

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 076-2021-OS/CD

Lima, 20 de abril de 2021

VISTA:

La propuesta presentada por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) remitida mediante carta COES/D-181-2021, la respuesta del COES a las observaciones de Osinergmin presentada mediante carta COES/D-259-2021, así como, los Informes [N°s 239-2021-GRT](#) y [240-2021-GRT](#) de la Gerencia de Regulación de Tarifas.

CONSIDERANDO:

Que, en el literal c) del artículo 3.1, de la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, se señala que la función normativa de los Organismos Reguladores comprende la facultad de dictar, en el ámbito y materia de sus respectivas competencias, entre otros, reglamentos y normas técnicas. En tal sentido, conforme a lo establecido en el artículo 21 de su Reglamento General, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, corresponde a Osinergmin dictar de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos, aplicables a todas las entidades y usuarios que se encuentren en las mismas condiciones. Estos reglamentos y normas podrán definir los derechos y obligaciones de las entidades y de éstas con sus usuarios;

Que, de conformidad con el artículo 14 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS y con el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, constituye requisito previo para la aprobación de los reglamentos dictados por el ente Regulador, que sus respectivos proyectos hayan sido publicados en el diario oficial, con el fin de recibir los comentarios de los interesados, los mismos que no tendrán carácter vinculante ni darán lugar al inicio de un procedimiento administrativo;

Que, sobre la base de lo establecido por el Decreto Supremo N° 003-2021-EM, Decreto Supremo que mejora la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte de gas para la generación térmica con gas natural y el pago de la potencia firme, mediante el cual se modificó el numeral VII del literal c) del artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), mediante carta COES/D-181-2021, el COES remitió al Osinergmin una propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 25 "Determinación de los Factores de Disponibilidad, Presencia e Incentivos a la disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación" (PR-25), con la finalidad de adecuar dicho Procedimiento Técnico, para la aplicación de los cambios implementados por el referido decreto supremo, en cuanto a la aplicación del Factor de Referencia a la Contratación (FRC), siendo este el valor el que representa el porcentaje mínimo de contratación de transporte firme de gas natural (CRD), respecto de la capacidad máxima de transporte requerida, con el objetivo que la central de generación tenga un Factor de Incentivo a la Disponibilidad respecto a la garantía de combustible igual a la unidad;

Que, habiéndose recibido la propuesta del COES, realizado las respectivas etapas y efectuado el análisis por parte de Osinergmin dentro del proceso, corresponde publicar el proyecto de resolución que contiene la modificación del PR-25 y los criterios y metodología para determinar los respectivos Factores de Referencia a la Contratación (FRC), así como su respectiva determinación, al amparo de lo dispuesto en la Ley N° 28832, el Reglamento del COES y la Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos, aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD y modificatorias, para la recepción de opiniones y sugerencias por parte de los interesados;

Que, corresponde señalar que, respecto del PR-25, se encuentra en curso el proceso de aprobación de un nuevo PR-25 iniciado mediante Carta COES/D-1482-2019 recibida el 28.12.2019, en la cual, se han llevado las siguientes etapas: i) Observaciones de Osinergmin (Oficio 334-2020-GRT del 07.05.2020); ii) Respuesta del COES (Carta COES/D-416-2020 recibida el 30.06.2020); iii) Publicación del proyecto de PR-25 (Resolución 153-2020-OS/CD publicada el 23.09.2020); iv) Remisión de comentarios al proyecto (Comentarios recibidos hasta el 09 de noviembre); v) Opinión de COES a los comentarios (Carta COES/D-052-2021 recibida el 20 de enero de 2021);

Que, respecto de citado proceso iniciado mediante Carta COES/D-1482-2019, la siguiente etapa vendría a ser la aprobación del nuevo PR-25; no obstante, estando en curso un proceso en paralelo de modificación del mismo PR-25, por el mandato contenido en el Decreto Supremo N° 003-2021-EM; corresponde unificar dichos procesos a efectos de que su aprobación se realice en una sola oportunidad, esto es, el 28 de mayo de 2021; debiendo en dicho momento acumularlos, en sujeción al principio de eficiencia y efectividad, cautelando la eficiencia en la asignación de recursos y el logro de los objetivos al menor costo;

Que, finalmente, se ha emitido el Informe Técnico [N° 239-2021-GRT](#) y el Informe Legal [N° 240-2021-GRT](#) emitidos por la División de Generación y Transmisión Eléctrica y por la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, respectivamente, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica"; en el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; y en la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 15-2021.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Disponer la publicación, en el portal de internet de Osinergmin <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2021.aspx> del proyecto de resolución mediante el cual se aprueba la modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 25 "Determinación de los Factores de Disponibilidad, Presencia e Incentivos a la disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación" (PR-25) aprobado con Resolución N° 055-2017-OS/CD, conjuntamente con su exposición de motivos, el Informe Técnico [N° 239-2021-GRT](#) y el Informe Legal [N° 240-2021-GRT](#) de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los mismos que forman parte integrante de la presente resolución.

Artículo 2°.- Otorgar un plazo hasta el 03 de mayo de 2021, sin lugar a prórroga, para que los interesados remitan por escrito sus opiniones y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin, vía la ventanilla electrónica: <https://ventanillavirtual.osinergmin.gob.pe/> o de encontrarse habilitada la mesa de partes física, en la Avenida Canadá N° 1460, San Borja, Lima. Las opiniones y sugerencias también podrán ser remitidas a la siguiente dirección de correo electrónico: PRCOES@osinergmin.gob.pe. La recepción de los comentarios estará a cargo de la Sra. Carmen Ruby Gushiken Teruya. En el último día del plazo, sólo se analizarán los comentarios recibidos hasta las 05:30 p.m., en cualquiera de los medios antes indicados.

Artículo 3°.- Disponer que la aprobación del nuevo PR-25, cuyo proceso inició mediante Carta COES/D-1482-2019 deberá ser efectuada el 28 de mayo de 2021, conjuntamente con la etapa de aprobación de la modificación del PR-25, cuyo proceso inició mediante Carta COES/D-181-2021.

Artículo 4°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano.

«jmendoza»

Jaime Mendoza Gacon
Presidente del Consejo Directivo
Osinergmin

**PROYECTO DE RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° ...-2021-OS/CD**

Lima, ... de de 2021

CONSIDERANDO

Que, mediante Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, se estableció, en el literal b) de su artículo 13, que una de las funciones de interés público a cargo del COES es elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, los cuales son presentados a Osinergmin para su aprobación;

Que, con Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema, en cuyo artículo 5.1 se detalla que el COES, a través de su Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimientos Técnicos en materia de operación del SEIN. Para tal efecto, en el artículo 5.2 del citado Reglamento se prevé que el COES debe contar con una Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos aprobada por Osinergmin, la cual incluirá, como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento;

Que, 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. Esta Guía fue modificada posteriormente con las Resoluciones N° 088-2011-OS/CD, N° 272-2014-OS/CD y N° 090-2017-OS/CD;

Que, conforme lo dispuesto en el artículo 6.1 de la Guía, la propuesta de Procedimiento Técnico debe estar dirigida a Osinergmin adjuntando los respectivos estudios económicos, técnicos y legales que sustenten su necesidad. Según lo dispuesto en el artículo 7 de la Guía los meses en los cuales se reciben las propuestas en Osinergmin son: abril, agosto y diciembre, salvo situación distinta justificada;

Que, mediante Resolución N° 055-2017-OS/CD, publicada el 31 de marzo de 2017, se aprobó el Procedimiento Técnico COES N° 25 "Determinación de los Factores de Disponibilidad, Presencia e Incentivos a la disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación" (PR-25);

Que, mediante Carta COES/D-1482-2019 recibida el 28.12.2019, el COES remite la propuesta de nuevo PR-25. En dicho proceso, se realizaron las observaciones mediante Oficio 334-2020-GRT del 07.05.2020, las cuales fueron absueltas por el COES mediante Carta COES/D-416-2020 recibida el 30.06.2020; así mediante Resolución N° 153-2020-OS/CD publicada el 23.09.2020, se realizó la prepublicación del nuevo PR-25 correspondiente a dicho proceso iniciado el año 2019. Asimismo, se recibieron los comentarios de los interesados hasta el 09 de noviembre de 2020; los cuales fueron trasladados al COES mediante Oficio 894-2020-GRT, habiéndose recibido su opinión, el 20 de enero de 2021, mediante Carta COES/D-052-2021;

Que, encontrándose en curso el proceso antes indicado, el 30 de enero de 2021, se publicó en el diario oficial "El Peruano", el Decreto Supremo N° 003-2021-EM, Decreto Supremo que mejora la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte de gas para la generación térmica con gas natural y el pago de la potencia firme, mediante el cual se modificó el numeral VII del literal c) del artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas;

Que, en atención a lo establecido por el Decreto Supremo N° 003-2021-EM, mediante carta COES/D-181-2021, el COES remitió al Osinergmin una propuesta de modificación del PR-25, con la finalidad de adecuar dicho Procedimiento Técnico, para la aplicación de los cambios implementados por el referido decreto supremo, para la aplicación del Factor de Referencia a la Contratación (FRC), siendo este el valor

el que representa el porcentaje mínimo de contratación de transporte firme de gas natural (CRD), respecto de la capacidad máxima de transporte requerida, con el objetivo que la central de generación tenga un Factor de Incentivo a la Disponibilidad respecto a la garantía de combustible igual a la unidad;

Que, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 376-2021-GRT del 25 de marzo de 2021 se remitieron al COES las observaciones a la propuesta alcanzada. Con fecha 06 de abril de 2021, el COES remitió la carta COES/D-259-2021, mediante la cual presenta la respuesta a las observaciones de Osinergmin;

Que, de conformidad con lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 003-2021-EM, corresponde a Osinergmin definir los criterios y metodología para determinar los respectivos Factores de Referencia a la Contratación (FRC), así como su respectiva determinación y periodo de vigencia;

Que, con Resolución N° ...-2021-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que modifica el nuevo PR-25 en atención al Decreto Supremo N° 003-2021-EM, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía y en el artículo 14 del Reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, y en el artículo 25 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM;

Que, en la citada Resolución N° ...-2021-OS/CD se otorgó un plazo un plazo hasta el 03 de mayo de 2021, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas;

Que, los comentarios y sugerencias presentados oportunamente han sido analizados en el Informe Técnico N° ...-2021-GRT, previo cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 5.3 del Reglamento del COES, habiéndose acogido aquellos que contribuyen con el objetivo del procedimiento técnico, correspondiendo la aprobación final del procedimiento;

Que, en ese sentido, se ha emitido el Informe Técnico N°...-2021-GRT de la División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N°...-2021-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión del Consejo Directivo de Osinergmin;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en la Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica"; en el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM; y en la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada con Resolución N° 476-2008-OS/CD; así como en sus normas modificatorias y complementarias;

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de OSINERGMIN en su Sesión N°...-2021.

SE RESUELVE

Artículo 1°.- Modificar el Procedimiento Técnico del COES N° 25 "Determinación de los Factores de Indisponibilidad, Presencia e Incentivos a la disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación" (PR-25), conforme a lo consignado en el Anexo 1 de la presente resolución.

Artículo 2°.- Establecer los criterios y metodología para determinar los respectivos Factores de Referencia a la Contratación (FRC), conforme a lo consignado en el Anexo 2 de la presente resolución.

Artículo 3°.- Fijar, para el periodo del 01 de junio 2021 al 30 de abril 2025, los correspondientes Factores de Referencia a la Contratación (FRC), relacionados a la aplicación de lo dispuesto en el numeral VII del literal c) del artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado mediante Decreto

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA
OSINERGMIN N° 076-2021-OS/CD

Supremo N° 009-93-EM, y modificado por el Decreto Supremo N° 003-2021-EM, de acuerdo al siguiente cuadro:

Tecnología	FRCa	FRCe
Ciclo Combinado (CC)	0,5639	0,7242
Ciclo Simple (CS)	0,1552	0,2888
Motores Reciprocantes (MR)	0,2080	0,5665

Artículo 4°.- Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla, conjuntamente con el Informe Técnico N° ...-2021-GRT y el Informe Legal N° ...-2021-GRT de la Gerencia de Regulación de Tarifas, en el portal de internet de Osinergmin: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2021.aspx> Estos informes son parte integrante de la presente resolución.

EXPOSICION DE MOTIVOS

Mediante Resolución N° 055-2017-OS/CD, publicada el 31 de marzo de 2017, se aprobó el Procedimiento Técnico COES N° 25 “Determinación de los Factores de Disponibilidad, Presencia e Incentivos a la disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación” (PR-25), el cual se aplica para la determinación de los factores de indisponibilidad, presencia e incentivos de las centrales y Unidades de Generación, que sirven para el cálculo de los Ingresos Garantizados por Potencia Firme.

Por otro lado, el 30 de enero de 2021, se publicó en el diario oficial “El Peruano”, el Decreto Supremo N° 003-2021-EM, Decreto Supremo que mejora la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte de gas para la generación térmica con gas natural y el pago de la potencia firme, mediante el cual se modificó el numeral VII del literal c) del artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Que, en atención a lo establecido por el Decreto Supremo N° 003-2021-EM, mediante carta COES/D-181-2021, el COES remitió al Osinergmin una propuesta de modificación del PR-25, con la finalidad de adecuar dicho Procedimiento Técnico, para la aplicación de los cambios implementados En base a lo dispuesto por la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, Osinergmin mediante Oficio N° 376-2021-GRT del 25 de marzo de 2021 remitió al COES las observaciones a la propuesta alcanzada. Con fecha 06 de abril de 2021, el COES remitió la carta COES/D-259-2021, mediante la cual presenta la respuesta a las observaciones de Osinergmin

Por lo tanto, en atención a lo señalado en los informes de sustento que forman parte de la resolución (y se encuentran en la web institucional) que contienen la motivación detallada de la decisión, corresponde la publicación del proyecto de modificación del PR-25, con la finalidad de que los interesados remitan sus comentarios al proyecto, los cuales servirán para la publicar la versión final.

Anexo 1

Modificaciones del Procedimiento Técnico del COES N° 25 “Determinación de los Factores de Disponibilidad, Presencia e Incentivos a la disponibilidad de las Centrales y Unidades de Generación”, aprobado mediante Resolución N° 055-2017-OS/CD

1. Modificación del numeral 2: BASE LEGAL

El numeral 2 quedará redactado de la siguiente manera:

“2. BASE LEGAL

El presente Procedimiento se rige por las siguientes normas y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 2.1 Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas.*
- 2.2 Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.*
- 2.3 Decreto Legislativo N° 1002.- Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión Privada para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.*
- 2.4 Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.*
- 2.5 Decreto Supremo N° 037-2006-EM.- Reglamento de Cogeneración.*
- 2.6 Decreto Supremo N° 027-2008-EM.- Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.*
- 2.7 Decreto Supremo N° 046-2010-EM.- Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural.*
- 2.8 Decreto Supremo N° 012-2011-EM.- Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.*
- 2.9 Decreto Supremo N° 003-2021-EM.- Decreto Supremo que mejora la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte de gas para la generación térmica con gas natural y el pago de la potencia firme.”*

2. Modificación del numeral 4: OBLIGACIONES

El numeral 4 del PR-25 vigente quedará redactado de la siguiente manera:

“4. OBLIGACIONES

4.1 De los Generadores

Los Generadores deberán entregar al COES:

- Para centrales o Unidades de Generación que operan con gas natural:

- (i) La información sobre la capacidad de transporte de combustible en millones de pies cúbicos (MMPCD) correspondiente a cada central o Unidad de Generación. Dicha capacidad será según corresponda:*
 - a) Capacidad de transporte de gas natural disponible diaria del tramo de ducto propio o de tercero – CDU, y/o*
 - b) Capacidad Reservada Diaria contratada a firme con el concesionario de transporte de gas natural, adquirida y/o vendida mediante transferencias en el Mercado Secundario de Gas Natural – CRD, y/o*

c) *Capacidad contratada diaria a firme con el concesionario de distribución de gas natural - CCD.*

(ii) *La Capacidad Reservada Diaria adquirida y/o vendida de manera complementaria mediante transferencias en el Mercado Secundario de Gas Natural, según lo establecido en la Segunda Disposición Complementaria Final del Decreto Supremo N° 003-2021-EM. La información del presente numeral y la del numeral (i) de esta sección debe ser puesta en conocimiento del COES con los documentos de sustento correspondientes (adendas de contratos de ser el caso) en los plazos y formatos establecidos en el Anexo A del presente procedimiento.*

- *Para centrales o Unidades de Generación que cuenten con almacenamiento de gas natural:*

(iii) *El stock disponible de gas natural en millones de pies cúbicos (MMPCD). Dicha información tendrá carácter de declaración jurada y será presentada diariamente según los plazos establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 01 "Programación de la Operación de Corto Plazo".*

(iv) *La información adicional o la subsanación de observaciones según sea requerida por el COES, dentro de un plazo no mayor de 1 día hábil de notificado el requerimiento respectivo. En los casos que el COES verifique que la información adicional no se ajusta a la realidad o está incompleta o la absolución de observaciones no sea satisfactoria, el COES podrá utilizar la mejor información disponible.*

4.2 Del COES

(i) *Determinar los Factores de Indisponibilidad de las centrales y Unidades de Generación para las Horas de Punta del Sistema.*

(ii) *Determinar los Factores de Presencia de las Centrales Hidroeléctricas para las Horas de Punta del Sistema.*

(iii) *Determinar los Factores de Incentivos a la Disponibilidad de las centrales y Unidades de generación utilizando el Factor de garantía de transporte de combustible (FGTC) y de transporte eléctrico (FGTE), los mismos que se calculan en base a la capacidad garantizada de transporte de combustible informada por los Generadores y la capacidad de las instalaciones de transmisión que conectan la central o Unidad de generación al sistema, respectivamente.*

(iv) *Publicar mensualmente en el portal de internet del COES, los Factores de Indisponibilidad, los Factores de Presencia, y los Factores de Incentivos a la Disponibilidad con la valorización de Transferencia de Potencia.*

(v) *A solicitud de Osinergmin, remitir la información que requiera para la determinación de los valores del FRC a aplicarse en el presente procedimiento.*

(vi) *Remitir a Osinergmin y a los Generadores Integrantes, un reporte que contenga los incumplimientos de las obligaciones de los Generadores."*

3. **Modificación del numeral 7: DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE INCENTIVO A LA DISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN**

El numeral 7 del PR-25 vigente quedará redactado de la siguiente manera:

"7. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE INCENTIVO A LA DISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

El Factor de Incentivo a la Disponibilidad es utilizado para evaluar la capacidad garantizada de transporte eléctrico y/o la capacidad garantizada de transporte de combustible.

7.1 CRITERIOS A CONSIDERAR

Para determinar la capacidad garantizada de transporte eléctrico y la capacidad garantizada de transporte de combustible, se tendrá en cuenta lo siguiente:

- a) Para el caso de la capacidad garantizada de transporte eléctrico desde el transformador elevador hasta la Barra de Entrega del Generador, se deberá garantizar la evacuación permanentemente durante las 24 horas del día un valor igual al 100% de la Potencia Efectiva de la Unidad de Generación y se determina de acuerdo a lo indicado en el numeral 7.2 a) del presente Procedimiento.*
- b) La determinación de la capacidad garantizada de transporte eléctrico que involucre a una o más las Unidades de Generación asociadas al mismo Sistema de Transmisión eléctrico se realiza mediante el cálculo del Factor de garantía por transporte eléctrico (FG_{TE}) para cada día del mes en evaluación.*
- c) La capacidad garantizada de transporte de combustible se refiere a la capacidad de la infraestructura de transporte propia o contratada que posee la Unidad de Generación. Dicha capacidad de transporte de combustible deberá cumplir con lo establecido en el numeral VII del literal c) del artículo 110° del RLCE.*
- d) Para el caso de Unidades de Generación que utilizan exclusivamente ductos de transporte de combustible gas natural desde el campo a la central, se considerarán la capacidad de sus ductos propios y/o únicamente los contratos que aseguren el servicio de transporte del campo a la central bajo condiciones firmes (contrato con condición de firme).*
- e) Para el caso de las centrales o Unidades de Generación que tengan posibilidad de almacenar gas natural, la evaluación de su capacidad garantizada de transporte de combustible se realizará con el stock disponible de gas natural almacenado. En caso se requiera, podrá complementarlo con contratos con condición de firme y/o con ductos propios.*
- f) Las centrales o Unidades de Generación que dispongan de almacenamiento de combustible en la misma central, y cuyo combustible sea distinto al Gas Natural Licuado y las centrales de generación hidroeléctrica, tendrán como FG_{TC} un valor igual a uno (1.0). Este numeral no será aplicable a las Unidades de Generación duales.*
- g) Para el caso de centrales o Unidades de Generación duales el cálculo del FG_{TC} se realizará con el combustible con el cual se logre la mayor Potencia Efectiva. En caso se requiera, el cálculo de dicho factor podrá complementarse con el aporte de potencia del otro combustible.*

7.2 PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR EL FACTOR DE GARANTÍA POR TRANSPORTE ELÉCTRICO Y POR TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE

a) CÁLCULO DEL FACTOR DE GARANTÍA POR TRANSPORTE ELECTRICO

El cálculo se realiza para cada central o Unidad de Generación de forma diaria. Cuando exista una limitación por falta de capacidad de transporte eléctrico que involucre a una o más centrales o unidades de generación, el FG_{TE} se calcula con la fórmula (14).

$$FG_{TEg} = \frac{P_L}{\sum_{u=1}^N P_{efu}} \dots (14)$$

Donde:

- P_L : Capacidad (MW) del Sistema de Transmisión eléctrica asociada a la generación.
- P_{efu} : Potencia Efectiva vigente de la central o Unidad de Generación u que utiliza el Sistema de Transmisión eléctrico asociado.
- N : Número total de centrales o Unidades de Generación involucradas en el Sistema de Transmisión eléctrico asociado.
- g : Subíndice que representa a la central o Unidad de Generación evaluada, considerada dentro de las “ N ” centrales o Unidades de Generación.

En caso el valor de FG_{TEg} resulte superior a 1, dicho factor asumirá el valor de 1.

b) CÁLCULO DEL FACTOR DE GARANTÍA POR TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE

El FG_{TC} se determina según el Anexo E del presente procedimiento.

- c) Tomando en cuenta los factores calculados en los literales a) y b) anteriores se calcula el Factor de Incentivo a la Disponibilidad, conforme al numeral 7.3.

7.3 CÁLCULO DEL FACTOR DE INCENTIVO A LA DISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN

El Factor de Incentivo a la Disponibilidad (K) de cada central o Unidad de Generación se determina con la fórmula (15).

$$K = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n FG_i \dots (15)$$

$$FG_i = \text{Min} (FG_{TCi}, FG_{TEi})$$

Donde:

- FG_i : Factor de Garantía general aplicable al día i .
- FG_{TCi} : Factor de Garantía por Transporte de Combustible del día i .
- FG_{TEi} : Factor de Garantía por Transporte Eléctrico del día i .

Si el Factor de Incentivo a la Disponibilidad de una Unidad de Generación es distinto de uno, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme remunerable, la Unidad de Generación será considerada, para la evaluación del mes siguiente, con un Costo Variable de operación igual al Costo de Racionamiento para la fracción de su Potencia Efectiva no garantizada, tal como lo indica el PR-30.”

4. Incorporación de una Disposición Complementaria Transitoria al PR-25 (NUMERAL 8)

“8. DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA TRANSITORIA

Para la aplicación del literal ii) del numeral 4.1 del presente procedimiento, en cuanto a la Capacidad de Reserva Diaria, se considerarán de forma transitoria, las declaraciones derivadas de los acuerdos bilaterales a que se refiere la Segunda Disposición Transitoria del Decreto Supremo N° 046-2010-EM y el artículo 1 del Decreto Supremo N° 034-2020-EM, hasta

la implementación del Mercado Secundario de Gas Natural creado en el citado Decreto Supremo N° 046-2010-EM.”

5. Incorporación de una Disposición Complementaria Final al PR-25 (NUMERAL 9)

“9. DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL

El incumplimiento de las obligaciones por parte de los agentes, como las de entrega de información de los Integrantes, previstas en el presente procedimiento deberá ser informado por el COES a Osinergmin en el mes siguiente de identificado.”

6. Modificación del Anexo A del PR-25

Sustituir el Anexo A por el siguiente:

“ANEXO A

INFORMACIÓN PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE INCENTIVO A LA DISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN A GAS NATURAL

CUADRO A1

La información deberá ser remitida al COES antes de la entrada en vigencia de los contratos, las adquisiciones mediante transferencias organizadas o la disponibilidad del ducto propio o de tercero.

EMPRESA DE GENERACIÓN:			
CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL DISPONIBLE DIARIA DEL TRAMO DE DUCTO PROPIO O DE TERCERO – CDU	Capacidad CDU (MMPCD)	Fecha de inicio de vigencia	Fecha de finalización de vigencia
Capacidad disponible total			
Capacidad asignada a la central o unidad de generación a			
Capacidad asignada a la central o unidad de generación b			
...			
Capacidad asignada a la central o unidad de generación n			

EMPRESA DE GENERACIÓN:			
CAPACIDAD RESERVADA DIARIA – CRD	Capacidad CRD (MMPCD)	Fecha de inicio de vigencia	Fecha de finalización de vigencia
1) Contratada a firme con el concesionario de transporte de gas natural			
2) Adquirida mediante transferencias organizadas en el Mercado Secundario de Gas Natural			
3) Vendida mediante transferencias organizadas en el Mercado Secundario de Gas Natural			
Capacidad contratada total disponible (1 + 2 – 3)			
Capacidad asignada a la central o unidad de generación a			
Capacidad asignada a la central o unidad de generación b			
...			
Capacidad asignada a la central o unidad de generación n			

<i>EMPRESA DE GENERACIÓN:</i>			
<i>CAPACIDAD CONTRATADA DIARIA A FIRME CON EL CONCESIONARIO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL -CCD</i>	<i>Capacidad CCD (MMPCD)</i>	<i>Fecha de inicio de vigencia</i>	<i>Fecha de finalización de vigencia</i>
<i>Capacidad contratada total</i>			
<i>Capacidad asignada a la central o unidad de generación a</i>			
<i>Capacidad asignada a la central o unidad de generación b</i>			
...			
<i>Capacidad asignada a la central o unidad de generación n</i>			

En caso se observe magnitudes incoherentes o discrepantes en los valores declarados, el COES solicitará al Generador correspondiente información adicional o aclaraciones que sustente la declaración.

La asignación de capacidad para cada central o Unidad de Generación deberá ser declarada por cada titular de generación. La suma de la capacidad asignada de la central o Unidad de Generación no deberá ser mayor a la capacidad disponible total de la empresa.

El periodo de vigencia mínimo de una declaración será de un día.

CUADRO A2

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA SOBRE LA CAPACIDAD DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL ADQUIRIDA/VENDIDA EN EL MERCADO SECUNDARIO DE GAS NATURAL ()**

<i>EMPRESA DE GENERACIÓN:</i>				
<i>Capacidad Reservada Diaria adquirida/vendida mediante transferencias en el Mercado Secundario de Gas Natural (MMPCD)</i>	<i>Empresa quien se transó (*)</i>	<i>Punto de suministro</i>	<i>Cantidad adquirida/vendida (MMPCD)</i>	<i>Precio de Transferencia del acuerdo</i>
<i>Adquisición 1</i>				
<i>Adquisición 2</i>				
...				
<i>Venta 1</i>				
<i>Venta 2</i>				
...				

(*) Adicional al nombre de la empresa, favor de especificar si es:

- Generador (G)
- Distribuidora (D)
- Consumidor Independiente (CI)

(**) La información de este formato debe corresponder al periodo de vigencia declarado en el Cuadro A1. "

7. Modificación del Anexo E del PR-25 vigente

Sustituir el Anexo E por el siguiente:

"ANEXO E

DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE GARANTÍA POR TRANSPORTE DE COMBUSTIBLE

1. Información a utilizar:

- i. Resultados de consumo horario de combustible obtenido del Ensayo de Potencia Efectiva y Rendimiento vigente correspondiente al punto de operación de Potencia Efectiva.

Potencia (MW)	Consumo de Combustible (MMPC/h)
P_{ef}	C_N

- ii. Para el caso de las centrales o Unidades de Generación dual, el consumo horario de combustible obtenido del Ensayo de Potencia Efectiva y Rendimiento vigente correspondiente al punto de operación de Potencia Efectiva del modo de operación diferente al gas natural.

Potencia (MW)	Consumo de Combustible (MMPC/h)
P_{ef2}	C_N

- iii. La información sobre la capacidad de transporte de combustible diaria de cada central o Unidad de Generación conforme a lo establecido en el numeral 4.1 (i) y las declaraciones del Cuadro A1 del Anexo A del presente procedimiento.
- iv. El Stock Útil de Gas Almacenado Diario (SUGAD) declarado conforme al numeral 4.1 (iii) del presente procedimiento.
- v. Para el caso de centrales o unidades de generación duales, el Stock Útil del Combustible diferente al gas natural (SUCAD) declarado conforme al PDO.
- vi. Los Factores de referencia a la contratación (FRC) determinados por OSINERGMIN.

2. Metodología

- i. Para garantizar el transporte de combustible del campo a la central, el titular de la central o Unidad de generación declarará el (los) valor(es) CDU, CRD, CCD según corresponda a la central o Unidad de generación, conforme el formato consignado en el Anexo A del presente procedimiento.
- ii. Se determina la capacidad máxima de transporte requerida (CMTR) la cual constituye la cantidad de combustible requerida por la central o Unidad de Generación para operar a Potencia Efectiva por 24 horas.

$$CMTR_g = C_{Ng} \times 24$$

- iii. Se determinan los factores parciales de cada tramo del ducto que corresponda la central o Unidad de Generación en evaluación:

$$FG_{TC1g} = \frac{CUD_g}{CMTR_g} \dots (1) \text{ Tramo garantizado con CDU}$$

$$FG_{TC2g} = \frac{CRD_g}{FRC_g \times CMTR_g} \dots (2) \text{ Tramo garantizado con CRD}$$

$$FG_{TC3g} = \frac{CCD_g}{CMTR_g} \dots (3) \text{ Tramo garantizado con CCD}$$

Donde:

CDU_g : Capacidad disponible diaria del tramo de ducto propio o de tercero, siendo el único usuario del ducto, de la central o Unidad de generación "g".

CRD_g : Capacidad Reservada Diaria, declarada en el Cuadro A1 del Anexo A correspondiente a la central o Unidad de Generación "g".

CCD_g : Capacidad contratada diaria a firme con el concesionario de distribución de gas natural por red de ductos, de la central o Unidad de generación "g".

$CMTR_g$: Capacidad Máxima de Transporte de combustible requerida de la central o Unidad de generación "g".

C_{N2g} : Consumo horario de combustible obtenido del Ensayo de Potencia Efectiva y Rendimiento vigente correspondiente al punto de operación de Potencia Efectiva del modo de operación diferente al gas natural de la central o Unidad de generación "g".

FRC_g : Factor de referencia a la contratación aprobado por OSINERGMIN para la central o Unidad de generación "g" correspondiente a la época de Avenida o Estiaje de acuerdo con el mes de evaluación.

- iv. Entre los factores parciales evaluados en el paso anterior, se elige el que posea menor valor (FG_{TCming}) aplicando la fórmula (4), excluyendo los términos de la fórmula que no correspondan. Para el cálculo del FG_{TC} se agregan las garantías de capacidad aportadas por el SUGAD y SUCAD.

$$FG_{TCming} = \text{Min} (FG_{TC1g}, FG_{TC2g}, FG_{TC3g}) \dots (4)$$

$$FG_{TCg} = FG_{TCming} + \frac{SUGAD_g}{CMTR_g} + \frac{SUCAD_g}{C_{N2g} \times 24} \dots (5)$$

Donde:

$SUGAD_g$: Stock Útil de Gas Almacenado Diario (MMPCD), de la central o Unidad de Generación "g".

$SUCAD_g$: Stock Útil de Gas Almacenado Diario (MMPCD), de la central o Unidad de Generación "g".

C_{N2g} : Consumo horario de combustible obtenido del Ensayo de Potencia Efectiva y Rendimiento vigente correspondiente al punto de operación de Potencia Efectiva del modo de operación diferente al gas natural de la central o Unidad de generación dual "g".

- v. En caso de que el FG_{TC} calculado en el numeral iii) anterior resultara mayor que uno (1.0), el FG_{TC} de la central o Unidad de Generación evaluada adoptará el valor de uno (1.0).

EJEMPLOS DE APLICACIÓN

1. EJEMPLO DE APLICACIÓN: CICLOS COMBINADOS

Se considera una central de generación "A" de ciclo combinado, que no es dual ni posee ducto propio y opera solo con gas natural cuyas características son:

Potencia efectiva $A = 450$ MW; $C_{NA} = 3.090$ MMPC/h y $FRC = 85\%$; Capacidad de la línea 500 MW

	Día (1 – 30)
CDU	-
CRD	55
CCD	75
SUGAD	10
SUCAD	-

Tabla (1): Información remitida por la empresa del Generador A

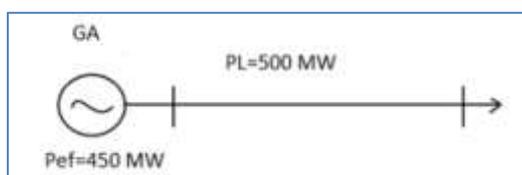


Gráfico (1): Representación del Sistema del generador A

Solución:

$$FG_{TE A} = \frac{500}{450} = 1.11$$

Ya que, el Factor de garantía por transporte eléctrico para el generador GA es mayor a 1, el Generador A es capaz de despachar el 100% de su Potencia, por lo tanto, para efecto de los cálculos, se considera el FG_{TEg} igual a 1.

Considerando que:

$$CMTR_A = C_{NA} \times 24 = 3.090 \times 24 = 74.160 \text{ y el } FRC_A = 85\%$$

Mediante las fórmulas (1), (2), (3) y (4) del Anexo "E" del Procedimiento, se determinan los factores parciales de cada tramo del ducto para los 30 días del mes correspondiente:

$$FG_{TC1Ai} = \frac{CUD_{Ai}}{CMTR_{Ai}} \text{ Cálculo para cada día del mes, acorde a su valor CRU diario}$$

$$FG_{TC2Ai} = \frac{CRD_{Ai}}{FRC_A \times CMTR_A} \text{ Cálculo para cada día del mes, acorde a su valor CRD diario}$$

$$FG_{TC3Ai} = \frac{CCD_{Ai}}{CMTR_{Ai}} \text{ Cálculo para cada día del mes, acorde a su valor CCD diario}$$

Cálculo para cada día del mes, acorde a su valor CCD diario

$$FG_{TCminA} = \text{Min} (FG_{TC1A}, FG_{TC2A}, FG_{TC3A})$$

Día i	1	2	3	...	28	29	30
FG_{TC1Ai}	-	-	-	-	-	-	-
FG_{TC2Ai}	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
FG_{TC3Ai}	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
$FG_{TCi(min)}$	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87

De la fórmula (5) del Anexo "E":

$$FG_{TCAi} = FG_{TCminAi} + \frac{SUGAD_{Ai}}{CMTR_A} + \frac{SUCAD_{Ai}}{C_{N2A} \times 24}$$

Día i	1	2	3	...	28	29	30
$FG_{TCi(min)}$	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
$\frac{SUGAD_{Ai}}{CMTR_A}$	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
$\frac{SUCAD_{Ai}}{C_{N2A} \times 24}$	-	-	-	-	-	-	-
FG_{TCAi}	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
$FG_{TCAi} (*)$	1	1	1	1	1	1	1

*Máximo valor la unidad (1)

De la fórmula (14) del numeral 7.2 del Procedimiento:

$$FG_{TEA} = \frac{P_L}{\sum_{u=1}^N P_{efu}}$$

Día i	1	2	3	...	28	29	30
FG_{TEAi}	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
$FG_{TEAi} (*)$	1	1	1	1	1	1	1

*Máximo valor la unidad (1)

Del numeral 7.3 del Procedimiento:

$$FG_{Gi} = \text{Min} (FG_{TCi}, FG_{TEi})$$

Día i	1	2	3	...	28	29	30
FG_i	1	1	1	1	1	1	1

Entonces, de la fórmula (15) del numeral 7.3 del Procedimiento, para un mes de 30 días:

$$K = \frac{1}{30} \times \sum_{i=1}^{30} FG_i = \frac{1}{30} * (FG_1 + FG_2 + \dots + FG_{29} + FG_{30})$$

$$K = \frac{1}{30} \times (1 + 1 + \dots + 1 + 1) = 1$$

2. EJEMPLO DE APLICACIÓN: CICLOS SIMPLES

Se considera una central de generación “B”, que no es dual ni posee ducto propio y opera solo con gas natural cuyas características son:

Potencia efectiva $B = 180$ MW; $C_{NB} = 1.87$ MMPC/h y $FRC = 80\%$; Capacidad de la línea 220 MW

	Día (1 – 15)	Día (16 – 30)
CDU	-	-
CRD	34	40
CCD	45	45
SUGAD	-	-
SUCAD	-	-

Tabla (2): Información remitida por la empresa del Generador B

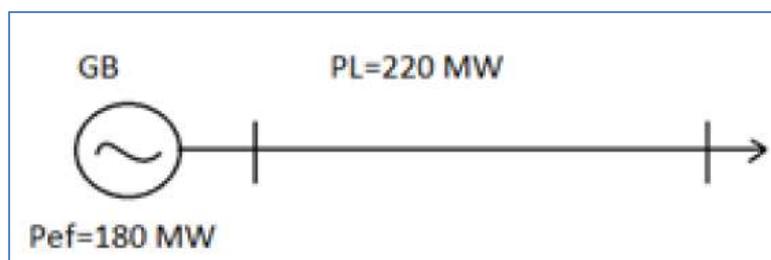


Gráfico (2): Representación del Sistema del generador B

Solución:

$$FG_{TEB} = \frac{220}{180} = 1.22$$

$$CMTR_B = C_{NB} \times 24 = 1.87 \times 24 = 44.88 \text{ y el } FRC_B = 80\%$$

Mediante las fórmulas (1), (2), (3) y (4) del Anexo “E” del Procedimiento, para un mes de 30 días se obtiene:

Día i	1	2	...	15	16	...	28	29	30
FG_{TC1Bi}	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FG_{TC2Bi}	0,95	0,95	0,95	0,95	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
FG_{TC3Bi}	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
$FG_{TCi(min)}$	0,95	0,95	0,95	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

De la fórmula (5) del Anexo “E” se obtiene:

Día i	1	2	...	15	16	...	28	29	30
---------	---	---	-----	----	----	-----	----	----	----

$FG_{TCi(min)}$	0,95	0,95	0,95	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
$\frac{SUGAD_{Bi}}{CMTR_B}$	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$\frac{SUCAD_{Bi}}{C_{N2B} \times 24}$	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FG_{TCBi}	0,95	0,95	0,95	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

De la fórmula (14) del numeral 7.2 del Procedimiento se obtiene:

Día i	1	2	...	15	16	...	28	29	30
FG_{TEBi}	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22	1,22
$FG_{TEBi} (*)$	1	1	1	1	1	1	1	1	1

*Máximo valor la unidad (1)

Del numeral 7.3 del Procedimiento:

Día i	1	2	...	15	16	...	28	29	30
FG_i	0,95	0,95	0,95	0,95	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Entonces, de la fórmula (15) del numeral 7.3 del Procedimiento, para un mes de 30 días:

$$K = \frac{1}{30} \times \sum_{i=1}^{30} FG_i = \frac{1}{30} \times (FG_1 + FG_2 + \dots + FG_{29} + FG_{30})$$

$$K = \frac{1}{30} \times (0,95 + 0,95 + \dots + 1 + 1) = 0,97$$

3. EJEMPLO DE APLICACIÓN: MOTORES RECIPROCANTES

Se considera una central de generación "C", que no es dual ni posee ducto propio y opera solo con gas natural cuyas características son:

Potencia efectiva $c = 20$ MW; $C_{MC} = 0.2$ MMPC/h y FRC=77%; Capacidad de la línea 25 MW

	Día (1 – 30)
CDU	-
CRD	4
CCD	5
SUGAD	-
SUCAD	-

Tabla (3): Información remitida por la empresa del Generador C

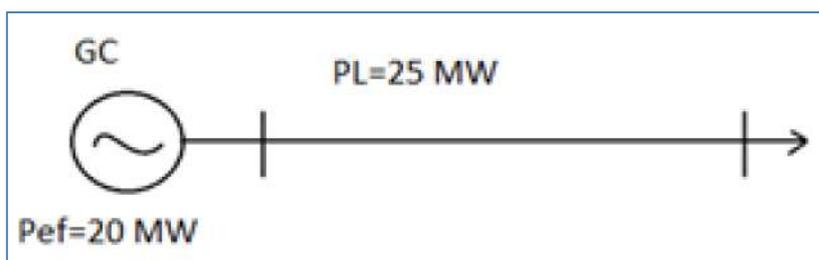


Gráfico (3): Representación del Sistema del generador C

Solución:

$$FG_{TEC} = \frac{25}{20} = 1.25$$

$$CMTR_C = C_{NC} \times 24 = 0.2 \times 24 = 4.8 \text{ y el } FRC_C = 77\%$$

Mediante las fórmulas (1), (2), (3) y (4) del Anexo "E" del Procedimiento, para un mes de 30 días se obtiene:

Día i	1	2	3	...	28	29	30
FG_{TC1Ci}	-	-	-	-	-	-	-
FG_{TC2Ci}	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08	1,08
FG_{TC3Ci}	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
$FG_{TCi(min)}$	1	1	1	1	1	1	1

*Máximo valor la unidad (1)

De la fórmula (5) del Anexo "E" se obtiene:

Día i	1	2	3	...	28	29	30
$FG_{TCi(min)}$	1	1	1	1	1	1	1
$\frac{SUGAD_{Ci}}{CMTR_C}$	-	-	-	-	-	-	-
$\frac{SUCAD_{Ci}}{C_{N2C} \times 24}$	-	-	-	-	-	-	-
FG_{TCCi}	1	1	1	1	1	1	1

De la fórmula (14) del numeral 7.2 del Procedimiento se obtiene:

Día i	1	2	3	...	28	29	30
FG_{TECi}	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
$FG_{TECi(*)}$	1	1	1	1	1	1	1

*Máximo valor la unidad (1)

Del numeral 7.3 del Procedimiento:

Día i	1	2	3	...	28	29	30
FG_i	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Entonces, de la fórmula (15) del numeral 7.3 del Procedimiento, para un mes de 30 días:

$$K = \frac{1}{30} \times \sum_{i=1}^{30} FG_i = \frac{1}{30} \times (FG_1 + FG_2 + \dots + FG_{29} + FG_{30})$$

$$K = \frac{1}{30} \times (1 + 1 + \dots + 1 + 1) = 1''$$

Anexo 2

Criterios y Metodología para la determinación del Factor de Referencia a la Contratación (FRC)

El FRC refleja el uso eficiente de la Capacidad contratada para aquellas unidades de generación que utilicen Gas Natural como combustible.

1. Criterios

El cálculo del factor FRC tendrá en cuenta los siguientes criterios:

- a) El cálculo de FRC aplicará a todas las centrales o Unidades de generación que corresponda, conectadas a un mismo sistema de Transporte de Gas Natural compartido por más de un generador.
- b) El FRC será determinado para cada tipo de tecnología de aquellas unidades de generación que utilicen gas natural como combustible, esta agrupación por tecnología considerará la tasa de conversión y rendimiento de las unidades térmicas. Se considerarán tres tipos de tecnología: 1) ciclo combinado (CC), 2) ciclo simple (CS) y 3) motores reciprocantes (MR).
- c) El valor del FRC podrá tener valores diferenciados por Período de Avenida y Período de Estiaje, según la tecnología definida en el literal anterior durante la vigencia determinada por Osinergmin.
- d) La información fuente para la determinación del FRC será obtenida del resultado de un despacho operativo esperado.
- e) Osinergmin determinará el factor FRC cada cuatro (4) años, considerándose como criterio para establecer el periodo de fijación el criterio de estabilidad de ingresos por potencia.

2. Información del COES

En la oportunidad que corresponda determinar FRC, el COES remitirá a Osinergmin, como plazo máximo el 31 de enero del año que corresponda determinar, la siguiente información:

- a) Resultados de las pruebas de Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de generación térmica que utilizan como combustible el gas natural.
- b) Identificación de las centrales y/o Unidades térmicas que poseen la misma tecnología y compartan ducto de transporte de combustible.
- c) Propuesta de despacho operativo esperado del SEIN para el periodo que corresponde determinar el FRC.

3. Metodología para la determinación del FRC

- a) Establecer el período de vigencia del FRC.
- b) Efectuar un despacho operativo esperado del SEIN para el periodo definido en el literal a) anterior. Este despacho esperado deberá considerar las condiciones que mejor reflejen el comportamiento futuro del despacho.
- c) Identificar por tecnología las unidades térmicas cuyo consumo de combustible sea de Gas Natural y compartan el mismo ducto. (Para todos los cálculos del FRC, sólo se considerará las unidades identificadas en este literal).

Tecnología		
Ciclo Combinado	Ciclo Simple	Motores Reciprocantes
CC1	CS1	MR1
CC2	CS2	MR2
...
CCn	CSn	MRn

- d) Con los resultados del despacho operativo elaborado en el literal b) del presente numeral; se identifica el consumo total de gas natural por Períodos de Avenida y Períodos de Estiaje por tecnología.

Combustible Total del Despacho (Gas)					
Ciclo Combinado		Ciclo Simple		Motores Reciprocante	
Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje	Avenida	Estiaje
Combd. CC1a	Combd. CC1e	Combd. CS1a	Combd. CS1e	Combd. MR1	Combd. MR1
Combd. CC2a	Combd. CC2e	Combd. CS2a	Combd. CS2e	Combd. MR2	Combd. MR2
...
Combd. CCna	Combd. CCne	Combd. Cna	Combd. CSne	Combd. MRna	Combd. MRne

Con la información obtenida, realizar los siguientes cálculos para los períodos de avenida y estiaje:

$$CTd_t(a, e) = \sum_n^1 Combdt_{t,n}(a, e) \dots (1)$$

Donde:

CTd : Combustible total del despacho

Combd : Combustible de gas resultante del despacho

t : Corresponde al conjunto de unidades diferencias por tecnología CC, CS, MR.

n : Número de Centrales o Unidad de generación por tecnología según corresponda.

a : Período de avenida

e : Período de estiaje

- e) Calcular el consumo total de combustible de las unidades operando a potencia efectiva las 24 horas del día, durante todo el período del despacho operativo esperado.

$$CTPe_t(a, e) = \sum_n^1 CombPe_{t,n}(a, e) \dots (2)$$

Donde:

CTPe : Combustible de gas total para poder generar a Potencia Efectiva, según lo especificado en el PR-17

- Combd : Combustible de gas resultante del despacho
 t : Corresponde al conjunto de unidades diferencias por tecnología CC, CS, MR.
 n : Número de Centrales o Unidad de generación por tecnología según corresponda.
 a : Período de avenida
 e : Período de estiaje

f) Calcular el FRC:

$$FRC(a, e) = \frac{CTd_t(a, e)}{CTPe_t(a, e)} \dots (3)$$

Donde:

- CTd_t : calculado en el literal c)
 $CTPe_t$: calculado en el literal d)
 a : Período de avenida
 e : Período de estiaje

De este modo y para cada tipo de período hidrológico, el FRC se define como:

g) Los resultados serán detallados según la siguiente tabla:

Vigencia	De dd/mm/aa a dd/mm/aa	
Tecnología	FRCa	FRCe
Ciclo Combinado (CC)	FRCcca	FRCcce
Ciclo Simple (CS)	FRCcsa	FRCcse
Motores Reciprocantes (MR)	FRCmra	FRCmre