sus contratos. Esta declaración será realizada dentro del marco de las transacciones previas al proceso de predespacho regional, a través de los sistemas habilitados por el EOR. Dicho compromiso deberá reflejarse en los formatos o módulos específicos del sistema, asegurando la transparencia y trazabilidad de esta decisión.</p>

					<p>Para garantizar que la información presentada por los agentes cumpla con las reglas del mercado y sea operativamente viable, el EOR implementará mecanismos de validación adicionales. Estas verificaciones confirmarán que los compromisos consignados sean técnicamente factibles y se alineen con las capacidades declaradas en los predespachos nacionales, contribuyendo a la estabilidad y eficiencia del mercado.</p> <p>Además, se instruirá al EOR a que trabaje en coordinación con los OS/OMS de la región, para definir el procedimiento específico para realizar estas declaraciones y proceder en cumplimiento de la regulación regional.</p> <p>Considerando que el participante no presentó una propuesta concreta de modificación, se toma nota del comentario presentado</p>		
8	<p>ENTE OPERADOR REGIONAL</p>	<p>Para solventar los problemas ocurridos en el MER asociados a los cortes de Contratos regionales de tal forma que la propuesta sometida a Consulta Pública pueda ser aplicable, es necesario adicionarle a la Función Objetivo del modelo de optimización del Predespacho regional la componente relacionada a los Contratos No firmes Físicos Flexibles.</p> <p>La CRIE en el numeral 4.2.1.2 del Informe de Diagnóstico de la <i>"PROPUESTA DE MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER</i></p>	<p>Es necesario que se modifique el numeral A3.4.1 del Libro II del RMER, para que la norma sea específica y contenga todos aquellos componentes necesarios para la optimización del modelo de predespacho regional. Asimismo, el contenido del RMER debe ser claro en su aplicación para los agentes, OS/OM, Reguladores nacionales y otras partes interesadas.</p> <p>La formulación matemática asociada a la función objetivo del modelo de predespacho regional, es recomendable que esté contenida en una misma sección del RMER y no en documentos dispersos como un</p>	<p>Se recomienda adicionar la definición de la función FO_1 en el numeral A3.4.1 del Anexo 3 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:</p> <p><i>La función objetivo por periodo de mercado a optimizar será la siguiente:</i></p> <p>....</p> <p>Donde:</p> <p>FO_1 Componente adicional de la función objetivo en relación a los Contratos Firmes y Contratos No firmes Físicos Flexibles.</p> <p>Siendo $FO_1 = FO_{Cnfff} + FO_{Cf}$</p> <p>Donde:</p> <table border="1" data-bbox="1052 1273 1543 1382"> <tr> <td data-bbox="1052 1273 1178 1382">FO_{Cnfff}</td> <td data-bbox="1178 1273 1543 1382">Componente adicional de la función objetivo en relación a los Contratos No firmes Físicos Flexibles.</td> </tr> </table>	FO_{Cnfff}	Componente adicional de la función objetivo en relación a los Contratos No firmes Físicos Flexibles.	<p>Con respecto al comentario: <i>"Por lo que, se confirma que las variables de corte de los contratos no tienen un carácter indicativo, puesto que afectan la operación normal del predespacho regional y deben ser configuradas dentro de la función objetivo."</i></p> <p>Cabe resaltar que las variables mencionadas ya han sido probadas por el EOR en el <i>"Procedimiento transitorio de corte de contratos ante escasez de ofertas de oportunidad de inyección del MOR,"</i>, procedimiento que fue remitido a la CRIE mediante la nota EOR-GM-12-04-2024-0349. En ésta, se presentó el uso de componentes adicionales en la función objetivo del predespacho regional; este procedimiento ya fue utilizado y probado dentro de la operación del predespacho regional con sus componentes declaradas. En el mismo se menciona que las reducciones se deben realizar hasta que tengan un valor de cero lo que muestra su carácter</p>
FO_{Cnfff}	Componente adicional de la función objetivo en relación a los Contratos No firmes Físicos Flexibles.						

	<p><i>RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES</i>, en las páginas 12 y 13, considera que las variables que indican la desatención tienen una “función indicativa”, pero también afirma que:</p> <p><i>“Es importante señalar, que en el análisis realizado por la CRIE a estas variables, se advirtió que <u>deben ser configuradas dentro de la función objetivo de forma que no afecten la operación normal del Predespacho Regional tanto en la solución primal (despacho de energía) como en la dual (marginales que son los que se usan como insumo para los precios nodales ex ante). Por lo cual, la activación de estas variables debe conducir a procesos adicionales de disminución de los contratos indicados por la variable hasta obtener resultados en los que estas variables sean igual a cero.</u>”</i> (Lo subrayado es propio). Por lo que, se confirma que las variables de corte de los contratos no tienen un carácter indicativo, puesto que afectan la operación normal del predespacho regional y deben ser configuradas dentro de la función objetivo.</p> <p>También es de considerar lo siguiente:</p> <p>El numeral A3.4.4.1 del Anexo 3 del Libro II del RMER, establece</p>	<p>procedimiento operativo, esto para mejorar la comprensión de lectura de los actores del MER.</p> <p>Se adiciona en cuanto que es parte integral de las componentes y variables de desatención de energía incluida en el modelo de predespacho regional y en consecuencia se utilizan para resolver la problemática ocurrida en el MER asociada a los cortes de Contratos regionales, por lo que es indispensable que sea incorporada a la normativa regional conforme lo propuso el EOR en el IRMER-E-03-2023.</p>	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="1052 246 1186 360"><i>FO_{CF}</i></td> <td data-bbox="1186 246 1562 360">Componente adicional de la función objetivo en relación a los Contratos Firmes.</td> </tr> </table>	<i>FO_{CF}</i>	Componente adicional de la función objetivo en relación a los Contratos Firmes.	<p>indicativo en la rutina. Ahora, se aclara al participante que las variables Pfirmes_cortada(i) y PCnfff_cortada(i), tal como se realizó en dicho procedimiento, deben tener un valor de cero como resultado de la optimización y por lo tanto no afectar los resultados finales en su primal ni dual, esto para permitir que estas variables estén presentes sin impactar el despacho ni los precios del resultado final del predespacho regional dado que no representan la oferta ni demanda del mercado eléctrico regional, debiéndose realizar los ajustes conforme a las reglas detalladas en los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2. En el caso de los CNFFF, la forma de aplicar estas reducciones y priorizar los CF, despachando hasta donde sea técnica y económicamente factible, debe ser parte del procedimiento operativo que deberá elaborar el EOR en observancia de la regulación regional. El literal (a) del numeral A3.4.4.2 proporciona un valor indicativo de desatención de la energía requerida del Contrato Firme mediante la “Restricción de atención de energía requerida en el retiro”, señalando una limitación que no puede ser satisfecha en el escenario optimizado. Sin embargo, este valor no debe utilizarse directamente como una variable primal o dual; es necesario realizar una nueva optimización con valores reducidos de energía. Es crucial que estos nuevos resultados sean insensibles a la presencia de las variables de desatención, manteniéndolas con un valor de cero para no influir en el resultado primal ni dual del modelo. La activación de esta restricción no establece cómo debe reducirse el Contrato Firme, sino que indica la imposibilidad de satisfacer el contrato bajo las condiciones del escenario, lo que requiere volver a ejecutar la optimización con un valor ajustado de energía, mediante un</p>
<i>FO_{CF}</i>	Componente adicional de la función objetivo en relación a los Contratos Firmes.					

	<p>que: “La componente física del Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnicamente y económicamente sea factible ...”,</p> <p>Por su parte, en el literal a) del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, la ecuación de FO_1 contiene únicamente los términos de los Contratos Firmes:</p> $FO_1 = - \sum_{i \in Firmes} \rho^* p_{firme_cor}$ <p>Sin embargo, la ecuación FO_1 no tiene incluida la formulación asociada a los Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF), de manera que, el corte de los CNFFF no está incluido en la ecuación de la función objetivo. Por lo cual, se propone que explícitamente se haga referencia a la componente de los CNFFF, para que dicho contrato se despache hasta donde técnicamente y económicamente sea factible, conforme lo optimiza la función objetivo. Siendo</p> $FO_1 = FO_{CNFFF} + FO_{CF}$ <p>Con lo cual se demuestra que es necesario modificar la regulación regional como se propuso en el IRMER-E-03-2023 y no en un procedimiento operativo.</p> <p>En ese sentido, la ecuación FO_1 del modelo de optimización ya se encuentra establecida en el Anexo 3 del Libro II del RMER y lo que</p>			<p>procedimiento operativo, para que cumpla con dicha restricción.</p> <p>Ahora bien, es importante destacar que la FO_1, tal como se define en el RMER, es una “Componente adicional de la función objetivo en relación a los Contratos Firmes” y no tiene relación con los CNFFF. La propuesta del EOR busca reformular esta componente para incluir elementos operativos de los CNFFF, que ya se encuentran normados cuando se define en el numeral A3.4.4.1 lo siguiente: “La componente física del Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnicamente y económicamente sea factible y será cero (0) en los casos cuando su factibilidad se vea afectada por la prioridad de predespacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes.” Por lo tanto, no es procedente lo propuesto por el participante respecto a modificar una componente a una definición que no corresponde a su propósito original.</p> <p>Con respecto al comentario de que la formulación matemática del modelo de predespacho regional debería estar en una sola sección del RMER y se adicione la formulación de las variables de desatención para facilitar su comprensión, se destaca que las componentes de variable de desatención mencionadas por el EOR son indicativas de la necesidad de acciones adicionales fuera del modelo y que su activación debe llevar a procedimientos operativos adicionales que puedan adecuarse y actualizarse a la mejor práctica para cumplir con la regulación regional, especialmente los lineamientos contenidos en los numerales A3.4.4.1 y A3.4.4.2 del anexo A del Libro II del RMER.</p>
--	--	--	--	---

		<p>se necesita es incluir la componente de los CNFFF y no corresponde hacer un procedimiento operativo en paralelo al RMER, ya que implicaría reformular, replantear o sobre escribir la ecuación FO_1 lo cual podría originar una contradicción entre el RMER y un posible procedimiento que deba de elaborarse según la propuesta sometida a Consulta Pública.</p>			<p>Además, las variables de desatención no reflejan la voluntad de los agentes tanto en su componente primal como en su componente dual, por lo cual no se puede inferir que estas sean parte del modelamiento del mercado, sino que reflejan la necesidad de realizar procedimientos adicionales para reducir las componentes fijas del modelo, en este caso CF y CNFFF sin pago máximo, hasta que se puedan cumplir las restricciones del modelo de Predespacho Regional. Incorporar estos aspectos directamente en la normativa, podría limitar la flexibilidad necesaria para optimizar el predespacho regional y ajustar las operaciones en función de las necesidades dinámicas del mercado.</p> <p>Por lo tanto, no se considera procedente acoger las sugerencias hechas por el participante, toda vez que resulta más apropiado que los aspectos operativos y las variables de desatención se manejen dentro de procedimientos claros y públicos del EOR, garantizando así la transparencia y una mejora continua en la gestión del predespacho regional, sin necesidad de una modificación normativa que comprometa la adaptabilidad del sistema, siempre dentro del marco normativo.</p>
9	ENTE OPERADOR REGIONAL	<p>En el proceso de Predespacho o Redespacho Regional, cuando no hay conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro de un Contrato No Firme Financiero, se ha presentado que el precio ex-ante en el nodo aislado, no es representativo del precio del MER.</p> <p>Siendo necesario minimizar el riesgo que haya precios ex-ante no representativos de mercado</p>	<p>En cuanto que, en la propuesta sometida a Consulta Pública se aborda la solución a la problemática de islas eléctricas, también es necesario resolver lo asociado a los Contratos No Firmes Financieros. Tal y como se propuso por medio del IRMER-E-03-2023.</p> <p>Se propone reducir a cero (0) MWh la energía declarada de un Contrato No Firme Financiero</p>	<p>En relación con los Contratos No Firmes Financieros.</p> <p>Adicionar el numeral A3.4.4.3 al Anexo A3 del Libro II del RMER</p> <p>A3.4.4.3 Contratos No Firmes Financieros:</p> <p><i>En caso de que no haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro declarados para el predespacho regional, se reducirán a cero (0) las cantidades de energías declaradas asociadas a</i></p>	<p>Respecto a: <i>"En el proceso de Predespacho o Redespacho Regional, cuando no hay conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el nodo de retiro de un Contrato No Firme Financiero, (...) el precio ex-ante en el nodo aislado, no es representativo del precio del MER."</i></p> <p><i>"Siendo necesario minimizar el riesgo que haya precios ex-ante no representativos de mercado resultantes de condición de nodo aislado o islas eléctricas y en consecuencia evitar que los montos de Transacciones</i></p>

	<p>resultantes de condición de nodo aislado o islas eléctricas y en consecuencia evitar que los montos de Transacciones Programadas No Comprometidas en Contrato (TPNC) o CVT resulten no representativos de la operación del mercado.</p>	<p>cuando no exista conectividad eléctrica entre los nodos de retiro e inyección declarados para dicho Contrato.</p> <p>Lo anterior, para otorgar a los Contratos No Firmes Financieros, el mismo tratamiento aplicado a los Contratos Firmes en condiciones de no conectividad eléctrica entre el nodo de retiro e inyección de los Compromisos contractuales, según el inciso i, literal b) del numeral A3.4.4.2 del Libro II del RMER.</p> <p>Y para mayores detalles, ver lo explicado en el IRMER-O-01-2022 y reiterado en el IRMER-E03-2023.</p>	<p><i>dichos Contratos No Firmes Financieros, que resulten afectadas por esta condición, es decir:</i></p> $p^0_{iny(t)} = 0;$ $p^0_{ret(t)} = 0.$	<p><i>Programadas No Comprometidas en Contrato (TPNC) o CVT resulten no representativos de la operación del mercado."</i></p> <p>Para el caso de nodos aislados ya se ha definido anteriormente la forma de trato de los mismos; esto se aclaró por medio de la resolución CRIE-26-2017, ya que tienen un carácter financiero, al momento de realizar este tipo de ofertas el agente entiende que se conciliará al precio ex-ante resultado del modelo de Predespacho Regional, por lo cual acepta las consecuencias del mismo al realizar su declaración.</p> <p><i>"En cuanto que, en la propuesta sometida a Consulta Pública se aborda la solución a la problemática de islas eléctricas, (...) también es necesario resolver lo asociado a los Contratos No Firmes Financieros." (...) "Se propone reducir a cero (0) MWh la energía declarada de un Contrato No Firme Financiero cuando no exista conectividad eléctrica entre los nodos de retiro e inyección declarados para dicho Contrato.".</i> Al respecto es importante mencionar, que la reducción de los CF y CNFFF se debe a la imposibilidad de cumplir físicamente dichos contratos de manera bilateral. En el caso de los CNFF, no hay una energía física asociada, cabe aclarar que el numeral 1.3.6 del Libro II del RMER establece que este tipo de contratos no afecta el predespacho regional y solo se tiene en cuenta para la conciliación de las transacciones. Estos contratos, al ser de naturaleza financiera y no asociar directamente energía física, no comprometen la estabilidad o viabilidad operativa del sistema. Asimismo, se ha abordado previamente la metodología de conciliación para nodos aislados mediante la resolución CRIE-26-2017, la cual establece que el agente acepta los precios ex-ante derivados del modelo de Predespacho Regional</p>
--	--	--	--	--

				<p>y asume el riesgo financiero que esto implica. En consecuencia, la propuesta hecha por el participante no resulta procedente bajo el marco normativo actual, dado que los efectos financieros inherentes se consideran una aceptación implícita del riesgo comercial por parte del agente.</p>
10	ENTE OPERADOR REGIONAL	<p>Considerando que cuando hay reducción de Contratos Firmes por restricciones en las capacidades de transmisión, ya se cuenta con el reintegro al pago de los Derechos Firmes, asimismo se está proponiendo modificación para que se trate de la misma forma para cuando se presenten reducciones de Contratos Firmes por la escasez de energía en el MER y /o falta de disponibilidad de generación en el predespacho nacional.</p>	<p>Es necesario que se modifique el numeral 8.7.3 del libro III del RMER, conforme lo propuso el EOR en el IRMER-E-03-2023, para que la norma sea específica y contenga todos aquellos componentes necesarios para la optimización del modelo de predespacho regional. Asimismo, el contenido del RMER debe ser claro en su aplicación para los agentes, OS/OM, Reguladores nacionales y otras partes interesadas.</p> <p>En estas condiciones, no se cuenta explícitamente con el tratamiento de los reintegros a los titulares de DT de los pagos de DF ante la reducción de los contratos firmes, por lo que se requiere explicitarlo de forma complementaria dado que en la regulación regional vigente se tiene la siguiente diversidad de términos:</p> <ol style="list-style-type: none"> "energía requerida efectivamente atendida en el nodo". Literal a) del numeral A3.4.4.2, del Anexo 3 del Libro II del RMER. "energía requerida reducida". Definición 	<p>Modificar el numeral 8.7.3 del libro III del RMER</p> <p><i>" 8.7.3 Para los casos cuando el EOR aplique reducciones a la Energía Requerida del CF asociado a los DF establecido en el numeral A3.4.4.2 del libro II del RMER, durante el predespacho regional, ajuste al predespacho regional o redespacho regional, y la Renta de Congestión de dichos DF no resulte como cargo al agente Titular del DF, dicho agente será acreedor de un reintegro económico, calculado a partir del monto asignado a pagar por el DF (PDF) en el mes afectado, resultante del modelo de optimización conforme lo establecido en el numeral 8.5.2, según la siguiente fórmula..."</i></p> <p>Se aclara al participante, que el alcance de la propuesta regulatoria sometida a la consulta pública 03-2024, no consideró modificaciones al numeral 8.7.3 del Libro III del RMER ; no obstante, cabe resaltar que este es suficientemente claro al referirse a los reintegros económicos resultantes de las reducciones en la Energía Requerida de los CF durante los predespachos o redespachos regionales. Además, dado que el numeral A3.4.4.2 del anexo 3 del Libro II del RMER forma parte de la descripción del modelo de predespacho, se entiende que ya está incluido y no requiere aclaraciones adicionales.</p> <p>Con respecto a la "diversidad de términos" se aclara que algunos de los mencionados no son parte del proceso de consulta pública y que será incluido por medio de un análisis más completo que será parte de la reforma integral.</p> <p>En razón de lo anterior, no resulta procedente acoger la propuesta presentada por el participante.</p>

			<p>de Renta de Congestión en el Glosario del RMER.</p> <p>c) “<i>energía requerida ajustada</i>” Literal b) del numeral A3.4.4.2, del Anexo 3 del Libro II del RMER.</p>		
--	--	--	--	--	--

V. CONCLUSIONES

1. La CRIE realizó el proceso de Consulta Pública 03-2024, en el cual presentaron observaciones los siguientes participantes:

ENTIDAD	FECHA
Instituto Nicaragüense de Energía (INE)	13-09-2024
Centro Nacional de Despacho (CND) de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S. A. (ETESA)	19-09-2024
Administrador del Mercado Mayorista (AMM)	23-09-2024
División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE) del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)	23-09-2024
AES PANAMÁ, S.R.L.	23-09-2024
Ente Operador Regional (EOR)	23-09-2024
Unidad de Transacciones, S. A. de C. V. (UT)	23-09-2024
ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CÍA. S.C.A.	23-09-2024
Enel Guatemala, Sociedad Anónima	23-09-2024
Asociación de Comercializadores de Energía Eléctrica	23-09-2024

2. La entidad ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CÍA. S.C.A., evacuó en tiempo y forma las prevenciones realizadas por esta Comisión, por lo que las observaciones planteadas durante el periodo de la CP-03-2024 deben tenerse por presentadas.
3. Luego de realizado el análisis de las observaciones y comentarios presentados dentro de la Consulta Pública 03-2024, se identificó la necesidad de realizar ajustes a la propuesta normativa; y, en consecuencia, se recomienda la aprobación de la *“MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES”* con las modificaciones que fueron precedentes.

VI. RECOMENDACIONES

1. Tener por presentadas las observaciones realizadas por ORAZUL ENERGY GUATEMALA Y CÍA. S.C.A, siendo que evacuó en tiempo y forma las prevenciones realizadas por esta Comisión.

2. Aprobar la “*MODIFICACIÓN NORMATIVA REFERENTE A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES*”, según el detalle que se anexa al presente informe.
3. Establecer la siguiente disposición transitoria, en la resolución que se llegue a emitir al efecto, con el fin de garantizar la debida aplicación de la modificación normativa:

La modificación normativa aprobada en el punto 2 anterior, entrará en vigor a partir del Predespacho Regional del día 1 de mayo de 2025. Para su correcta implementación, el EOR deberá publicar en su página web, con al menos 15 días calendario de anticipación a la fecha mencionada, el “*Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa*”, el cual deberá ser elaborado por el EOR en coordinación con los OS/OMS, conforme a lo establecido en la regulación regional.

VII. ANEXO

MODIFICACIÓN NORMATIVA A LOS NUMERALES A3.4.4.1 Y A3.4.4.2 DEL ANEXO 3 DEL LIBRO II DEL RMER RELATIVOS A LOS CONTRATOS NO FIRMES FÍSICO FLEXIBLES Y CONTRATOS FIRMES

1. Modificar el numeral A3.4.4.1 del Anexo 3 del Libro II del RMER, para que se lea de la siguiente forma:

A3.4.4.1 Contratos *No Firmes Físicos Flexibles*

Este tipo de contrato tiene asociado ofertas de flexibilidad al *Mercado de Oportunidad Regional* efectuadas tanto por la parte compradora como vendedora del contrato. Las ofertas de flexibilidad son de la misma naturaleza que las ofertas de oportunidad y son consideradas como tales en el *predespacho* regional.

Las ofertas de flexibilidad asociadas a los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* regionales no podrán superar el compromiso contractual de energía. De efectuarse una oferta de flexibilidad en cero (0) MWh, el contrato se entenderá como físico y como tal será incluido en el *predespacho* regional.

(b) Modelo para Contratos No Firmes Físicos Flexibles

La componente física del Contrato No Firme Físico Flexible (para la inyección y el retiro) se despachará hasta donde técnicamente y económicamente sea factible y será cero (0) en los casos en que su factibilidad se vea afectada por al menos una de las siguientes condiciones: a) la prioridad de predespacho de las Energías Requeridas de los Contratos Firmes o, b) no haya conectividad eléctrica entre el nodo de inyección y el

nodo de retiro declarados en el predespacho regional. En estos casos, el EOR aplicará el “*Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa*”.

La componente física de cada contrato, en cada nodo de inyección y retiro, será calculada como la diferencia entre el valor en MWh de la energía declarada o reducida del contrato y la suma de las capacidades de los segmentos de las ofertas de flexibilidad asociadas a dicho contrato. La componente física de los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles* será calculada de la siguiente forma:

- Cuando el Contrato no tenga ofertas de pago máximo por CVT

$$p_{iny_fisica(i)}^o = p_{iny(i)}^o - \sum_s p_{ret(i,s)}$$

$$p_{ret_fisico(i)}^o = p_{ret(i)}^o - \sum_s p_{iny(i,s)}$$

En caso de que la generación disponible asociada al contrato sea menor a la energía declarada, los agentes participantes del contrato debieron haber consignado en la declaración su compromiso de cubrir los costos necesarios a efecto de completar la energía declarada en el contrato con ofertas del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la generación disponible declarada.

- Cuando el Contrato tenga ofertas de pago máximo por CVT

$$p_{iny_fisica(i)}^o = \sum_s p_{st(i,s)} - \sum_s p_{ret(i,s)}$$

$$p_{ret_fisico(i)}^o = \sum_s p_{st(i,s)} - \sum_s p_{iny(i,s)}$$

Donde:

$p_{iny_fisica(i)}^o$	Valor de la componente física de energía horaria de inyección para el contrato <i>i</i>
$p_{ret_fisico(i)}^o$	Valor de la componente física de energía horaria de retiro para el contrato <i>i</i>
$p_{iny(i)}^o$	Valor de energía declarada en <i>MWh</i> para el <i>Contrato No Firme Físico Flexible i</i> (componente de inyección)
$p_{ret(i)}^o$	Valor de energía declarada en <i>MWh</i> para el <i>Contrato No Firme Físico Flexible i</i> (componente de retiro)
$p_{iny(i,s)}$	Valor de energía en <i>MWh</i> correspondiente a cada segmento <i>s</i> de la oferta de flexibilidad de inyección en nodo de retiro para el <i>Contrato No Firme Físico Flexible i</i>

$P_{ret(i,s)}$ Valor de energía en *MWh* correspondiente a cada segmento *s* de la oferta de flexibilidad de retiro en el nodo de inyección para el *Contrato No Firme Físico Flexible i*

$P_{st(i,s)}$ Valor en *MWh* de la transacción de servicios de CVT *i*, segmento *s*

Notar que $p_{iny(i)}^o = p_{ret(i)}^o$.

2. Modificar el numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, conforme lo siguiente:

c) Modificar el segundo párrafo del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER, de la siguiente forma:

Como una condición de firmeza el EOR deberá verificar que el vendedor dispone para el *Mercado de Oportunidad Regional* ofertas de inyección por un valor igual a la energía requerida por el comprador. En caso de que la generación disponible asociada al contrato sea menor a la energía declarada, el agente inyector debió haber consignado en la declaración su compromiso de cubrir los costos necesarios para completar la energía declarada en el contrato con ofertas adicionales del mercado de oportunidad regional. De no contarse con el compromiso antes referido, se procederá con la reducción del contrato a la generación disponible declarada. La condición de energía requerida se modelará con:

(...)

d) Modificar el literal (a) del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del RMER de la siguiente forma:

(a) Restricción de atención de energía requerida en el retiro

Se deberá cumplir el retiro de la energía requerida por el comprador, hasta donde técnicamente sea factible en el predespacho regional:

$$FO_1 = - \sum_{i \in \text{Firmes}} \rho^* p_{firme_cortada(i)}, \quad \forall p_{firme_req(i)} \neq 0$$

$$p_{firme_cortada(i)} \leq p_{firme_req(i)}$$

Donde:

FO_1 Componente adicional de la función objetivo en relación a los *Contratos Firmes*.

$p_{firme_cortada(i)}$ Variable que controla la desatención de la energía requerida por el comprador del *Contrato Firme* para la transacción *i*

$P_{\text{firme_req}(i)}$ Valor mínimo requerido en MWh a ser retirado en el nodo, para la transacción i asociada al *Contrato Firme*

ρ Es el peso asociado a la variable para controlar la desatención de la energía requerida por el comprador del *Contrato Firme* para la transacción i . El valor debe ser al menos la oferta más alta de retiro para garantizar al máximo el suministro de la *energía requerida*.

El término $P_{\text{firme_cortada}(i)}$ es el valor de la energía requerida no atendida en el nodo de la *RTR*, mientras que el término $P_{\text{firme_req}(i)} - P_{\text{firme_cortada}(i)}$ representa la energía requerida efectivamente atendida en el nodo. El peso asociado a la componente de *Contratos Firmes* debe ser tal que garantice una mayor prioridad frente a los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles*, es decir, por encima de la atención de la componente física de los *Contratos No Firmes Físicos Flexibles*.

Cuando sea necesaria la reducción del Contrato Firme conforme a este literal y en los casos que se especifique en la regulación regional, el EOR procederá a aplicar el “*Procedimiento de corte de contratos regionales ante desatención forzosa*” y a informar a la CRIE de las acciones realizadas a más tardar cinco (5) días hábiles posterior a su aplicación. Este procedimiento deberá ser elaborado y publicado por el EOR, quien tendrá que actualizarlo según corresponda en coordinación con los OS/OMS; de lo anterior, deberá mantener informada a la CRIE.

(...).

FE DE ERRATAS

Se hace constar que en la Resolución CRIE-08-2025 del veintisiete de febrero de dos mil veinticinco, se consignó un error en la notación de una de las variables utilizadas en la fórmula contenida en el literal (a) “*Restricción de atención de energía requerida en el retiro*” del numeral A3.4.4.2 del Anexo 3 del Libro II del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER). Al respecto, se ha identificado necesario corregir el error antes mencionado, debiendo indicarse que con esta corrección únicamente se ajusta la escritura de la variable para que coincida con lo que realmente se quería expresar.

Por lo tanto, en el contenido publicado de dicha resolución, donde se lee:

r Es el peso asociado a la variable para controlar la desatención de la energía requerida por el comprador del *Contrato Firme* para la transacción i . El valor debe ser al menos la oferta más alta de retiro para garantizar al máximo el suministro de la *energía requerida*.

Debe leerse:

ρ Es el peso asociado a la variable para controlar la desatención de la energía requerida por el comprador del *Contrato Firme* para la transacción i . El valor debe ser al menos la oferta más alta de retiro para garantizar al máximo el suministro de la *energía requerida*.

En consecuencia, con el fin de la adecuada aplicación de la Resolución CRIE-08-2025, se extiende la presente Fe de Erratas, el once de marzo de dos mil veinticinco. Notifíquese y publíquese.



Giovanni Hernández
Secretario Ejecutivo