
Nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 16 “Rechazos de Carga”

(Aprobación)

Lima, mayo de 2017

Resumen Ejecutivo

El COES remitió a Osinerghmin, mediante carta COES/D-404-2015, una propuesta del nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 16 “Rechazos Manuales de Carga” (PR-16), con los respectivos informes de sustento técnico y legal.

De conformidad con la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, aprobada mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD, Osinerghmin remitió al COES las observaciones a la propuesta del nuevo PR-16, mediante Oficio N° 978-2015-GART del 14 de octubre de 2015, las mismas que fueron subsanadas, mediante la carta COES/D-576-2016 del 10 de junio de 2016.

Como resultado del análisis a la subsanación de observaciones, el 02 de agosto de 2016 se publicó, en el diario oficial El Peruano, la Resolución N° 194-2016-OS/CD, que autorizó la publicación del proyecto de resolución para la aprobación del nuevo PR-16, otorgándose un plazo máximo de quince (15) días calendario para la presentación de los comentarios por parte de los interesados.

Dentro del plazo señalado, se recibieron los comentarios de las empresas ENGIE Energía Perú S.A., Kallpa Generación S.A. y Luz del Sur S.A.A., y del COES. Como resultado del análisis de Osinerghmin de los comentarios y sugerencias recibidos por parte de los interesados, se han efectuado modificaciones al proyecto del nuevo PR-16 y se incluyó la modificación del GLOSARIO.

Los principales cambios al proyecto del nuevo PR-16 son los siguientes:

- *Modificar el numeral 8.14, precisándose que como parte del estudio de la evaluación de los bloques de reducción de carga de los Usuarios Libres, el COES determinará el tiempo máximo de ejecución de los rechazos de carga de extrema urgencia.*
- *Añadir el numeral 8.16, el cual establece que si durante la operación en tiempo real se presentan condiciones que presentan riesgos a la seguridad del sistema o de una parte del mismo, el COES podrá tomar decisiones que determinen rechazos de carga de extrema urgencia*
- *Modificar el numeral 9.2.1, precisándose que, en caso de falta de información, el COES podrá utilizar otras fuentes de información debidamente sustentada.*
- *Añadir el literal c) al numeral 9.2.7, el cual establece que se incluirá en el Rechazo de Carga a los usuarios regulados cuando durante la operación en tiempo real se presenten contingencias o eventos imprevistos que representen riesgos potenciales a la seguridad operativa del SEIN o de una parte de este.*

- *Añadir el numeral 9.8, con la finalidad de incluir el proceso que debe aplicarse en caso de un rechazo de carga de extrema urgencia en tiempo real.*
- *Añadir el numeral 11.7, el cual establece un periodo transitorio de dos años para aplicar el numeral 6.2.5 w, el cual está referido a la sincronización de los relojes de los dispositivos de rechazo de carga.*
- *Añadir en el GLOSARIO las abreviaturas de ERACMF y ERACMT, y su respectivo significado, debido a que se utiliza en el nuevo PR-16.*

INDICE

1. ANTECEDENTES	2
2. ASPECTOS CONSIDERADOS EN LA PROPUESTA DEL NUEVO PR-16	4
2.1 ASPECTOS OBJETO DE REVISIÓN	4
3. ANÁLISIS DE COMENTARIOS Y SUGERENCIAS RECIBIDOS	7
3.1 MODIFICAR EL NUMERAL 8.14	7
3.2 AÑADIR EL NUMERAL 8.16	7
3.3 MODIFICAR EL NUMERAL 9.2.1	8
3.4 AÑADIR EL LITERAL C) DEL NUMERAL 9.2.7	8
3.5 AÑADIR EL NUMERAL 9.8	8
3.6 AÑADIR EL NUMERAL 11.7	8
3.7 AÑADIR ABREVIATURAS EN EL GLOSARIO	8
4. CONCLUSIONES	9
ANEXO A	10
ANEXO B	16

1. Antecedentes

La Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832) establece en el literal b) del artículo 13 que, entre las funciones de interés público que tiene el COES, se encuentra la de elaborar y/o modificar procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por Osinermin; asimismo, los literales a) y c) del artículo 14, establece que el COES tiene a su cargo las funciones operativas de “Desarrollar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo, así como disponer y supervisar su ejecución” y “Coordinar la operación en tiempo real del SEIN”.

En concordancia a ello, mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (Reglamento COES), cuyo artículo 5, numeral 5.1, detalla que el COES, a través de su Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimiento en materia de operación del SEIN, y en su numeral 5.2 determina que el COES debe contar con una “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, elaborada y aprobada por el Osinermin, la cual incluirá como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento.

En ese sentido, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos” (“Guía”), estableciéndose el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos COES. Dicha Guía fue modificada mediante Resolución N° 088-2011-OS/CD, y mediante Resolución N° 272-2014-OS/CD.

Por otro lado, mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME del 31 de marzo de 2001, se aprobó el Procedimiento N° 16 “Racionamiento por Déficit de Oferta” (en adelante “Procedimiento 16”), modificado mediante Resolución N° 196-2011-OS/CD, y el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES (en adelante “GLOSARIO”), en el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”) y su Reglamento (en adelante “RLCE”).

En relación al contenido del Procedimiento N° 16, este cuenta con un enfoque centrado en determinar y evaluar las restricciones o interrupciones del suministro eléctrico por déficit de oferta, calificándolas como Rechazo de Carga, tratada en el marco de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (en adelante “NTCSE”) o como Racionamiento, de acuerdo a la LCE, el RLCE y la misma NTCSE.

En ese sentido, el COES señala que, luego de haber efectuado una revisión integral del Procedimiento N° 16, resulta necesario establecer criterios, metodología y demás aspectos relacionados con la elaboración y evaluación del “Rechazo Manual de

Carga”, y los productos que deben resultar de la aplicación del procedimiento en mención. Asimismo, se ha considerado oportuno realizar actualizaciones en la redacción del procedimiento a fin de hacerlo concordante con el GLOSARIO.

Por lo mencionado anteriormente, mediante carta COES/D-404-2015, el COES remitió a Osinerghmin una propuesta del nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 16 “Rechazos Manuales de Carga” considerando lo mencionado en el párrafo anterior. En este sentido, de conformidad con el numeral 8.1 de la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, mediante Oficio N° 978-2015-GART del 14 de octubre de 2015, otorgándole un plazo de veinticinco (25) días hábiles para subsanar las mismas, plazo que fue ampliado en ochenta (80) días hábiles adicionales, a solicitud del COES, para subsanar las observaciones y permitir estas sean sometidas a la aprobación del directorio del COES. Luego se remitió observaciones complementarias mediante Oficio N° 443-2016-GRT del 13 de mayo de 2016, otorgándole un plazo de veinte (20) días hábiles para absolverlas, plazo que fue ampliado en veinte (20) adicionales a solicitud del COES.

Con fecha, 10 de junio de 2016 el COES remitió a Osinerghmin la subsanación de dichas observaciones, mediante la carta COES/D-576-2016.

Siguiendo con el proceso, el 02 de agosto de 2016 se realizó la publicación, en el diario oficial El Peruano mediante la Resolución N° 194-2016-OS/CD, del proyecto de resolución de aprobación del nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 16 “Rechazos de Carga” (PR-16), de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía y en el Artículo 25° del Reglamento General de Osinerghmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, y se otorgó un plazo de quince (15) días calendario, contados desde el día siguiente de su publicación, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas.

Al respecto, las empresas ENGIE Energía Perú S.A. (en adelante “ENGIE”), Kallpa Generación S.A. (en adelante “KALLPA”) y Luz del Sur S.A.A. (en adelante “LUZ DEL SUR”), y el COES presentaron sus comentarios y sugerencias al proyecto del nuevo PR-16.

Con fecha 22 de setiembre de 2016, el COES remitió a Osinerghmin, con carta COES/D-1211-2016, la opinión sobre los comentarios y sugerencias realizados a la publicación del proyecto del nuevo PR-16.

Cabe señalar que el 23 de enero de 2017, la División de Supervisión Eléctrica remitió a la División de Generación y Transmisión de la Gerencia de Regulación de Tarifas, el Informe Técnico N° DSE-UGSEIN-41-2017 que contiene su análisis de la opinión del COES a los comentarios y/o sugerencias a la publicación del proyecto del nuevo PR-16, el mismo que ha sido tomado en consideración en la elaboración del presente informe.

En este sentido, el presente informe tiene por objetivo el análisis, tanto de los comentarios recibidos de los interesados, como el análisis de los mismos por parte del COES, con la finalidad de proponer la versión definitiva a ser publicada.

2. Aspectos considerados en la Propuesta del nuevo PR-16

El COES señala que, luego de la revisión integral del Procedimiento N° 16 y su aplicación desde el año 2001, se ha identificado oportunidades de mejora tales como: (i) la necesidad de incluir metodologías de cálculo para cortes por tensión y para cortes en sistemas mallados; (ii) actualizar la fecha de entrega del Informe de Evaluación de los Bloques de Reducción de Carga de los Usuarios Libres de acuerdo a lo comunicado por Osinerghmin mediante Oficio N° 6437-2012-OS-GFE; (iii) incluir el tratamiento de cargas variables y reducción voluntaria de carga; (iv) enfocar el procedimiento al tratamiento del Rechazo de Carga.

2.1 Aspectos objeto de revisión

Conforme a lo mencionado por el COES, para una mejora en la aplicación del PR-16 resulta necesario considerar los siguientes aspectos:

- a) Inclusión de la metodología para calcular el Rechazo de Carga (en adelante "RC") por déficit de potencia reactiva.
- b) Inclusión de la metodología para calcular el RC en sistemas mallados.
- c) Modificación de la fecha de entrega del Informe de Evaluación de los Bloques de Reducción de Carga de los Usuarios Libres.
- d) Inclusión de Nota Técnica del COES del 01.03.2012 referida al tratamiento de cargas variables y reducción voluntaria de carga.
- e) Modificación de la denominación del procedimiento.
- f) Actualización de Definiciones y Nomenclaturas

2.1.1 Inclusión de la metodología para calcular el RC por déficit de potencia reactiva

El Procedimiento N° 16 vigente establece que la magnitud de carga a rechazar se debe calcular en forma proporcional a la carga de cada usuario, lo cual es efectivo cuando el déficit que se presenta en el SEIN es de potencia activa. Un ejemplo de ello, se da cuando existe sobrecarga de alguna Línea de Transmisión que alimenta diversas subestaciones y donde restringir la carga de cualquiera de ellas tiene el mismo efecto en la disminución de la sobrecarga de la línea en mención.

Sin embargo, cuando el déficit es de potencia reactiva, es decir cuando el parámetro que se afecta en un sistema eléctrico es la tensión, la efectividad de tal forma de rechazo disminuye puesto que se trata de un fenómeno local donde tiene influencia: (i) la ubicación de la carga a rechazar; y, (ii) la barra donde se produce la disminución de la tensión.

Por lo expuesto, en el nuevo PR-16 se considera el criterio de que, ante déficit de potencia reactiva, se desconectará en primer lugar las cargas que estén más cerca de la barra que presente el menor valor de tensión y posteriormente, las que estén más alejadas a fin de que la tensión en la barra afectada retorne dentro del rango de variación del $\pm 5\%$ de su tensión nominal.

2.1.2 Inclusión de la metodología para calcular el RC en sistemas mallados

Al igual que en el caso del déficit de potencia reactiva, la metodología de cálculo del procedimiento vigente puede ser mejorada para el caso de sistemas eléctricos mallados. En estas topologías se ha observado que el efecto de las cargas que se encuentran alejadas de equipos sobrecargados o con problemas de regulación de tensión es mucho menor que el de aquellos que se encuentran en las cercanías del equipo afectado. Para resolver este problema, el nuevo PR-16 establece que cuando el efecto de una carga remota sea menor o igual al efecto que produciría una cuarta parte de dicha carga inyectada en forma local en el circuito o sistema afectado, no se considerará esta carga remota como parte de la carga disponible a rechazar. Este criterio se aplicará siempre que existan otros Usuarios Libres o Usuarios Regulados cuya desconexión permita cubrir el déficit de potencia activa o reactiva capacitiva.

2.1.3 Modificación de la fecha de entrega del Informe de Evaluación de los Bloques de Reducción de Carga de los Usuarios Libres

El procedimiento vigente establece que la fecha límite para la entrega del Informe de Evaluación de los Bloques de Reducción de Carga de los Usuarios Libres sea el 30 de setiembre de cada año. Posteriormente, mediante Oficio N° 6437-2012-OS-GFE, Osinermin precisó que esta fecha, atendiendo a una solicitud del COES, sería el 15 de noviembre de cada año. En tal sentido, el nuevo PR-16, en atención al oficio antes señalado, prevé que la fecha de entrega del Informe de Evaluación de los Bloques de Reducción de Carga de los Usuarios Libres sea el 15 de noviembre de cada año.

2.1.4 Inclusión de Nota Técnica del COES de fecha 01.03.2012 referida al tratamiento de cargas variables y reducción voluntaria de carga

En febrero de 2012, la indisponibilidad del Complejo Mantaro por trabajos de purga en la presa Tablachaca, provocó déficit de reserva rotante en el SEIN, disminución de la potencia de cortocircuito en las barras y disminución de la inercia en el SEIN. Esto originó que el SEIN fuera más sensible ante las variaciones de frecuencia y que su respuesta dinámica fuera crítica ante contingencias. En estas condiciones, se identificó que las variaciones de carga de los Usuarios Libres Aceros Arequipa y Siderperú, originaban grandes fluctuaciones de frecuencia que ponían en riesgo su operación. Por tal motivo, el COES decidió limitar la carga variable de dichos Usuarios Libres en salvaguarda de la seguridad operativa del SEIN. De otra parte, algunos Usuarios Libres, disminuyeron su demanda voluntariamente durante los trabajos de mantenimiento de la presa Tablachaca, a fin de reducir o minimizar la restricción de suministro que pudieran producirse en el SEIN.

Dado que el procedimiento vigente durante dicho evento no contemplaba, y aún no lo hace, un tratamiento para el caso en que se deba limitar cargas por seguridad del SEIN, ni tampoco para el caso en que un Usuario Libre reduzca su carga voluntariamente en previsión de probables restricciones de suministro, el COES el primero de marzo de 2012 publicó en su Portal de Internet la nota técnica: "Tratamiento a situaciones no previstas en el Procedimiento N° 16 a raíz de la purga de la presa Tablachaca".

En ese sentido, en el nuevo PR-16 se ha contemplado ambos casos de limitación de cargas para evitar el deterioro de la seguridad o calidad del suministro eléctrico en el SEIN.

2.1.5 Modificación de la denominación del procedimiento

Como se ha señalado anteriormente, el nuevo PR-16 se avoca a establecer los criterios y la metodología para determinar y evaluar el Rechazo de Carga, no abordándose lo relativo al Racionamiento, en tanto que la LCE, el RLCE y la NTCSE establecen su regulación. En consecuencia a lo anterior, corresponde redefinir la denominación del nuevo procedimiento como “Rechazos de Carga”.

2.1.6 Actualización de Definiciones y Nomenclaturas

El nuevo PR-16 ha sido elaborado de manera concordante con el GLOSARIO, así como, para considerar los cambios propuestos por el COES en el marco del proceso de aprobación del nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 12 “Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por otras actividades en equipos del SEIN”.

3. Análisis de comentarios y sugerencias recibidos

Dentro del plazo previsto, hasta el 17 de agosto de 2016, se recibieron comentarios de los siguientes interesados:

1. ENGIE
2. KALLPA
3. LUZ DEL SUR
4. COES

El análisis de cada uno de los comentarios de los interesados se efectúa en el Anexo A del presente informe.

Luego del análisis de los comentarios y sugerencias, se ha concluido que es conveniente efectuar las siguientes adecuaciones respecto al proyecto del nuevo PR-16, además de la modificación del GLOSARIO: Entre las principales tenemos:

- a) Modificar el numeral 8.14
- b) Añadir el numeral 8.16
- c) Modificar el numeral 9.2.1
- d) Añadir el literal c) del numeral 9.2.7
- e) Añadir el numeral 9.8
- f) Añadir el numeral 11.7
- g) Añadir abreviaturas en el GLOSARIO

3.1 Modificar el numeral 8.14

Se precisa que como parte del estudio de la evaluación de los bloques de reducción de carga de los Usuarios Libres, el COES determinará el tiempo máximo de ejecución de los rechazos de carga de extrema urgencia que dispone en tiempo real para preservar la seguridad operativa del SEIN o parte del mismo y que no deberá ser mayor a tres (03) minutos.

3.2 Añadir el numeral 8.16

Se añade el numeral 8.16, en el cual se establece que si durante la operación en tiempo real se presentan condiciones que presentan riesgos a la seguridad del sistema o de una parte del mismo, el COES podrá tomar decisiones que determinen rechazos de carga de extrema urgencia.

3.3 Modificar el numeral 9.2.1

Se precisó que, en caso de falta de información, el COES podrá utilizar otras fuentes de información debidamente sustentada.

3.4 Añadir el literal c) del numeral 9.2.7

Se incluirá a los usuarios regulados cuando durante la operación en tiempo real se presenten contingencias o eventos imprevistos que representen riesgos potenciales a la seguridad operativa del SEIN o de una parte de este cuyo desarrollo es inminente en corto tiempo, se procederá al rechazo de carga de extrema urgencia según el numeral 9.8.

3.5 Añadir el numeral 9.8

Se incluyó el proceso que debe aplicarse en caso de un rechazo de carga de extrema urgencia en tiempo real.

3.6 Añadir el numeral 11.7

Se incluyó el plazo transitorio para implementar lo establecido en el numeral 6.2.5 (sincronización de los relojes de los dispositivos de rechazo de carga). El plazo es de dos años contados desde que entre en vigencia el procedimiento.

3.7 Añadir abreviaturas en el GLOSARIO

Se incluyó la modificación del GLOSARIO debido a la inclusión de dos abreviaturas utilizadas en el nuevo PR-16, tales como, ERACMF y ERACMT.

4. Conclusiones

Conforme a lo sustentado en el presente informe, se recomienda proceder a la aprobación del nuevo PR-16 (Anexo B), considerando lo señalado en los capítulos precedentes del presente Informe, y de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento COES y la Guía.

[jmendoza]

/pch

Anexo A

Análisis de Comentarios y Sugerencias al Proyecto del nuevo PR-16

A. Comentario de ENGIE

A.1. Comentario 1

Numeral 6.2.6

Se solicita precisar el numeral 6.2.6 de la siguiente manera (texto subrayado):

“6.2.6 Los Distribuidores no podrán cortar el suministro eléctrico a Usuarios Libres de otros Suministradores que estén conectados a sus redes, sin autorización de su respectivo suministrador, excepto por orden expresa del COES debidamente sustentada. Durante la ejecución de la operación, la orden expresa del COES deberá indicar el o los Usuarios Libres a los que se les cortará el suministro y la magnitud de la carga a rechazar.”

Sustento

Se solicita la precisión anterior debido a que, en tiempo real, se han dado casos en los que el Distribuidor ha hecho abuso de su posición de dominio, cortando el suministro de los Usuarios Libres de otro Suministrador sin justificación alguna y dando preferencia al suministro de sus Usuarios Libres en desmedro de los intereses del Sistema, de los Usuarios Libres de otros Suministradores y de la competencia.

Teniendo en consideración lo señalado en el párrafo previo y con el propósito de no perjudicar la competencia en el mercado y proporcionar un trato equitativo a todos los Usuarios Libres (clientes o no del Distribuidor), es necesario que se limite la discrecionalidad del Distribuidor de la manera indicada.

Opinión del COES

Dado que este numeral fue incorporado por Osinerghmin, corresponde a dicho organismo absolver esta observación.

Sin perjuicio de lo anterior, se considera pertinente aclarar que la propuesta del nuevo PR-16 presentada por el COES al Osinerghmin, según documento COES/D-576-2016 de fecha 10 de junio de 2016, únicamente se refería a los rechazos de carga que se determinan en la fase de programación o reprogramación de la operación, es decir, corresponde a cuadros de rechazo de carga debido a actividades completamente previstas, por lo que en el programa que se emite se identifica claramente a qué o cuáles usuarios son los que deben restringir su suministro y en qué magnitud. En este contexto, no resultaba necesario incluir el párrafo propuesto por ENGIE ya que el programa de rechazo de carga en sí, contiene el mandato de forma completamente detallado.

De otra parte, cabe aclarar que los rechazos manuales de carga que surgen de manera intempestiva durante la operación en tiempo real, por lo general

no dan tiempo a individualizar los rechazos manuales de carga por usuario. En este sentido, obligar al COES que detalle los Usuarios Libres a los que se les debe cortar el suministro durante la ejecución de la operación, no podría ser cumplido por el COES o, en todo caso, podría cumplirse probablemente cuando dicha acción haya perdido efectividad, por la demora en la emisión del cuadro con la información completa.

Observación de Osinerghmin

Al respecto, se entiende que se refiere a un hecho concreto, que ha ocurrido en algunas ocasiones, cuando un Agente (Distribuidor) ha interrumpido la energía a un Cliente Libre que está conectado a sus redes y cuyo suministrador de energía es otro Agente (Generador). Este hecho afecta la competitividad, porque pretende dirigir al Cliente Libre a escoger como suministrador al Agente en cuya red está conectado físicamente.

Si bien el nuevo PR-16 se refiere a la programación de los rechazos de carga manuales, la observación de ENGIE debe ser evaluada a mayor detalle.

Asimismo, en el numeral 8.7 del nuevo PR-16 se establece que:

“...Las empresas implementaran los automatismos necesarios para rechazar carga en un tiempo máximo de rechazo de carga que determinará el COES, el cual no será no mayor a 15 minutos. Los automatismos de las empresas distribuidoras solo deben operar sobre sus clientes libres y/o usuarios regulados...”

Sin embargo, esta disposición no garantiza que en situaciones de emergencia se corte el suministro a alimentadores donde no haya automatismos y haya clientes libres de otros suministradores.

En consecuencia, se solicita que el COES proponga que el PR-16 establezca medidas preventivas enfocadas a evitar los cortes de energía a clientes libres de otros suministradores bajo evaluaciones discrecionales del Agente no suministrador (Distribuidor). Por tanto, se sugiere evaluar las siguientes medidas:

- Se planteen referencias a otras normas y/o procedimientos que se encuentren orientados a este fin.

- A partir de la experiencia del COES en la operación del SEIN, se identifiquen las circunstancias y situaciones que se dieron para que los Agentes ejecuten las desconexiones arbitrarias a efectos de que esa casuística se considere en la programación de los rechazos manuales previstos en el PR-16.

Se especifique con mayor detalle el equipamiento necesario y los plazos para su implementación, para realizar los rechazos manuales mediante equipos de control remoto que eviten la desconexión discrecional por parte del Agente suministrador, lo cual debe estar plasmado de manera más directa, ampliando lo mencionado en el numeral 8.7.

Respuesta

En relación a esta observación, los casos se han presentado durante la operación en tiempo real donde el Coordinador de la Operación en Tiempo Real le solicita a un Distribuidor que rechace carga de manera urgente debido a alguna contingencia ocurrida. Ante esta solicitud, lo normal es

suponer que el Distribuidor abrirá alimentadores que abastecen a Usuarios Regulados, pero de acuerdo al numeral 7.1.3 de la NTCOTRSI, el racionamiento (o rechazo) se debe efectuar privilegiando el abastecimiento del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad, por lo que el Distribuidor intentará rechazar carga desconectando Usuarios Libres. Lo señalado es consistente con el último párrafo del artículo 2º de la Ley N° 28832 que indica que es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el Servicio Público de Electricidad, por lo que un Distribuidor tenderá a evitar o reducir al mínimo los cortes a los Usuarios Regulados aumentando el corte a los Usuarios Libres dentro de su concesión.

Por otro lado, en el supuesto que el Distribuidor tenga alimentadores directos a los Usuarios Libres, el corte a alguno de ellos es una decisión y no un tema de equipamiento por lo que en caso que se les prohíba cortar el suministro a Usuarios Libres de otros suministradores lo que debe estar plenamente tipificado es la sanción por su incumplimiento, materia que no es competencia del nuevo PR-16.

Análisis de Osinerghmin

Un Agente no debe interrumpir el suministro a un cliente de otro suministrador porque afecta la competitividad y constituye un desacato a la disposición del COES.

Las funciones que la ley y las normas le otorgan al COES le permiten tomar medidas preventivas para programar los rechazos y controlar todo tipo de eventos, desde los menos severos hasta los más graves. El COES debe establecer los programas de rechazos de carga para todos los eventos y transmitirlos a los Agentes oportunamente. Para ello debe contar con los modelos de simulación y la infraestructura de comunicación que sea necesaria.

Se puede notar que para el rechazo de carga en tiempo real no hay criterios establecidos y que esto da lugar a que el distribuidor rechace carga de manera discrecional, lo cual puede afectar a Clientes Libres de otros suministradores.

Por otro lado, cuando el SEIN se encuentre en el estado operativo de emergencia, las decisiones en tiempo real del COES deben ser ejecutadas en el menor tiempo posible; al respecto no hay disposiciones expresas y esto también contribuye a que el Distribuidor rechace carga de manera discrecional.

Se requiere que se establezcan criterios para el rechazo de carga en periodos de emergencia que privilegie la rapidez, principalmente en casos como el de pérdida de estabilidad de tensión, cuando hay riesgo de desconexión de transformadores de potencia que tienen sobrecarga como producto de un evento imprevisto, cuyo proceso de disparo puede cumplirse en periodos de algunos minutos.

En tal sentido, el COES puede requerir tomar medidas en tiempo real de extrema urgencia para mantener la estabilidad y seguridad del SEIN o parte de él, por lo que durante los primeros minutos de ocurrido el evento puede disponer de rechazos de carga de los Agentes que a su criterio puedan rechazar carga en un plazo no mayor a 3 minutos. Transcurrido estos primeros minutos, y considerando que el COES debe mantener mecanizada la información necesaria para calcular los rechazos de carga de los Agentes

del SEIN, en el transcurso de los siguientes 30 minutos de ocurrido el evento debe reasignar adecuadamente la magnitud de los rechazos de carga que deben ejecutar los Agentes del SEIN, el mismo que luego inclusive podrá formar parte de su reprograma de operación que pudiera elaborar.

Lo indicado está en concordancia con lo establecido en el numeral 8.1.2 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (en adelante "NTCOTRSI").

"8.1.2 El Coordinador puede disponer rechazos de carga manuales y/o desconexión de generadores u otros equipos para preservar la estabilidad y seguridad del Sistema. En caso que el Coordinador disponga rechazos de carga manuales, los Integrantes del Sistema ejecutarán los rechazos manuales en la magnitud y en los puntos de carga que el Coordinador disponga. Similarmente, si el Coordinador dispone la desconexión de generadores u otros equipos, los Integrantes titulares de tales equipos deben proceder a desconectarlos. Estas medidas deben derivarse de estudios especializados, actualizados con la periodicidad que establezcan los procedimientos técnicos del COES. Dichos estudios serán difundidos entre los Integrantes del Sistema, a fin de establecer las magnitudes de carga y/o generación, así como los puntos de ubicación."

Por lo indicado se propone incluir en el proyecto del nuevo PR-16 las siguientes modificaciones:

"8.14 El COES, a más tardar el 15 de noviembre de cada año, remitirá a OSINERGHMIN un estudio con la evaluación de los bloques de reducción de carga de los Usuarios Libres. En dicho estudio se determinará el tiempo máximo de ejecución de los RC dispuestos por el COES por parte de los Usuarios Libres que tengan aprobado su segundo Esquema de Rechazo Automático de Carga conforme se indica en el numeral 8.6 del presente Procedimiento.

Asimismo, como parte de este estudio el COES determinará el tiempo máximo de ejecución de los rechazos de carga de extrema urgencia que dispone en tiempo real para preservar la seguridad operativa del SEIN o parte del mismo y que no deberá ser mayor a 3 minutos."

"8.16 Si durante la operación en tiempo real se presentan condiciones que presentan riesgos a la seguridad del sistema o de una parte del mismo, el COES podrá tomar decisiones que determinen rechazos de carga de extrema urgencia en tiempo real que deben ejecutarse en un plazo no mayor a 3 minutos con la finalidad de preservar la seguridad del SEIN o de una parte de este."

"9.2.7 (...)

b) Cuando el déficit de oferta o las limitaciones de la transmisión lleven al SEIN o una parte de este a un estado de emergencia y se requiera con urgencia la desconexión de carga. Luego de alcanzar el estado de restablecimiento se procederá a rechazar carga a los Usuarios Libres para permitir la recuperación del suministro de los usuarios regulados.

c) Cuando durante la operación en tiempo real se presenten contingencias o eventos imprevistos que representen riesgos potenciales a la seguridad operativa del SEIN o de una parte de

ella cuyo desarrollo es inminente en corto tiempo, se procederá al rechazo de carga de extrema urgencia según el numeral 9.8.

(...)"

9.8 Proceso para el rechazo de carga de extrema urgencia en tiempo real

- 9.8.1 Los rechazos de carga de extrema urgencia comprenderán cargas cuya desconexión se debe efectuar en un plazo no mayor a 3 minutos luego de ser dispuesto por el COES y no incluirán cargas esenciales.
- 9.8.2 El COES debe tener identificado permanentemente los bloques de rechazos de carga de extrema urgencia. La magnitud de los rechazos de carga de extrema urgencia debe ser la mínima posible para eliminar la causa de la urgencia que afecta la seguridad del SEIN o parte del mismo.
- 9.8.3 Dentro de los 30 minutos después de haberse producido el evento que ocasionó el rechazo de carga de extrema urgencia el COES determinará y ejecutará en el menor tiempo posible el reemplazo de las cargas de los usuarios regulados que fueron incluidos en el rechazo de carga por cargas de clientes libres conforme a lo establecido en los criterios del presente procedimiento."

B. Comentarios de KALLPA

B.1. Comentario 1

Numeral 9.5

De acuerdo con lo establecido en el numeral 9.5 del proyecto del nuevo PR-16, sobre la base del factor de participación "K" que afectará a la carga del Usuario Libre o Distribuidor, y con la magnitud del rechazo de carga total del SEIN o cuando sea el caso de una o pocas subestaciones, se obtiene la magnitud de potencia que cada Usuario Libre o Distribuidor debe rechazar.

Al respecto, señala que la demanda no es constante a lo largo del tiempo y que ésta varía constantemente, por lo que no necesariamente un Rechazo de Carga (RC) constante en MW e igual al máximo corte a racionar (tal y como usualmente el COES emite), será lo más óptimo para el SEIN; eventualmente, se corre el riesgo de rechazar una carga mayor a la necesaria dejando a los equipos con un margen de energía no generada la mayor parte del tiempo que dura la RC, situación que afectaría a la demanda en mayor proporción, ya que los Clientes no tomarían la energía que podrían.

Por otro lado, se considera que el COES debe tener en cuenta que cualquier equipo eléctrico se encuentra en capacidad de soportar sobrecargas de corto tiempo (máximo de 2 horas) sin que sufra daño alguno ni disminución de su vida útil, por lo que no se encuentra razón alguna para racionar carga mayor a la necesaria.

Considerando lo anterior, se sugiere que la magnitud máxima de carga a rechazar por sobrecargas debe ser constante y equivalente (promedio) a un valor que represente la energía que se dejará de suministrar en el periodo rechazado, según la diferencia del escenario actual que se aprecia en el siguiente gráfico:

B.2. Comentario 2

Comentario General

En el contenido del proyecto del nuevo PR-16, en repetidas oportunidades, se hace referencia a las siglas “ERACMF y ERACMT”. Sin embargo, y aun cuando es probable que el significado de dichos términos sea conocido entre los Integrantes del COES, a efectos de evitar confusión alguna, se sugiere precisar su significado en el mismo texto del nuevo PR-16.

Opinión del COES

Las siglas ERACMF y ERACMT corresponden a “Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia” y a “Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión”, respectivamente; las mismas que se están considerando en la propuesta de modificación del GLOSARIO enviado por el COES a Osinerghmin mediante Carta N° COES/D-411-2015.

Para evitar confusiones, se sugiere a Osinerghmin, que en la resolución de aprobación del nuevo PR-16, incluya una modificación del GLOSARIO agregando las mencionadas abreviaturas.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con el comentario del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el GLOSARIO a fin de incluir el significado de las siglas ERACMF y ERACMT.

C. Comentarios de LUZ DEL SUR

C.1. Comentario 1

Numeral 6.2.5

Se está de acuerdo con el proyecto del nuevo PR-16; sin embargo, debe contemplar un periodo de dos años para su implementación. Por ello se propone (texto subrayado):

“6.2.5 Distribuidores y los Usuarios Libres deben sincronizar los relojes de los dispositivos de rechazo de carga considerados en el presente procedimiento con la referencia de tiempo que utiliza el COES, hasta el orden de los relojes de los segundos, a fin de establecer la base comparativa desde la disposición en tiempo real para su ejecución.

La sincronización de los relojes de los dispositivos indicados deberá ser implementada en un periodo de dos (2) años.”

Sustento

Adquirir e implementar los dispositivos solicitados requerirá de un plan de inversiones, adquisiciones e implementación en campo. El periodo de dos años solicitado, es un tiempo prudencial para que se efectivice.

Opinión del COES

Dado que este numeral fue incorporado por Osinerghmin, corresponde a dicho organismo levantar esta observación. Sin perjuicio de lo anterior, se considera que resulta razonable que exista un periodo transitorio para el cumplimiento de esta obligación, que bien podría ser de dos (2) años, según lo sugiere LUZ DEL SUR.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la sugerencia de LUZ DEL SUR. Por lo tanto, se debe añadir el numeral 11.7 al proyecto del nuevo PR-16 con la siguiente redacción:

“11.7 El plazo para implementar lo establecido en el numeral 6.2.5 del presente procedimiento es de dos años contados desde la vigencia del presente Procedimiento”.

C.2. Comentario 2

Numerales 6.2.6 y 8.7

No toma en cuenta la dificultad de selectividad entre los Usuarios Libres propios y el de los otros Suministradores en la topología de las redes de distribución. Se propone (texto subrayado):

“6.2.3 Los Distribuidores no podrán cortar el suministro eléctrico a Usuarios Libres de otros Suministradores que estén conectados a sus redes, sin autorización de su respectivo suministrador, excepto por orden expresa del COES y/o a solicitud del Distribuidor, ambos casos debidamente sustentados.”

Sustento

En principio, se debe tener en cuenta el criterio de privilegiar el servicio regulado de electricidad. En los alimentadores de media tensión de la red de distribución están conectados diversos tipos de clientes: Usuarios Libres propios y de otros suministrados y Usuarios Regulados, y dada la topología radial de tales alimentadores es poco probable la selectividad entre dichos clientes.

Es por ello que, ante la solicitud de rechazar carga de parte del COES, el Distribuidor desconectará un alimentador e interrumpirá a sus propios clientes y muy probable a clientes de otros suministradores; considerando que se privilegia el abastecimiento del servicio regulado de electricidad.

Opinión del COES

Dado que este numeral fue incorporado por Osinerghmin, corresponde a dicho organismo levantar esta observación.

Análisis de Osinerghmin

Los reclamos de algunos Clientes Libres y/o sus suministradores se presentan en el sentido de que un Distribuidor desconecta las cargas de los Clientes Libres de otros suministradores, pero no de los suyos, ejerciendo una actitud discriminadora.

Si en un alimentador se encuentran los Clientes Libres de un Distribuidor junto con los de otro suministrador, a ambos Clientes Libres les corresponderá una magnitud de rechazo de carga, cuya aplicación dependerá de la correcta información que las Distribuidoras y Clientes Libres deben brindar al COES para que realice un programa de rechazo de carga equitativo.

LUZ DEL SUR sugiere que, a solicitud de un Distribuidor, se programe el corte de energía de un Cliente Libre cuyo suministrador es otro Agente, siempre que sustente tal solicitud. Esta prerrogativa del Distribuidor añade

una instancia más a la programación de rechazos de carga y le otorga cierta discrecionalidad para influir en la programación, que deberían ser evitados.

Por tales motivos, no se considera conveniente añadir el texto sugerido. Sin embargo se aprecia que es necesario precisar mejor la información que el COES requiere para establecer adecuadamente los rechazos de carga, para ello se propone modificar el literal c) del numeral 7.1 del proyecto del nuevo PR-16 de la siguiente manera:

“c) Diagrama unifilar simplificado de sus instalaciones, en formato “dwg” con el detalle de las cargas propias y de otros suministradores y la identificación de los circuitos que contengan Cargas Esenciales y cargas asignadas al ERACMF y/o ERACMT. Dicho diagrama unifilar debe ser complementado con una base de datos.”

C.3. Comentario 3

Numeral 5

Se solicita modificar el numeral 5 de la siguiente manera (texto tachado):

“Asimismo, en todos los casos, cuando en el presente Procedimiento se citen normas, procedimientos técnicos o cualquier otro dispositivo legal, se entenderá que incluyen todas sus normas concordantes y modificatorias y sustitutorias.”

Sustento

Las normas sustitutorias se elaboran a futuro, por lo tanto las modificaciones que afecten al presente procedimiento se deberán actualizar expresamente en una modificatoria.

Opinión del COES

El numeral 5 del proyecto del nuevo PR-16 establece que las citas normativas contenidas no se limitan a las mismas, sino que se extiende a las normas concordantes, modificatorias y sustitutorias de tales normas de aprobación. En efecto, de presentarse una modificación o sustitución a las normas citadas en el nuevo PR-16, el COES está obligado a cumplir con esos nuevos dispositivos.

Por tanto, la sugerencia de LUZ DEL SUR para modificar de forma expresa el nuevo PR-16 en caso se presenten modificaciones y/o sustituciones, solo implicaría una exigencia formal innecesaria por lo que se recomienda no aceptar la sugerencia.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto del nuevo PR-16, debido al presente comentario.

C.4. Comentario 4

Numeral 9.2.1

Se solicita precisar el texto *“...la mejor información disponible...”*

Sustento

El nuevo PR-16 debe contemplar todas las posibilidades de fuentes de información autorizadas a utilizarse, con la finalidad de evitar estimaciones que distorsionen significativamente la distribución de cargas.

Opinión del COES

El COES puede utilizar diversas fuentes para determinar la información que refleje el consumo típico de los Usuarios Libres o Distribuidores, tales como la información de los datos históricos, contadores de energía, datos del SCADA, información suministrada por el propio cliente, etc.; por lo cual no se consideró adecuado incluir en el procedimiento técnico una lista taxativa de fuentes de información. Sin perjuicio de lo anterior, se propone incorporar al numeral 9.2.1 una lista no limitativa de las fuentes que el COES utilizará para calcular las demandas a considerar en los rechazos de carga.

Por lo expuesto, se recomienda aceptar la sugerencia, y considerar la siguiente redacción (texto tachado y subrayado):

“9.2.1 Las demandas a considerar para los Usuarios Libres y Distribuidores serán calculadas a partir de la información de sus demandas ejecutadas remitidas por los Usuarios Libres y Distribuidores en aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 03 “Pronóstico de la Demanda a Corto Plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional” (PR-03).

De forma complementaria, a falta de información o datos que reflejen adecuadamente sus consumos típicos, el COES ~~sobre la base de la mejor información disponible,~~ podrá utilizar otros valores para calcular la demanda de los Usuarios Libres y Distribuidores, tales como datos históricos de contadores de energía, del SCADA, entre otros.”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES; sin embargo, es necesario que se sustente la fuente de información complementaria que utilizará. En tal sentido el numeral 9.2.1 quedará redactado de la siguiente manera:

“9.2.1 Las demandas a considerar para los Usuarios Libres y Distribuidores serán calculadas a partir de la información de sus demandas ejecutadas remitidas por los Usuarios Libres y Distribuidores en aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 03 “Pronóstico de la Demanda a Corto Plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional” (PR-03).

De forma complementaria, a falta de información que refleje adecuadamente sus consumos típicos, el COES podrá utilizar otras fuentes de información debidamente sustentadas para calcular la demanda de los Usuarios Libres y Distribuidores, tales como datos históricos de contadores de energía, del SCADA, entre otros.”

C.5. Comentario 5

Numeral 7.1 – literal d)

“Numeral 7.1 d) y 11.2. No se requiere presentar nuevamente la información solicitada, considerando que se hace el registro al Portal de Osinerghmin hasta el 02 de enero de todos los años.”

No se requiere presentar nuevamente la información solicitada, considerando que se hace el registro al Portal de Osinerghmin hasta el 02 de enero de todos los años

Sustento

Información reiterativa.

Opinión del COES

Si bien es cierto que podría tratarse de la misma información, el COES y Osinerghmin son dos instituciones diferentes; por lo cual, no necesariamente la información que se remita a una de estas instituciones, responderá a los mismos requerimientos de ambas o estará automáticamente disponible para la otra institución.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar la sugerencia de LUZ DEL SUR.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto del nuevo PR-16, debido al presente comentario.

C.6. Comentario 6

Numeral 7.1 literal c) y numeral 11.3

Detallar el requerimiento mínimo de los diagramas unifilares considerando que LUZ DEL SUR tiene más de 300 alimentadores.

Sustento

Se solicita mucha información que no es necesaria para el análisis del RC, además las redes de distribución son dinámicas y varían permanentemente.

Opinión del COES

Para el análisis de RC, se requiere que los diagramas unifilares permitan identificar los circuitos que contengan Cargas Esenciales y cargas asignadas al ERACMF y/o ERACMT (numeral 7.1). Asimismo, si las variaciones de la red llegaran a afectar los esquemas ERACMF y/o ERACMT, el COES debería contar con dicha información para el análisis del RC (numeral 11.3).

En este sentido, se propone mantener el numeral 11.3 y modificar el numeral 7.1 para que exprese el requerimiento mínimo con el que se pueda realizar el análisis de los rechazos de carga (texto tachado y subrayado):

“c) Diagrama unifilar simplificado de sus instalaciones, en formato “dwg” ~~en el detalle de sus cargas en general y la identificación de~~ que permita identificar los circuitos que contengan Cargas Esenciales y cargas asignadas al ERACMF y/o ERACMT.”

Análisis de Osinerghmin

No solamente se requiere que, a través de los diagramas unifilares, se permita identificar los circuitos que contengan las cargas esenciales y las cargas asignadas al ERACMF y/o ERACMT; sino también, a las cargas propias y de otros suministradores. Estos diagramas unifilares deberán estar respaldados por una base de datos con la información necesaria que lo complementa. Por lo indicado el literal c) del numeral 7.1 quedará redactado de la siguiente manera:

“c) Diagrama unifilar simplificado de sus instalaciones, en formato “dwg” con el detalle de las cargas propias y de otros suministradores y la identificación de los circuitos que contengan Cargas Esenciales y cargas asignadas al ERACMF y/o ERACMT. Dicho diagrama unifilar debe ser complementado con una base de datos.”

D. Comentario del COES

D.1. Comentario 1

Se reitera considerar en el Procedimiento Técnico del COES N° 09 el tratamiento de los rechazos de carga que se originan durante la operación del SEIN y que, por requerir acciones inmediatas de rechazo de carga, no puedan ser incluidos en un reprograma de la operación.

De otra parte, en concordancia con Osinerghmin, los eventos que ocurren en tiempo real y que permitan con la suficiente antelación elaborar programas de rechazo de carga y distribuirlos a los Agentes, se mantengan en el PR-16, tal como se establece en el numeral 6.1.1 del proyecto del nuevo PR-16, referido a que estos programas se comunican conjuntamente con el RDO o por medio electrónico.

Sustento

Los rechazos de carga, que surgen de forma imprevista durante la operación y que requieren de una atención inmediata, no permiten, debido a su propia naturaleza, realizar los cálculos y pasos previstos en el PR-16 para emitir un programa de rechazo de carga.

Observación de Osinerghmin

Se solicita al COES que desarrolle su respuesta, con la finalidad de analizar la viabilidad de ser o no tomados en cuenta.

Respuesta

Respecto a esta observación, la propuesta del COES fue plasmada en la sección 3.7 del Informe Técnico N° COES/D/DO/SPR-063-2016 que sustentó la absolución de las observaciones complementarias que realizó Osinerghmin a la propuesta del nuevo PR-16, remitido a Osinerghmin mediante carta COES/D-576-2016 el 10.06.2016.

En resumen, significa tomar la propuesta enviada por el COES para el nuevo PR-09 donde está lo referente a los rechazos de carga que surgen por necesidad de la operación en tiempo real y no incluir nada sobre esto en el nuevo PR-16.

Análisis del Osinerghmin

Se puede notar que según la propuesta del COES para el rechazo de carga en tiempo real no propone criterios técnicos transparentes y que esto da

lugar entre otras situaciones a que el distribuidor rechace carga de manera discrecional, lo cual puede afectar a Clientes Libres de otro suministrador. En ese sentido podría ahondarse los problemas que al respecto ya se han venido detectando.

Por lo indicado, se desestiman los comentarios y precisiones del COES y conforme consta en el análisis del Osinerghmin al Comentario 1 de ENGIE, se han efectuado diversas precisiones en el procedimiento PR-16 para rechazar carga. Asimismo, se ha precisado que los criterios y metodologías para rechazar carga están contemplados en el nuevo PR-09.

D.2. Comentario 2

Se sugiere reemplazar los términos PMM, PSO y PDO por PMI, PSI y PDI, respectivamente tal como fue la propuesta del COES.

Sustento

Las menciones a los programas de mantenimiento y operación, deben concordarse con los nombres propuestos en el PR-12, el cual, al igual que el PR-16 se encuentra en vía de aprobación por parte de Osinerghmin.

Análisis del Osinerghmin

Al respecto, en el proyecto del nuevo PR-12 no se ha eliminado las siglas de PMM, PSO y PDO, dado que los rechazos de carga se incluyen en dichos reportes. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto del nuevo PR-16 debido al presente comentario.

D.3. Comentario 3

Numeral 8.7

Se sugiere eliminar la última parte del numeral 8.7 “...Los Distribuidores no podrán cortar el suministro eléctrico a los Usuarios Libres de otros Suministradores que estén conectados a sus redes, sin autorización de su respectivo suministrador, excepto por orden”, ya que en la fase de programación se identifica plenamente los Usuarios Libres y Distribuidores que deben restringir su suministro eléctrico, mientras que, en tiempo real, la magnitud y ubicación del rechazo dependerá de la naturaleza de la falla.

Sustento

Lo expresado en la última parte del numeral 8.7 es similar al numeral 6.2.6

Análisis del Osinerghmin

De acuerdo con el COES. Por lo tanto, el numeral 8.7 quedará redactado de la siguiente manera:

“8.7 Los Usuarios Libres y los Distribuidores deberán ejecutar la totalidad del RC dispuesto por el COES, en un tiempo no mayor a 15 minutos de la hora establecida por el COES como inicio de los rechazos de carga, independientemente del número de Esquemas de Rechazo Automático de Carga que tengan aprobados por el COES. Las empresas implementarán los automatismos necesarios para rechazar carga en un tiempo máximo de rechazo de carga que determinará el COES, el cual no será no mayor a 15 minutos. Los automatismos de las empresas distribuidoras solo deben operar sobre sus clientes libres y/o usuarios regulados”

D.4. Comentario 4

Numeral 8.9

Se recomienda retirar la última parte del numeral 8.9 “El COES verificará que se haya dado la situación indicada por la empresa”.

Sustento

Al respecto, el COES utiliza la información suministrada por las empresas, por lo que disponer que el COES realice la verificación de situaciones que se hayan producido en las instalaciones de los Agentes, es asignarle funciones de fiscalización que no son competencia del COES ya que implica utilizar información que no provenga del mismo agente.

Análisis del Osinerghmin

De acuerdo con el COES. Por lo tanto, el numeral 8.9 quedará redactado de la siguiente manera:

“8.9 Si un Usuario Libre comunica que reducirá voluntariamente su carga o que reprogramará sus Intervenciones que generan reducción de carga, de manera que coincida con el horario del Programa de RC, dicha reducción será considerada como parte de la carga que le hubiera correspondido rechazar según el Programa de RC. Si la magnitud de carga a reducir es mayor a la estimada en el Programa de RC, este Usuario Libre no será considerado en los cálculos del Programa de RC. Estas reducciones de carga adicionales a la estimada en el Programa de RC no generarán derecho a pago de compensaciones o resarcimientos.”

D.5. Comentario 5

Numeral 9.5.3

Se recomienda reemplazar “A” por “1” en el párrafo del numeral 9.5.3.

Sustento

El anexo al que se refiere el numeral 9.5.3 es el Anexo 1.

Análisis del Osinerghmin

De acuerdo con el COES. Por lo tanto, el numeral 9.5.3 quedará redactado de la siguiente manera:

“9.5.3 Para una mejor comprensión de la metodología para establecer la magnitud de RC para cada Usuario, se incluye un ejemplo en el Anexo 1 del presente Procedimiento.”

D.6. Comentario 6

Numeral 10.4

Se recomienda reemplazar “8.6” por “8.7” en el párrafo del numeral 10.4.

Sustento

El tiempo al que se refiere el numeral 10.4 se encuentra en el numeral 8.7

Análisis del Osinerghmin

De acuerdo con el COES. Por lo tanto, el numeral 10.4 quedará redactado de la siguiente manera:

“10.4 Se considera que un Usuario Libre o Distribuidor cumplió con el Programa de RC cuando la potencia y energía rechazada es mayor o igual al 95% del valor indicado por el COES en el Programa de RC con una coincidencia de tiempo del 100%, descontando el tiempo indicado en el numeral 8.7.”

Anexo B

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-09
COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN EN TIEMPO REAL DEL SEIN		
<ul style="list-style-type: none"> Aprobado por Osinermin mediante Resolución N° XXX-2017-OS/CD del XX de XXX de 2017. 		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y metodología para determinar, ejecutar y evaluar los Rechazos de Carga (RC), dispuestos por el COES durante la programación y ejecución de la operación para ser ejecutados por los Usuarios Libres y Distribuidores; así como, establecer las responsabilidades tanto del COES como de los Agentes del SEIN y las coordinaciones operativas necesarias para su adecuado cumplimiento.

2. ALCANCE

La aplicación de este Procedimiento comprende la metodología de cálculo de la magnitud de los rechazos de carga, así como la metodología de ejecución y evaluación que deben realizar todos los Usuarios Libres, Distribuidores y Generadores del SEIN en casos de déficit de potencia activa y/o reactiva, sobrecargas o problemas de tensión.

3. BASE LEGAL

- 3.1 Decreto Ley N° 25844.-Ley de Concesiones Eléctricas.
- 3.2 Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 3.3 Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 3.4 Decreto Supremo N° 027-2008-EM.- Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.
- 3.5 Decreto Supremo N° 020-97-EM.-Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).
- 3.6 Decreto Supremo N° 022-2009-EM.- Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.
- 3.7 Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE - Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI).
- 3.8 Estatuto del COES

4. PRODUCTOS

- 4.1 Programa de RC, con la siguiente información:
 - a) Motivo del Programa de RC
 - b) Usuarios Libres y Distribuidores del SEIN que deben rechazar carga.
 - c) Suministradores de los Usuarios del SEIN que deben rechazar carga.
 - d) Magnitudes de los RC por cada Usuario así como la suma total.
 - e) Horas de inicio y fin previstos para los RC.
- 4.2 Evaluación preliminar y final de los rechazos de carga ejecutados.
- 4.3 Estudio que determina el tiempo máximo de ejecución de los rechazos de carga

dispuestos por el COES, así como evalúa los bloques de reducción de carga de los Usuarios Libres.

5. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

Para efectos del presente Procedimiento, las definiciones de los términos en singular o plural que estén contenidos en éste, que inicien con mayúscula y no tengan una definición propia en el mismo, serán aquellas definiciones contenidas en el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, o norma que lo sustituya; y en su defecto, las definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.

Asimismo, en todos los casos, cuando en el presente Procedimiento se citen normas, procedimientos técnicos o cualquier otro dispositivo legal, se entenderá que incluyen todas sus normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

6. RESPONSABILIDADES

6.1 Del COES

- 6.1.1 Determinar los Programas de RC, los que serán comunicados a los Integrantes del COES conjuntamente con el PMM, PSO, PDO o RDO; o serán comunicados directamente por medio electrónico.
- 6.1.2 Mantener actualizada una base de datos con la demanda total histórica de los Usuarios Libres y de los Distribuidores.
- 6.1.3 Coordinar y verificar el cumplimiento de los Programas de RC establecidos en el PDO, en los RDO o los rechazos de carga requeridos durante la ejecución de la operación en tiempo real.
- 6.1.4 Evaluar el cumplimiento de los Programas de RC

6.2 De los Agentes del COES

- 6.2.1 Cumplir con ejecutar los rechazos de carga dispuestos por el COES según el PDO, el RDO o los rechazos de carga requeridos durante la ejecución de la operación en tiempo real en forma obligatoria dentro del tiempo máximo de rechazo de carga.
- 6.2.2 Los Usuarios Libres y Distribuidores deben verificar que los circuitos a ser incluidos en los RC no contengan Cargas Esenciales. En caso los Usuarios Libres o Distribuidores identifiquen que uno o más de los circuitos a interrumpir contiene alguna Carga Esencial, deberá informar inmediatamente dicha situación al COES.
- 6.2.3 Los Generadores y los Distribuidores deben comunicar a sus clientes cada Programa de RC, inmediatamente después de que estos se hayan dado a conocer por el COES.
- 6.2.4 Los Distribuidores y los Usuarios Libres no deben incluir en la aplicación del RC a aquellos circuitos que estén considerados dentro del ERACMF y el ERACMT, salvo indicación distinta del COES.
- 6.2.5 Distribuidores y los Usuarios Libres deben sincronizar los relojes de los dispositivos de rechazo de carga considerados en el presente procedimiento con la referencia de tiempo que utiliza el COES, hasta el orden de los segundos, a fin de establecer la base comparativa desde la disposición en tiempo real para su ejecución.

6.2.6 Los Distribuidores no podrán cortar el suministro eléctrico a Usuarios Libres de otros Suministradores que estén conectados a sus redes, sin autorización de su respectivo suministrador, excepto por orden expresa del COES debidamente sustentada.

6.2.7 Enviar al COES la información referida en el numeral 7.1 del presente procedimiento.

7. INFORMACIÓN REQUERIDA

7.1 Los Usuarios Libres y los Distribuidores deben enviar al COES lo siguiente:

- a) Información de su demanda total registrada en medidores y en períodos de 15 minutos, del día de máxima Demanda del SEIN del mes pasado. Los Distribuidores enviarán la demanda totalizada de sus usuarios regulados.
- b) Información de la magnitud de las Cargas Esenciales conectadas a sus redes, adjuntando la calificación emitida por OSINERGMIN.
- c) Diagrama unifilar simplificado de sus instalaciones, en formato “dwg” con el detalle de las cargas propias y de otros suministradores, y la identificación de los circuitos que contengan Cargas Esenciales y cargas asignadas al ERACMF y/o ERACMT. Dicho diagrama unifilar debe ser complementado con una base de datos.
- d) Información de su carga total asignada en el ERACMF y ERACMT, para periodos de HFP y HP, y el segundo Esquema de Rechazo Automático de Carga (este segundo esquema solo es exigible a los Usuarios Libres que lo hubieran implementado según lo señalado en el numeral 8.6).
- e) La magnitud de su carga rechazada, en periodos de 15 minutos a partir de lo registrado en sus contadores de energía electrónicos, y la hora del inicio y fin del RC ejecutado (por circuitos).

8. CRITERIOS GENERALES

8.1 Se rechaza carga cuando se presente déficit de potencia activa y/o reactiva en el SEIN o parte del mismo, como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipos, caudales bajos en los ríos, escasez de combustibles, entre otros. Asimismo, se rechaza carga en caso de sobrecargas de equipos y/o problemas de tensión. Tiene como objetivo mantener la integridad del SEIN, el control de las tensiones y la frecuencia del SEIN de acuerdo con la NTCSE y NTCOTRSI.

8.2 El Programa de RC se emite en la misma oportunidad que los PMM, PSO, PDO o RDO cuando se identifica la necesidad de realizar Rechazos Manuales de Carga ante Intervenciones o eventos programados.

8.3 En los RC, sin que ello signifique exclusión del RC, el COES privilegiará el abastecimiento del suministro eléctrico de acuerdo al siguiente orden de prioridad:

- a) Las Cargas Esenciales calificadas por OSINERGMIN.
- b) Los Usuarios Regulados.
- c) Los Usuarios Libres.

El Programa de RC y las disposiciones de rechazo de carga establecidos por el COES no podrá ser modificado por los Agentes.

8.4 Los Usuarios Libres y los Distribuidores, podrán reemplazar parte o el total de su carga a ser rechazada, mediante el ingreso de Unidades de Generación propias.

8.5 Los Usuarios Libres que por inflexibilidades propias de su carga no puedan

cumplir con la magnitud de rechazo de carga asignada por el COES, deberán rechazar la magnitud de carga factible inmediatamente superior a la carga asignada. La carga rechazada en exceso no generará derecho a pago de compensaciones o resarcimientos.

- 8.6 Un Usuario Libre podrá disponer de dos Esquemas de Rechazo Automático de Carga. Ambos esquemas, equivalentes y mutuamente excluyentes deben respetar la magnitud de carga total y la magnitud de carga por etapas asignadas en el Estudio de Rechazo Automático de Carga/Generación (ERACG) aprobado por el COES. El primer esquema se utilizará para un Estado Normal de operación en el ERACMF o ERACMT; y el segundo esquema, para reemplazar las cargas del primer esquema que sean incluidas en el RC del Usuario Libre propietario de ambos esquemas. La implementación de estos dos esquemas deberá ser comunicado previamente al COES y deberá contar con su aprobación.
- 8.7 Los Usuarios Libres y los Distribuidores deberán ejecutar la totalidad del RC dispuesto por el COES, en un tiempo no mayor a 15 minutos de la hora establecida por el COES como inicio de los rechazos de carga, independientemente del número de Esquemas de Rechazo Automático de Carga que tengan aprobados por el COES. Las empresas implementarán los automatismos necesarios para rechazar carga en un tiempo máximo de rechazo de carga que determinará el COES, el cual no será no mayor a 15 minutos. Los automatismos de las empresas distribuidoras solo deben operar sobre sus clientes libres y/o usuarios regulados.
- 8.8 El COES podrá incluir en el Programa de RC, la carga que forma parte de los Esquemas de Rechazo Automático de Carga implementados por los Usuarios Libres y/o Distribuidores, hasta una magnitud que se considere segura para la actuación de los ERACMF o ERACMT. Esta magnitud será determinada en el Estudio de Rechazo Automático de Carga y Generación realizado por el COES anualmente.
- 8.9 Si un Usuario Libre comunica que reducirá voluntariamente su carga o que reprogramará sus Intervenciones que generan reducción de carga, de manera que coincida con el horario del Programa de RC, dicha reducción será considerada como parte de la carga que le hubiera correspondido rechazar según el Programa de RC. Si la magnitud de carga a reducir es mayor a la estimada en el Programa de RC, este Usuario Libre no será considerado en los cálculos del Programa de RC. Estas reducciones de carga adicionales a la estimada en el Programa de RC no generarán derecho a pago de compensaciones o resarcimientos.
- 8.10 Cuando en el SEIN o en un subsistema aislado se produzcan variaciones de carga que puedan ocasionar variaciones importantes de frecuencia o tensión, el COES podrá programar o tomar decisiones en tiempo real que determinen la reducción o supresión temporal de tales cargas, con la finalidad de preservar la Seguridad del SEIN o del subsistema aislado.
- 8.11 Si en el PMM, PSO, PDO o RDO o durante la operación en tiempo real, se prevé que los niveles de tensión de estado estacionario de las Barras de carga del SEIN se encontrarán por debajo del 95% de su tensión nominal se aplicará el numeral 9.4 del presente Procedimiento.
- 8.12 Si en el PMM, PSO, PDO o RDO o durante la operación en tiempo real, se prevé que se superará la capacidad de los equipos de transmisión, se aplicará lo indicado en el numeral 9.5 del presente Procedimiento para configuraciones radiales de la red o el numeral 9.6 para configuraciones malladas.
- 8.13 Si en el PMM, PSO, PDO o RDO o durante la operación en tiempo real, se prevé

que existirán problemas de capacidad de transmisión y problemas de perfiles bajos de tensión de forma simultánea, se aplicará el numeral 9.5 o el numeral 9.6 (según la topología existente) del presente Procedimiento. De persistir el problema de tensión, se aplicará el numeral 9.4.

- 8.14 El COES, a más tardar el 15 de noviembre de cada año, remitirá a OSINERGMIN un estudio con la evaluación de los bloques de reducción de carga de los Usuarios Libres. En dicho estudio se determinará el tiempo máximo de ejecución de los RC dispuestos por el COES por parte de los Usuarios Libres que tengan aprobado su segundo Esquema de Rechazo Automático de Carga conforme se indica en el numeral 8.6 del presente Procedimiento.

Asimismo, como parte de este estudio el COES determinará el tiempo máximo de ejecución de los rechazos de carga de extrema urgencia que dispone en tiempo real para preservar la seguridad operativa del SEIN o parte del mismo y que no deberá ser mayor a 3 minutos.

- 8.15 En caso exista declaración de Situación Excepcional en el área donde se produce el RC, la capacidad de transmisión y las tolerancias de tensión a utilizar en el presente Procedimiento, estarán acorde con la declaración mencionada.
- 8.16 Si durante la operación en tiempo real se presentan condiciones que presentan riesgos a la seguridad del sistema o de una parte del mismo, el COES podrá tomar decisiones que determinen rechazos de carga de extrema urgencia en tiempo real que deben ejecutarse en un plazo no mayor a 3 minutos con la finalidad de preservar la seguridad del SEIN o de una parte de este.

9. ETAPAS DEL PROCESO

9.1 Proceso para establecer la magnitud del rechazo de carga total

9.1.1 Mediante un balance de oferta de potencia activa, potencia reactiva capacitiva y demanda, el COES realizará una estimación preliminar de la magnitud del rechazo de carga total del SEIN o de una parte de él (por ejemplo: una subestación o una parte del SEIN que opere en sistema aislado) y su tiempo de duración.

9.1.2 Previo al cálculo definitivo del RC, el COES realizará las siguientes acciones, para minimizar la magnitud y duración del RC, en el siguiente orden establecido:

- a) Postergar o suspender las Intervenciones que puedan afectar la Seguridad del SEIN o incrementen la magnitud del RC.
- b) Coordinar el ajuste de descargas de los embalses con capacidad de regulación.
- c) Disponer, de considerarlo pertinente, la reducción de la magnitud de la Reserva Rotante para la Regulación Secundaria de Frecuencia. La magnitud de Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia se mantendrá en el valor asignado por el COES.
- d) Coordinar la reconfiguración de la red eléctrica para mitigar o eliminar los problemas de sobrecarga en equipos de transmisión o de tensión en Barras, de forma segura y confiable.

9.1.3 Para minimizar la magnitud del RC por tensión, el COES programará la operación de Unidades de Generación térmica fuera del Despacho Económico, teniendo en cuenta lo siguiente y en el orden establecido:

- a) Cuando exista un único generador térmico local se deberá forzar la

operación de dicha unidad.

- b) Cuando exista más de un generador térmico local se seleccionará al generador que cumpla con elevar la tensión al valor mínimo requerido 97.5% de la Tensión de Operación y se forzará su operación en función de sus costos desde el más al menos económico.
- c) Cuando no exista generación térmica local y se tenga uno o más generadores en Barras aledañas, mediante análisis de estabilidad de tensión de las Barras afectadas por la baja tensión, se determinará la cargabilidad de los circuitos que convergen a dichas Barras.

9.1.4 Con la magnitud y ubicación de la carga total que necesita ser rechazada, el COES, calculará la magnitud de la carga que será rechazada por cada Usuario Libre o Distribuidor de acuerdo a lo establecido en los numerales 9.2 a 9.6.

9.2 Proceso para establecer el universo de Usuarios para el Programa de RC

9.2.1 Las demandas a considerar para los Usuarios Libres y Distribuidores serán calculadas a partir de la información de sus demandas ejecutadas remitidas por los Usuarios Libres y Distribuidores en aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 03 "Pronóstico de la Demanda a Corto Plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional" (PR-03).

De forma complementaria, a falta de información que reflejen adecuadamente sus consumos típicos, el COES podrá utilizar otras fuentes de información debidamente sustentada, para calcular la demanda de los Usuarios Libres y Distribuidores, tales como datos históricos de contadores de energía, del SCADA, entre otros.

9.2.2 Para el PMM, PSO y para el PDO, el universo de Usuarios para establecer el Programa de RC se determinará seleccionando a los Usuarios Libres con una demanda total superior o igual a 2,5 MW, o, de manera excepcional, la potencia que sustente y determine la Dirección Ejecutiva del COES.

9.2.3 Para los casos que el Programa de RC afecte a una o pocas subestaciones, tanto para el PDO, PSO, PMM o el RDO, el universo de Usuarios para el Programa de RC se determinará seleccionando a los Usuarios Libres con carga mayor a 0,2 MW conectados a las subestaciones afectadas.

9.2.4 Para el RDO en cuyo PDO correspondiente no se haya considerado un Programa de RC o durante la Operación en Tiempo Real, el universo de Usuarios para establecer el Programa de RC se determinará seleccionando a los Usuarios Libres con una demanda total superior o igual a 5 MW, o, de manera excepcional, la potencia que sustente y determine la Dirección Ejecutiva del COES.

9.2.5 Si un Usuario Libre tiene dos o más cargas ubicadas en diferentes subestaciones, éstas serán sumadas para obtener un único valor de demanda por Usuario Libre. En caso que el RC afecte a una subestación o subestaciones específicas, se considerará sólo la carga ubicada en la subestación o subestaciones afectadas.

9.2.6 Se excluirán del Programa de RC, a aquellas cargas remotas que tengan poca influencia en incrementar la sobrecarga de los equipos de transmisión o la caída de tensión en las Barras de carga que motivan dicho programa. Para ello, se considerará que una carga remota tiene poca influencia,

cuando su efecto en el equipo o Barra afectada, sea menor o igual al efecto que produciría una cuarta parte de dicha carga inyectada en forma local. La Barra donde se simulará la inyección de la carga local, será: a) La Barra correspondiente al extremo de recepción del flujo de potencia activa del equipo que haya sobrepasado su capacidad, o b) La Barra con problemas de tensión, según corresponda al motivo del Programa de RC. Esta exclusión procederá siempre y cuando existan otros Usuarios Libres o Usuarios Regulados cuya desconexión permita cubrir el total de la carga requerida por el Programa de RC (y la priorización de los usuarios regulados sobretodo lo establecido por Ley).

9.2.7 Se incluirá en los RC a los usuarios regulados en los siguientes casos:

- a) Si con lo establecido en los numerales 9.2.1 al 9.2.6 no se cubre la magnitud de la carga que se requiere rechazar.
- b) Cuando el déficit de oferta o las limitaciones de la transmisión lleven al SEIN o una parte de este a un estado de emergencia y se requiera con urgencia la desconexión de carga. Luego de restablecido el estado normal se procederá a rechazar carga a los Usuarios Libres para permitir la recuperación del suministro de los usuarios regulados.
- c) Cuando durante la operación en tiempo real se presenten contingencias o eventos imprevistos que representen riesgos potenciales a la seguridad operativa del SEIN o de una parte de este, cuyo desarrollo es inminente en corto tiempo, se procederá al rechazo de carga de extrema urgencia según el numeral 9.8.

La magnitud de carga a rechazar de los Usuarios Regulados será sólo la necesaria para completar la magnitud total del RC requerida.

9.3 Cálculo de la magnitud de la carga disponible a rechazar

Sobre la base de la demanda de cada Usuario Libre o Distribuidor, se obtiene la magnitud de la carga disponible a rechazar de cada uno de ellos para los periodos de HFP y HP, mediante la fórmula (1).

$$CDR = DT - Cft \times (DT/DTref) - Ce \dots \dots (1)$$

Dónde:

CDR : Carga disponible a rechazar (MW).

DT : Demanda total (MW).

DTref : Demanda usada como referencia en el ERACG vigente para definir el ERACMF y ERACMT (MW).

Cft : Carga total asignada para el ERACMF y ERACMT (MW), cuyo valor, en aplicación de los numerales 6.2.4 o 8.8, podrá disminuirse u obviarse para el cálculo de la CDR.

Ce : Carga Esencial (MW).

9.4 Proceso para establecer la magnitud del RC por tensión

9.4.1 Cuando una única Barra de carga se encuentre por debajo del 95% del valor de su tensión nominal el RC se efectuará de la siguiente manera:

- a) Se calculará el RC de los Usuarios Libres conectados a dicha Barra, hasta que se alcance el 95% de su tensión nominal.
- b) Si el RC de los Usuarios Libres de la Barra con problema de tensión es insuficiente, se calculará el RC de los Usuarios Libres conectados

en las Barras vecinas teniendo en cuenta el numeral 9.2.6.

- c) Si con la aplicación de los pasos a y b el RC resulta insuficiente, se programará el RC del Distribuidor conectado a la Barra con problemas de tensión.

9.4.2 Cuando más de una Barra se encuentre por debajo del 95% del valor de su tensión nominal el RC se efectuará de la siguiente manera:

- a) Se empezará el cálculo de RC de los Usuarios Libres conectados a la Barra que presente el menor valor de tensión hasta que se alcance el 95% de su tensión nominal.
- b) Se continuará con este proceso hasta que todas las Barras superen el 95% de su tensión nominal.
- c) Si el RC de los Usuarios Libres de las Barras con problemas de tensión es insuficiente, se calculará el RC de los Usuarios Libres conectados en las Barras vecinas teniendo en cuenta el numeral 9.2.6.
- d) Si con la aplicación de los pasos a), b) y c) el RC resulta insuficiente, se programará el RC del Distribuidor o Distribuidores conectados a las Barras con problemas de tensión de forma similar a lo indicado en los pasos a) y b).
- e) Luego que se consiga que todas las Barras superen el 95% de su tensión nominal, se procederá a reponer parte de las cargas donde se haya calculado RC, en orden inverso al seguido por aplicación de los pasos a), b), c) y d), hasta conseguir que todas las Barras que inicialmente estuvieron con problemas de tensión se uniformicen en un rango superior al 95% de las tensiones nominales de sus Barras.

9.5 Proceso para establecer la magnitud del RC en caso se supere la capacidad de los equipos de transmisión en configuración radial

9.5.1 Cálculo del factor de participación K

El factor de participación "K" que afectará a la carga del Usuario Libre o Distribuidor, se calcula mediante la fórmula (2).

$$K = \frac{Def_t}{\sum_1^n CDR_i} \dots \dots \dots (2)$$

Dónde:

- K : Factor de participación.
- Def_t : Rechazo de carga total del SEIN o de la subestación (MW).
- CDR_i : Carga disponible a rechazar al Usuario i (MW).
- n : Número total de Usuarios.

9.5.2 Cálculo de la magnitud del RC

Sobre la base del factor de participación "K" y con la magnitud del rechazo de carga total del SEIN o cuando sea el caso de una o pocas subestaciones, se obtiene la magnitud de potencia que cada Usuario Libre o Distribuidor debe rechazar, mediante la fórmula (3).

$$R_i = K \times CDR_i \dots \dots \dots (3)$$

Dónde:

- R_i : Magnitud de RC del Agente i (MW)

9.5.3 Para una mejor comprensión de la metodología para establecer la magnitud de RC para cada Usuario, se incluye un ejemplo en el Anexo 1 del presente Procedimiento.

9.6 Proceso para establecer la magnitud del RC en caso se supere la capacidad de los equipos de transmisión en configuración mallada

9.6.1 Se calcularán factores de sensibilidad (Ks_i) para cada Usuario Libre o Distribuidor que deba rechazar carga. El factor en mención será adimensional y representa la relación entre el incremento de potencia en el equipo que haya superado su capacidad y el incremento de 1 MW en la Barra donde se ubica el Usuario Libre o Distribuidor, tal como se muestra en la fórmula (4).

$$Ks_i = \frac{\Delta P}{1 MW} \dots \dots (4)$$

Dónde:

- Ks_i : Factor de sensibilidad para cada Usuario Libre o Distribuidor.
 ΔP : Incremento del flujo del equipo que superó su capacidad, medido en MW, resultado del incremento de 1 MW de la carga del usuario i .
 n : Número total de Usuarios que componen el universo de Usuarios para el Programa de RC.

9.6.2 La magnitud de potencia que cada Usuario Libre o Distribuidor debe rechazar será proporcional a su factor de sensibilidad.

9.6.3 La suma de todas las cargas a rechazar en el Programa de RC debe ser la menor posible.

9.7 Proceso de ejecución de los RC

9.7.1 En caso sea necesario, el COES actualizará el Programa de RC establecido en el PDO, considerando las actualizaciones de las variables de demanda, generación y otros. Este Programa de RC actualizado será comunicado a los Agentes del SEIN.

9.7.2 Una vez emitido el Programa de RC o su actualización, los Suministradores lo comunicarán inmediatamente a sus respectivos Usuarios Libres y Distribuidores inmersos en dicho programa, quienes ejecutarán el rechazo de carga programado, en la magnitud y periodo indicado en el Programa de RC vigente.

9.7.3 Quince (15) minutos luego del inicio de la aplicación de los RC, los suministradores verificarán el cumplimiento del programa entre sus respectivos Usuarios Libres y Distribuidores, informando al COES los incumplimientos encontrados. En caso de incumplimientos, el COES procederá conforme a lo establecido en el numeral 9.7.5.

9.7.4 Una vez concluido el periodo de aplicación de los RC, los Usuarios Libres y Distribuidores confirmarán a su Suministrador, y estos a su vez al COES, la hora y magnitud del RC ejecutado. De contar con las señales en tiempo real de los Usuarios Libres y Distribuidores involucrados en el Programa de RC, el COES hará seguimiento al cumplimiento del Programa de RC y dispondrá las modificaciones necesarias ante desviaciones del mismo.

9.7.5 Si luego de quince (15) minutos de que se emita la orden de ejecutar el Programa de RC, un Usuario Libre o Distribuidor no cumpliera con ejecutar

el Programa de RC o rechace una magnitud de carga menor de la programada, el COES podrá disponer con el respectivo Suministrador la desconexión de cargas del Usuario Libre o Distribuidor.

9.8 Proceso para el rechazo de carga de extrema urgencia en tiempo real

- 9.8.1 Los rechazos de carga de extrema urgencia comprenderá cargas cuya desconexión se debe efectuar en un plazo no mayor a 3 minutos luego de ser dispuesto por el COES y no incluirán cargas esenciales.
- 9.8.2 El COES debe tener identificado permanentemente los bloques de rechazos de carga de extrema urgencia. La magnitud de los rechazos de carga de extrema urgencia debe ser la mínima posible para eliminar la causa de la urgencia que afecta la seguridad del SEIN o parte del mismo.
- 9.8.3 Dentro de los 30 minutos después de haberse producido el evento que ocasionó el rechazo de carga de extrema urgencia el COES determinará y ejecutará en el menor tiempo posible el reemplazo de las cargas de los usuarios regulados que fueron incluidos en el rechazo de carga por cargas de clientes libres conforme a lo establecido en los criterios del presente procedimiento.

10. EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE RC

- 10.1 La evaluación del cumplimiento del Programa de RC se efectuará de acuerdo al Procedimiento Técnico del COES N° 40 "Procedimiento para la Aplicación del Numeral 3.5 de la NTCSE" (PR-40).
- 10.2 Para la evaluación del cumplimiento del Programa de RC se utilizará la información requerida en el numeral 7.1. El COES podrá requerir a los Agentes información adicional, referente a la magnitud y el periodo de RC ejecutado.
- 10.3 Las magnitudes de la potencia y energía rechazadas serán medidas tomando como referencia la potencia promedio registrada durante la hora previa al inicio de la ejecución del rechazo realizado.
- 10.4 Se considera que un Usuario Libre o Distribuidor cumplió con el Programa de RC cuando la potencia y energía rechazada es mayor o igual al 95% del valor indicado por el COES en el Programa de RC con una coincidencia de tiempo del 100%, descontando el tiempo indicado en el numeral 8.7.
- 10.5 Sobre la base de la información recibida, dentro del plazo establecido en el numeral 11, el COES realizará la evaluación del cumplimiento del Programa de RC, publicándolo en su portal de internet y comunicándolo al Osinerghmin.

11. HORIZONTE, PERIODICIDAD Y PLAZOS

- 11.1 El plazo de presentación de la información de la magnitud y ubicación de la Carga Esencial será el 10 de enero de cada año, o cuando el Usuario Libre obtenga el certificado que otorga Osinerghmin.
- 11.2 El plazo de presentación de la información de la magnitud de la carga total asignada para el ERACMF y ERACMT para periodos de HFP y HP será el 10 de enero de cada año.
- 11.3 El plazo de presentación de los diagramas unifilares mencionados en el literal b) del numeral 7.1 será el primero de febrero de cada año. En el caso que los Usuarios Libres y/o Distribuidores actualizaran la composición de sus ERACMF o ERACMT en fechas posteriores al primero de enero, los diagramas unifilares actualizados deberán ser enviados al COES en un plazo de hasta treinta (30) días

calendario contados a partir del día siguiente de la modificación de sus ERACMF o ERACMT.

- 11.4 El plazo de presentación de la información sobre la magnitud de carga rechazada y la hora de inicio y fin del Programa de RC ejecutado será como máximo de:
- 150 minutos contados desde el inicio de la ejecución del Programa de RC o 60 minutos luego de finalizada la ejecución del Programa de RC. Esta información se considera preliminar y puede ser elaborada con datos de SCADA.
 - 60 horas contadas desde el inicio de la ejecución del Programa de RC para la información final elaborada con datos de contadores de energía.
- 11.5 El COES diariamente efectuará una evaluación preliminar del cumplimiento de los Programas de RC y lo incluirá como parte del Informe de la Evaluación de la Operación Diaria (IEOD). Asimismo, dentro de las 72 h de iniciado el Programa de RC, el COES efectuará una nueva evaluación considerando la información reportada por las empresas en aplicación del numeral 7.1.
- 11.6 El plazo para que el COES realice la evaluación final del cumplimiento del Programa de RC es de cuarenta (40) días hábiles contados a partir de iniciado el Programa de RC.
- 11.7 El plazo para implementar lo establecido en el numeral 6.2.5 del presente procedimiento es de dos años contados desde que entra en vigencia el procedimiento.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL

Única.- El incumplimiento de las obligaciones de entrega de información de los Integrantes previstas en el presente procedimiento deberá ser informado por el COES a Osinerghmin en el mes siguiente de identificado. Para efectos de iniciar el procedimiento administrativo sancionador a que hubiere lugar, se aplicarán las sanciones previstas en la Escala de Multas y Sanciones.

ANEXO 1

EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA MAGNITUD DEL RECHAZO MANUAL DE CARGA DE LOS USUARIOS QUE DEBEN EJECUTAR EL PROGRAMA DE RC

1. CONSIDERACIONES GENERALES

- 1.1 Para propósito de este ejemplo, se considera que en el área de influencia en que se requiere realizar el Rechazo Manual de Carga, sólo existen cinco (05) Usuarios Libres que poseen una demanda igual o mayor a 2,5 MW.
- 1.2 Las evaluaciones energéticas realizadas en el PDO, determinan que se requiere rechazar 100 MW de 10:00 a 17:00 horas, periodo que corresponde a Horas Fuera de Punta del Sistema (HFP).

2. PROCESO PARA ESTABLECER EL UNIVERSO DE USUARIOS DEL PROGRAMA DE RC

- 2.1 A partir de las demandas históricas de los Usuarios Libres, se ha elaborado la tabla resumen de las máximas demandas en Horas Fuera de Punta del Sistema que corresponden a cada uno de los Usuarios Libres.

USUARIO	UL01 (MX)	UL02(MX)	UL03 (MX)	UL04 (MX)	UL05 (MX)	UL06 (MX)	UL07 (MX)	UL08 (MX)	UL09 (MX)	UL10 (MX)	UL11 (MX)
Máxima Demanda de HFP de cada Usuario Libre [MW]	360	160	90	90	400	1,9	2,4	1,6	2,3	2,1	2

- 2.2 De la tabla anterior, seleccionamos sólo a los Usuarios Libres con una demanda mayor o igual a 2,5 MW (para el caso del PDO), con lo cual se obtienen cinco (05) Usuarios Libres para el Programa de RC.

USUARIO	UL01 (MX)	UL02(MX)	UL03 (MX)	UL04 (MX)	UL05 (MX)	Número de Usuarios Libres
Máxima Demanda de HFP de cada Usuario Libre [MW]	360	160	90	90	400	5

3. PROCESO PARA ESTABLECER LA MAGNITUD DEL RC DE LOS USUARIOS QUE RECHAZARÁN SU CARGA

- 3.1 Aplicando la fórmula mostrada en el numeral 9.3 del presente Procedimiento, se obtiene, para cada Usuario Libre seleccionado previamente, la magnitud de la carga disponible a rechazar que se muestra en el siguiente cuadro:

Cálculo de la Carga disponible a rechazar mediante aplicación de la fórmula del numeral 9.3		UL01	UL02	UL03	UL04	UL05
(1)	DT (MW) Demanda Total Usuario Libre	360	160	90	90	400
(2)	DTref (MW) Demanda de referencia (*)	400	200	100	100	400
(3) = (1) / (2)	DT/DTref	0,9	0,8	0,9	0,9	1

Cálculo de la Carga disponible a rechazar mediante aplicación de la fórmula del numeral 9.3		UL01	UL02	UL03	UL04	UL05
(4)	ERACMF (MW)	200	90	45	0	100
(5)	ERACMT (MW)	0	10	5	5	0
(6) = (4) + (5)	Cft (MW) Cft = ERACMF + ERACMT	200	100	50	5	100
(7) = (3) x (6)	Cft x (DT/DTref) (MW)	180	80	45	4,5	100
(8)	Ce (MW) Carga especial	0	0	15	5,5	0
(9) = (1) – (7) – (8)	CDR (MW) CDR = DT – Cft x (DT/DTref) – Ce Carga disponible a rechazar	180	80	30	80	300

(*) Demanda usada como referencia en el ERACG vigente para definir el ERACMF y ERACMT.

3.2 Aplicando las fórmulas mostradas en los numerales 9.5.1 y 9.5.2 del presente Procedimiento se obtiene el factor de participación “K” y la magnitud de los rechazos de carga para cada Usuario Libre.

	UL01	UL02	UL03	UL04	UL05	Total
Carga disponible a rechazar (MW)	180	80	30	80	300	670
K	0,1493	0,1493	0,1493	0,1493	0,1493	0,1493
Carga a rechazar (MW)	26,9	11,9	4,5	11,9	44,8	100

3.3 Finalmente el Programa de RC, queda establecido de la siguiente manera:

PROGRAMA DE RECHAZO MANUAL DE CARGA EN HORA FUERA DE PUNTA					
EMPRESA	SUMINISTRADOR	Factor K	RC (MW)	Hora Inicio	Hora Final
UL01	Suministrador A	0,1493	26,9	10:00	17:00
UL02	Suministrador B	0,1493	11,9	10:00	17:00
UL03	Suministrador A	0,1493	4,5	10:00	17:00
UL04	Suministrador C	0,1493	11,9	10:00	17:00
UL05	Suministrador C	0,1493	44,8	10:00	17:00
Total			100		

Anexo C

**PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL “GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y DEFINICIONES UTILIZADAS EN
LOS PROCEDIMIENTOS TÉCNICOS DEL COES-SINAC”**

Nuevas abreviaturas

ERACMF : Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia.

ERACMT : Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión.