



Fecha : 28/05/2018

Hora : 12:51 PM

CARGO DE DOCUMENTO INGRESADO

Trámite	2018 - 55238 - Osinergmin Central - 3 2018/05/28 12:51 PM
Remitente	ALFA PLUS S.A.C.
Documento	CARTA Nro. 18-0169
Dirección	CALLE CHICLAYO 1030
Asunto	REMITEN INFORME SEGUN OS1800238.
Observación	
Oficina de Destino	AREA DE LOGISTICA

RECURNO:

SALIDA: 3018

Recuerde que para un próximo trámite debe señalar el número de expediente 201800055238

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

Bernardo Monteagudo 222

Servicio telefónico de atención al ciudadano: LIMA 01-2193410/PROVINCIAS 0800-41800(línea gratuita)

TD CENTRAL01



ALFA PLUS S.A.C.

INGENIEROS



Lima, 25 de mayo de 2018
18-0169

Señores
OSINERGMIN
Atención Ing. Roberto Tamayo
División de Supervisión de Electricidad
Calle Bernardo Monteagudo 222 Magdalena

Presente.-

Asunto: Entrega del Informe Inflexibilidades Operativas.

De nuestra mayor consideración:

Nos es grato dirigirnos a usted para saludarlo y, a la vez hacerle entrega del Informe sobre las Inflexibilidades Operativas, en conformidad con la orden de servicio N° OS1800238.

El Informe es un borrador de la versión final, agradeceríamos sus comentarios sobre si esta versión cubre lo requerido o requiere alguna ampliación o precisión. En caso nos de su conformidad ya lo convertiríamos en la versión definitiva con unos pequeños ajustes que tenemos en mente.

Como anexo del Informe se adjunta nuestra propuesta del Procedimiento para el Tratamiento de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación del SEIN.

Sin otro particular, quedo de usted.

Atentamente,



Alberto Herrera D.
Gerente General

OSINERGMIN

Inflexibilidades Operativas

INFORME FINAL



ALFA PLUS
S.A.

Lima, mayo de 2018

ÍNDICE

Contenido

1	PRESENTACIÓN	1
2	OBJETIVO	2
3	ALCANCES.....	2
4	DOCUMENTACIÓN REVISADA	3
5	ENFOQUE	6
6	ANÁLISIS DE LOS CONCEPTOS	8
6.1	EL CONCEPTO DE “INFLEXIBILIDAD(ES) OPERATIVA(S)”	8
6.1.1	En la normativa peruana.....	8
6.1.2	En la normativa chilena	12
6.1.3	En la normativa ecuatoriana.....	13
6.1.4	En la normativa mexicana.....	15
6.1.5	En la normativa de los Estados Unidos de América	16
6.1.6	Análisis del concepto.....	21
6.2	EL CONCEPTO DE “TIEMPO DE ARRANQUE”	21
6.3	EL CONCEPTO DE “TIEMPO MÍNIMO DE OPERACIÓN”.....	21
6.4	EL CONCEPTO DE “TIEMPO MÍNIMO ENTRE ARRANQUES”.....	22
6.5	EL CONCEPTO DE “POTENCIA MÍNIMA”	22
7	FUENTES UTILIZADAS EN EL PROCEDIMIENTO TÉCNICO.....	22
	ANEXO N° 1. PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO TÉCNICO	24

Inflexibilidades Operativas

1 PRESENTACIÓN

Mediante Decreto Supremo N° 040-2017-EM se ha establecido que, con la finalidad de que los Generadores Integrantes del COES se adecúen a las nuevas estipulaciones antes de la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, se establecerá un plazo para que remitan la información de sus Inflexibilidades Operativas al COES y a OSINERGMIN. De igual forma, se debe considerar un plazo para que OSINERGMIN apruebe el procedimiento de supervisión correspondiente. Este último plazo ha sido fijado en seis (06) meses, por el D.S. 040-2017-EM.

El tema de las Inflexibilidades Operativas cobra importancia en un esquema de despacho basado en el mínimo costo de operación, en el cual -además- el tamaño de las centrales de mayor capacidad representa un porcentaje significativo de la demanda. Es, por ejemplo, el caso de la operación de un grupo de unidades, donde lo más eficiente es que operen todas como una sola, como es el caso de los ciclos combinados.

En la operación de un sistema interconectado se contraponen dos posiciones, legítimas ambas: (i) la del generador, que busca producir (o no) el máximo posible, minimizando las condiciones de operación que incrementan el deterioro de la unidad de generación (arranques, arranques rápidos, paradas bruscas, continuas variaciones de carga, operación en cargas de baja eficiencia); y (ii) la del operador del Sistema, que debe satisfacer lo más exactamente posible la demanda, al mínimo costo.

Establecer un procedimiento que fije un marco que restrinja la conveniencia de unos, y que además permita la verificación de lo declarado por los propios interesados, requiere un punto de partida sólido y una base sólida, debido a los intereses enfrentados. Para esto es menester entender claramente los conceptos involucrados, y, a través de ellos, fijar las premisas necesarias que sean aceptables para las partes.

Luego hay que plantear los escenarios (condiciones) en los que ocurrirá la operación de las unidades de generación y las restricciones que aquellos involucran.

Paralelamente, para fines de comparación y verificación, se debe analizar la realidad en otros sistemas eléctricos que tengan esquemas de operación similares al Perú, con unidades equivalentes de las diferentes tecnologías, para tener referencias válidas.

Este es un tipo de tarea que exige mucho análisis y reflexión conforme se va avanzando y retroalimentación casi permanente, para ir valuando la consistencia de lo desarrollado, antes de llegar al fin. No tiene la naturaleza de una tarea rutinaria o repetitiva. Es un trabajo tipo diseño más que tipo línea de

producción fabril. Por otro lado, cuando se examine los términos técnicos de otras regulaciones deben ser “traducidos”, para saber si significan lo mismo; las realidades de cada lugar son también importantes y, también, necesitan ser “traducidas”: los tipos de carga (punta, media y base) preponderantes, las ofertas y demandas estacionales, la demanda máxima y el tamaño de la mayor unidad, entre otros.

2 OBJETIVO

La finalidad del servicio es elaborar las bases conceptuales y la versión inicial de un Procedimiento Técnico que permita analizar y evaluar las inflexibilidades operativas de las centrales de generación, en virtud a lo establecido en la segunda disposición complementaria transitoria del Decreto Supremo N° 040-2017-EM¹.

3 ALCANCES

Establecer un nuevo estándar para el reconocimiento y verificar las inflexibilidades operativas de las unidades de generación del SEIN, requiere:

- ◆ Revisar los conceptos fundamentales del tema. ¿Qué es (¿Qué se entiende? ¿Qué se debe entender por?) una inflexibilidad operativa y cómo afecta a la operación de una unidad de generación dentro de un Sistema Eléctrico.
- ◆ Identificar cuáles son las características estructurales de diseño que marcan sus inflexibilidades operativas particulares, para los tipos de tecnología presentes en el parque generador del SEIN: (i) Centrales Térmicas: en ciclo simple (Brayton ó Rankine), ciclo combinado (Brayton - Rankine), utilizando como combustible carbón, petróleo residual, diésel o gas; (ii) Hidroeléctricas, de pasada o de embalse; (iii) No convencionales, energía solar, eólica, biomasa.
- ◆ Revisar las definiciones establecidas en las normas peruanas.
- ◆ Establecer los escenarios de operación del SEIN: los tipos de carga (punta, media y base) preponderantes, las ofertas y demandas estacionales, la demanda máxima y el tamaño de la mayor unidad en servicio, así como un hipotético máximo tamaño admisible por unidad.
- ◆ Establecer que información las empresas deban declarar sobre sus unidades, y a partir de esta, establecer las metodologías de verificación.

¹ Segunda DCT: “En un plazo de seis meses, OSINERGMIN aprueba el procedimiento para la aplicación de lo dispuesto en el segundo párrafo del artículo 96 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas”.

4 DOCUMENTACIÓN REVISADA

La documentación que se ha revisado, correspondiente a la normatividad peruana, en orden cronológico, es la siguiente:

Decreto Supremo N° 027-2011-EM, publicado el 11-Jun-2011, que aprueba el Reglamento del Mercado de Corto Plazo. Este D.S. debió entrar en vigencia al día siguiente del vencimiento del Decreto de Urgencia N° 049-2008², sin embargo, fue derogado por el D.S. N° 026-2016-EM.

PR-20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”, aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD del 14-Mar-2013.

Resolución OSINERGMIN N° 245-2014-OS/CD, del 24-Nov-2014, que aprueba el PR-33 “*Compensaciones de Costos Operativos Adicionales de las Unidades de Generación Térmica*”, deroga los PR-32 y PR-33 previos e incorpora la definición de Inflexibilidad Operativa al “*Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC*”.

Decreto Supremo N° 026-2016-EM, publicado el 28-Jul-2016, que aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad.

Resolución OSINERGMIN N° 202-2017-OS/CD, del 26-Set-2017, que aprueba el PR-47 “*Valorizaciones Diarias en el Mercado Mayorista de Electricidad*”.

Decreto Supremo N° 040-2017-EM, publicado el 13-Dic-2017, que modifica disposiciones aplicables a la programación y coordinación de la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Resolución Directoral N° 014-2005-EM-DGE, “*Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados*”, actualizada al 22-Ene-2018.

La documentación que se ha revisado, correspondiente a otros países, ordenada cronológicamente por país, es la siguiente:

Chile:

“Desarrollo de Auditorías Técnicas - Procedimiento DO”, creado por la Dirección de Operación del CDEC-SING, con fecha 05-May-2010. (Archivo electrónico “2010_05_03_PROCEDIMIENTO_DO_DESARROLLO_DE_AUDITORIAS_TECNICAS.PDF”).

² Inicialmente la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008 era hasta el 31-Dic-2011. Sin embargo, mediante lo dispuesto en el Artículo 1° del Decreto de Urgencia N° 079-2010, publicado el 16-Dic-2010, se prorrogó la vigencia del D.U. hasta el 31-Dic-2013. Posteriormente, mediante la Décima Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30511, publicada el 02-Dic-2013, se extendió su vigencia hasta el 31-Dic-2016. Al año siguiente, mediante el Artículo 6° de la Ley N° 30513, publicada el 04-Nov-2016, se extendió su vigencia hasta el 01-Oct-2017.

"SEC_ORD_N_10080_ACC_531174_DOC_309839_Comunicaciones", de fecha 07-Oct-2010, comunicación dirigida por el Superintendente de Electricidad y Combustibles (S) a los presidentes de Directorio de los CDEC-SIC y CDEC-SING, cuya "materia"³ es *"Imparte instrucciones relativas a auditoría de cumplimiento normativo, según se indica"*.

"Auditoría Técnica de los Parámetros de Mínimo Técnico y Tiempos Mínimos de Operación de las Unidades Generadoras de Central Atacama", realizado por la consultora DNV-GL.

Anexo Técnico: "Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras", documento de la Comisión Nacional de Energía de Chile, cuyo objetivo es *"... establecer la modalidad para determinar, informar y actualizar los parámetros asociados a los procesos de Partida y Detención de las unidades generadoras del SI"*.

Anexo Técnico: "Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras", documento de la Comisión Nacional de Energía de Chile, cuyo objetivo es *"...establecer la modalidad para determinar, informar y/o actualizar el parámetro Mínimo Técnico de una unidad generadora del SI"*.

Ecuador:

Regulación No. CONELEC- 002/00, aprobada en sesión del 17-Abr-2000. Que tiene por objetivo: *"Determinar y asignar los sobrecostos de generación que se produzcan al efectuar el despacho económico de mediano y corto plazo, observando los índices de calidad de servicio, confiabilidad y seguridad del SNI establecidos en las Regulaciones vigentes"*⁴.

España:

Tesis de Máster **"Day-Ahead Electricity Market"**, **"Proposals to adapt complex conditions in OMEL"**, fechada julio de 2010. Su autor Néstor Sánchez María, revisa y propone una serie de medidas para reducir las perturbaciones de precio observadas en el mercado eléctrico en la Península Ibérica durante la primera parte del año 2010.

Estados Unidos de América:

"PJM eMKT User Guide", fechado el 09-Jul-2015, tiene la intención de proporcionar a los Participantes del Mercado y otros interesados con información introductoria sobre los procesos de subasta y administración del Mercado Diario (Day Ahead Market) y Servicios Auxiliares (Ancillary Services).

"State of the Market Report for PJM", **"Volume 2: Detailed Analysis"**, de fecha 03-Dic-2015. (Archivo electrónico 2014-som-pjm-volume2.pdf). *Monitoring*

³ Se entiende similar al término "Asunto" utilizado en las comunicaciones formales en el Perú.

⁴ Regulación No. CONELEC- 002/00, 1. OBJETIVO Y ALCANCE.

Analytics, LLC, un supervisor independiente de mercado para PJM, pasa revista al mercado eléctrico del año 2014.

"PJM - Unit-Specific Minimum Operating Parameters for Capacity Performance and Base Capacity Resources", última actualización de fecha 16-Set-2016. Contiene los parámetros mínimos de operación específicos para las unidades de generación.

"Unit Specific Parameter Process DY 2018/19", de fecha 12-Dic-2017, documento de PJM referido al proceso de ajuste de parámetros específicos de las unidades de generación.

"PJM Manual 18: PJM Capacity Market", Revisión 40; Fecha efectiva: 22-Feb-2018. Este manual se enfoca en los mercados de capacidad (potencia), incluyendo el ***"Modelo de Fijación de Precios de Confiabilidad"*** (*Reliability Pricing Model⁵ - RPM*) y la alternativa de requisitos de recursos fijos, y los requisitos para los proveedores de recursos y entidades de servicio de carga (LSE) para participar en estos mercados y sus responsabilidades como signatarios de: *Open Access Transmission Tariff, Reliability Assurance Agreement and Operating Agreement of PJM Interconnection, L.L.C.*

"PJM - Capacity Performance Unit Specific Parameter Adjustment FAQs", fechado el 13-Mar-2018, da respuesta a las Preguntas Frecuentes (*Frequent Asked Questions – FAQs*, en idioma inglés) sobre el ajuste de parámetros específicos de las unidades calificadas como *Capacity Performance Unit*.

"PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations", Revisión: 94; Fecha efectiva: 12-Abr-2018. Este manual se enfoca en la programación de actividades del Mercado Diario (*Day Ahead Market*) y horarias, que es realizada por el personal y los miembros de PJM. El manual describe las reglas y procedimientos que deben seguirse para la programación de los recursos.

"Tratamiento de las Inflexibilidades en PJM", extractos del Manual 11 *"Energy & Ancillary Services Market Operations"* de PJM.

México:

"Ley de la Industria Eléctrica", publicada el 11-Ago-2014 en el Diario Oficial de la Federación de México.

"DISPOSICIONES para el registro de parámetros de costos y capacidad de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados", publicado el 05-Ene-2017 en el Diario Oficial de la Federación, por el Titular de la Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear de la Secretaría de Energía en su carácter de Autoridad de Vigilancia del Mercado,

⁵ El mercado de capacidad de PJM, denominado ***"Modelo de Fijación de Precios de Confiabilidad"***, garantiza la confiabilidad de la red a largo plazo asegurando la cantidad apropiada de recursos de suministro de energía necesarios para satisfacer la demanda de energía prevista en el futuro.

para aplicación por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), México.

"Manual de Vigilancia del Mercado", publicado el 12-Ene-2018 en el Diario Oficial de México. *"El presente Manual de Vigilancia del Mercado es uno de los Manuales de Prácticas del Mercado que tiene por objeto establecer las disposiciones, reglas y procedimientos que describen la organización de la Autoridad de Vigilancia del Mercado, así como los procesos y procedimientos para supervisar, investigar, evaluar e informar sobre la operación y vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista".*

Otros documentos técnicos:

"Turbina de Gas", artículo técnico sobre turbinas a gas, contenido en el archivo electrónico 2. *Turbina GAS DOS COLUMNAS.docx*.

"Battery-Gas Turbine Hybrid System Up And Running", artículo tomado de la publicación *Diesel & Gas Turbine Worldwide*, (dieselgasturbine.com), de fecha 18-Abr-2017. Trata sobre la presentación realizada por GE y *Southern California Edison* (SCE) de un nuevo sistema híbrido de turbina a gas a batería.

"TRADUCCIÓN DE GOOGLE", nombre del archivo electrónico que contiene la traducción del documento citado en el párrafo anterior.

5 ENFOQUE

*"El COES tiene por finalidad la coordinación de la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, la planificación del desarrollo de la transmisión del SEIN y la administración del Mercado de Corto Plazo"*⁶ (Subrayado añadido, para énfasis).

La operación del SEIN, representada por su diagrama de carga y el balance de la oferta y demanda, se puede visualizar para diferentes períodos: años, meses, semanas, días, horas, y fracciones de hora.

Los períodos mayores incorporan el problema de que, mientras más largos sean los plazos, mayor será la incertidumbre y consiguientemente será más difícil y menos precisa la proyección de la demanda.

Los períodos menores, si bien son útiles para el control en tiempo real y la valorización del costo de la operación, incrementan el número de ciclos en su programación.

Se considera que la semana representa un punto medio en la elección de un período adecuado para la proyección con suficiente certeza de la demanda, y de la programación del despacho de las unidades de generación. Aun

⁶ Estatuto del COES, Artículo Cuarto.- Finalidad y Funciones.

considerando las variaciones estacionales, el perfil del diagrama de carga de una semana es, en promedio, bastante representativo del comportamiento de todas las semanas del año.

En el COES y en el mercado eléctrico de corto plazo, la programación de la semana se divide y elabora en términos de lapsos de quince minutos (15'), teniéndose por tanto $7 \times 24 \times 4 = 672$ periodos de 15' por semana.

La programación del despacho de las unidades de generación tiene por objeto la operación a mínimo costo. La programación ideal presume que cada unidad de generación se puede representar por un pequeño rectángulo de altura igual a su Potencia Efectiva y base igual al período de 15'.

Sin embargo, esta programación se ve afectada por las Inflexibilidades Operativas, como se explica a continuación.

La FIGURA N° 5-1 muestra la demanda correspondiente a la semana del 21 al 27-Abr-2018. Incluye la Máxima Demanda del mes, que alcanzó 6,710.675 MW, ocurrida a las 18:45 horas del martes 24-Abr-2018⁷.

En la FIGURA N° 5-1, el rectángulo verde representa la programación de una unidad de generación que tuviese un tamaño aproximado de 250 MW, ubicada en el orden de despacho de acuerdo a su Costo Variable, que es despachada entre las 09:30 y las 21:30 horas.

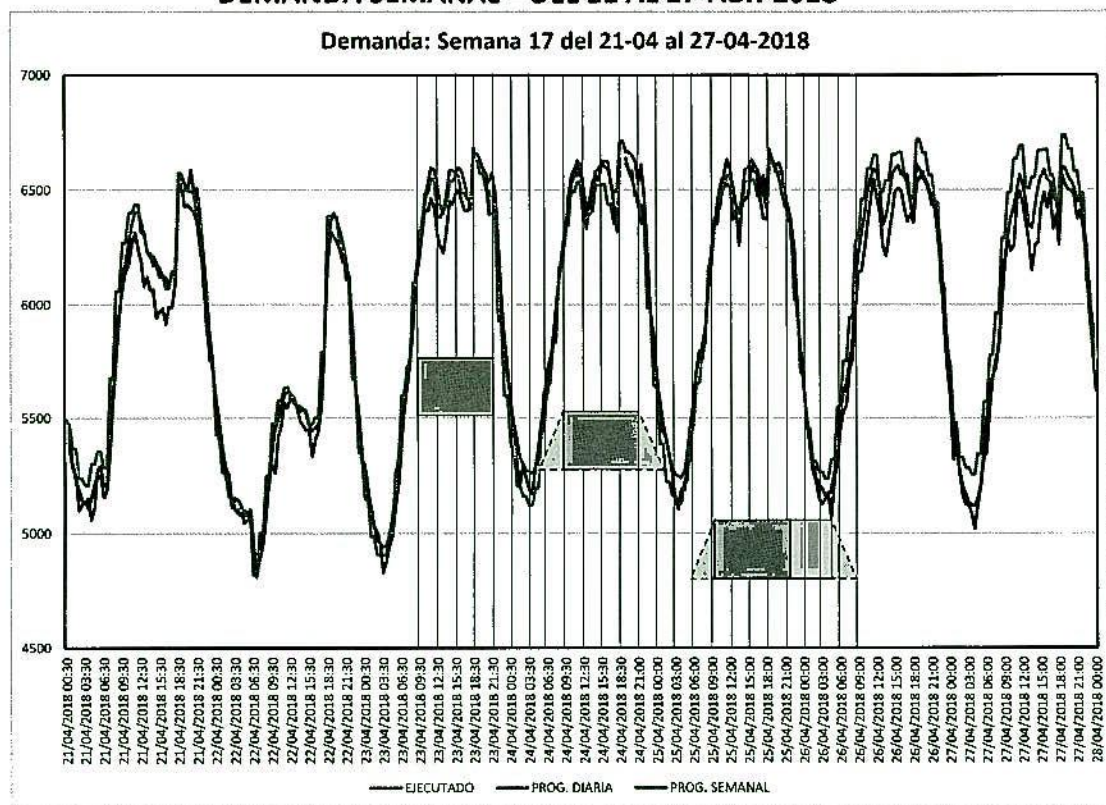
Al incorporar la Inflexibilidad Operativa de Tiempo de Arranque y Parada – triángulos color marrón– es claro que la unidad debe ser reubicada, desplazando u obligando a modificar el despacho de otra unidad de Costo Variable menor.

Al incorporar la Inflexibilidad Operativa de Tiempo Mínimo de Operación – extensión rectangular de borde negro– la unidad debe ser despachada dentro del área que corresponde a las unidades de base.

⁷ Fuente: COES

<http://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/demanda?indicador=maxima>

FIGURA N° 5-1
DEMANDA SEMANAL – DEL 21 AL 27-ABR-2018



6 ANÁLISIS DE LOS CONCEPTOS

6.1 El concepto de “Inflexibilidad(es) Operativa(s)”

6.1.1 En la normativa peruana

Si bien la LCE se remonta al año 1992 y su reglamento inicial, el D.S. N° 009-93-EM (RLCE) fue publicado el 25-Feb-1993, en ninguna de ellos apareció el término “Inflexibilidad(es) Operativa(s)”. Su modificatoria y ampliatoria, la Ley 28832 (Generación Eficiente) que data del año 2006 tampoco lo incluye.

Esto quiere decir que son conceptos que inicialmente no acompañaron a la ley, al menos en forma expresa, ya que, no sólo no fueron mencionados por las leyes eléctricas, sino que tampoco lo fueron en el RLCE. Varios años después de estar vigente la LCE, surgieron recién como adiciones ulteriores de temas que se encontraron en el desarrollo de nuevas situaciones.

A nivel de normativa peruana, en la documentación que hemos analizado, el término “Inflexibilidad(es) Operativa(s)” aparece por primera vez el año 2011, sin incluir una definición del mismo, acompañando a los “Servicios

Complementarios”⁸, en el Decreto Supremo N° 027-2011-EM, a través de sus artículos 3°, 7° y 8°, en los que se establece, respectivamente, que:

“Los costos asociados a las inflexibilidades de operación y Servicios Complementarios que no estén incluidos en la determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo nodales serán determinados por el COES conforme al Procedimiento correspondiente” (Cuarto párrafo del numeral 3.1). (Énfasis añadido)

“7.1 Los Participantes deben sufragar los costos asociados a las inflexibilidades operativas y Servicios Complementarios, que no estén incluidos en la determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo nodales, referidos en el numeral 3.1”. (Énfasis añadido)

“b) Las garantías deberán cubrir todas las obligaciones de los Participantes, entre otros: retiros de energía, pago por Capacidad, inflexibilidades operativas y Servicios complementarios, así como los montos que se deben pagar a través del fideicomiso”. (Literal del numeral 8.1) (Énfasis añadido)

Después de haber aparecido por primera vez en el documento indicado, el término “Inflexibilidad(es) Operativa(s)” aparece en los siguientes documentos:

- (1) La Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 245-2014-OS/CD, del 24-Nov-2014, que es la que define el término, en su Artículo 4°, incorporándolo al Glosario de definiciones del COES. Textualmente indica:

‘Artículo 4°.- Incorporar la definición de “Inflexibilidad Operativa” al “Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES SINAC”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001 -EM/VME, de acuerdo a lo siguiente:

“Inflexibilidad Operativa: Restricción operativa de una Unidad o Central de Generación derivada de sus características

⁸ La definición del término se encuentra en la Ley N° 28832, Artículo 1°.- **Definiciones:**

“31. Servicios Complementarios.- Servicios necesarios para asegurar el transporte de la electricidad desde la generación hasta la demanda en condiciones de calidad y fiabilidad”.

Y en la NTCOTRSI, Título Sexto, “De Los Servicios Complementarios”:

“6.1.1 Los Servicios Complementarios son aquellos servicios requeridos para apoyar la operación eficiente del Sistema de modo que el suministro de energía eléctrica a los usuarios se efectúe con seguridad, confiabilidad y calidad.

a) Reserva rotante;

b) Regulación de frecuencia;

c) Regulación de tensión y/o suministro locales de reactivos;

d) Grupos de arranque rápido por emergencia (reserva fría);”

estructurales de diseño. No constituyen Inflexibilidades Operativas, aquellas que no han sido consideradas en las fichas técnicas aprobadas por el COES. Incluye la Generación Mínima Técnica definida en la NTCOTR.”. (Énfasis añadido)

- (2) El D.S. N° 026-2016-EM, publicado el 28-Dic-2016, incorpora el término “Inflexibilidades Operativas” en su enumeración de los componentes del Mercado Mayorista de Electricidad (MME), en su Artículo 4, numeral 4.1, literal b):

“4.1 El MME es administrado por el COES y está compuesto por

- a) El MCP⁹, y*
- b) Los mecanismos de asignación de Servicios Complementarios, Inflexibilidades Operativas y asignación de Rentas de Congestión”. (Énfasis añadido)*

Se nota que ya no solo acompaña a los “Servicios Complementarios”, sino también a las “Rentas de Congestión”¹⁰

En su Artículo 7.- Inflexibilidades Operativas, el D.S. N° 026-2016-EM establece lo siguiente:

“7.1 La regulación sobre Inflexibilidades Operativas debe garantizar que los Agentes involucrados en la operación recuperen sus costos variables totales.

7.2 Las Inflexibilidades Operativas consideradas en el MME son las siguientes:

- a) Generación a mínima carga, producto del despacho económico.*
- b) Costo de Arranque y Parada.*
- c) Consumo de Baja Eficiencia en Rampas de Carga y Descarga.*
- d) Otras que sean determinadas en los Procedimientos.*

7.3 Los Participantes compradores en el MME deben pagar los costos derivados de las Inflexibilidades Operativas en proporción a los Retiros efectuados.

7.4 La declaración de las Inflexibilidades Operativas se realizarán al ingreso en operación comercial, y se actualizarán cada

⁹ Mercado de Corto Plazo.

¹⁰ Procedimiento Técnico del COES PR-45, “Asignación de Rentas por Congestión”, presenta la metodología de cálculo y asignación de las Rentas por Congestión, pero en ningún documento citado en la Base Legal ni en el Glosario existe una definición.

cuatro (4) años o cuando la unidad de generación haya sido sometida a una repotenciación, mantenimiento mayor o en general a una intervención que implique la modificación de su potencia efectiva o cuando las premisas técnicas que sustentan dichas inflexibilidades varíen en forma relevante. La actualización de las Inflexibilidades Operativas será aprobada por el COES de acuerdo con los Procedimientos". (Énfasis añadido)

Analizando el artículo 7, se nota que éste: (i) establece la recuperación de los costos para los agentes involucrados en la operación; (ii) indirectamente, incorpora a la demanda el costo de las inflexibilidades operativas, al establecer que éstas sean pagadas por los compradores en el MME, en proporción a sus retiros; (iii) establece lineamientos muy generales para un procedimiento de declaración y actualización de datos de las inflexibilidades operativas, (iv) establece su aprobación por el COES; y (v) determina tres (03) tipos de inflexibilidad operativa y deja abierta la inclusión de otros.

Y en su Artículo 8.- Garantías, numeral 8.2, literal b), el D.S. Nº 026-2016-EM dice:

"b) El monto de las garantías deberá cubrir todas las obligaciones de los Participantes en el MME por tres meses, tales como Retiros, intereses, pago por capacidad, Inflexibilidades Operativas, entre otros, para tal efecto, el COES deberá verificar dicho cumplimiento conforme a lo señalado en los Procedimientos respectivos". (Énfasis añadido)

- (3) El D.S. Nº 040-2017-EM, publicado el 13-Dic-2017, en su Artículo 1, lo inserta en el RLCE, al modificar los artículos 95° y 96°, introduciendo dentro del artículo 96° el término "Inflexibilidad Operativa"; y en su Artículo 2, modificando el Artículo 7 del D.S. Nº 026-2016-EM.

"Artículo 96.- La información que se utilice para efectuar la programación de la operación, que se señala en el artículo siguiente, será actualizada con la periodicidad que establezcan los Procedimientos Técnicos.

La información de las unidades de generación correspondiente a tiempo de arranque, potencia mínima, tiempo mínimo de operación y tiempo mínimo entre arranques, a ser usada en la programación de la operación, así como cualquier otra de naturaleza similar que implique una Inflexibilidad Operativa de la unidad, será entregada con el respectivo sustento técnico al COES y a OSINERGMIN, pudiendo este último disponer las acciones de supervisión y/o fiscalizaciones correspondientes. De no remitir el Generador la información señalada anteriormente, o si OSINERGMIN determina su inconsistencia, las Inflexibilidades

Operativas del Generador serán comunicadas por OSINERGMIN al COES, sin perjuicio de las acciones legales que correspondan. En los casos que estime pertinente OSINERGMIN, podrá solicitar la opinión sustentada del COES a los valores propuestos por el Generador.”

“Artículo 7.- Inflexibilidades Operativas

- 7.1 La regulación sobre Inflexibilidades Operativas debe garantizar que los Agentes involucrados en la operación recuperen sus costos variables totales.*
- 7.2 Los Participantes compradores en el MME pagan los costos derivados de las Inflexibilidades Operativas en proporción a los Retiros efectuados.*
- 7.3 Para ser consideradas en el Mercado Mayorista de Electricidad las Inflexibilidades Operativas deben cumplir lo dispuesto en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.*
- 7.4 En caso exista negativa a operar una unidad de generación alegando restricciones técnicas que no hayan sido entregadas conforme a lo señalado en el numeral anterior, el COES informa dicho incumplimiento a OSINERGMIN para que inicie el procedimiento sancionador correspondiente e imponga las multas que resulten aplicables.”*

6.1.2 En la normativa chilena

La CNE publicó el Anexo Técnico: “**Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras**”, cuyo objetivo, según el propio documento, es:

“El presente Anexo tiene como objetivo establecer la modalidad para determinar, informar y actualizar los parámetros asociados a los procesos de Partida y Detención de las unidades generadoras del SP”¹¹. (Énfasis añadido)

De su Artículo 4 **Definiciones**, se copian las siguientes:

- “a) **Mínimo Técnico**: Se entenderá por Mínimo Técnico la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al SI en forma continua.*
- d) **Tiempo de Partida**: El tiempo de partida corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de partida de una unidad*

¹¹ Artículo 1 Objetivo

generadora, según lo establecido en el literal b) del presente Artículo". (Énfasis añadido)

6.1.3 En la normativa ecuatoriana

La Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada el 16-Ene-2015, dispuso en su **Título III Estructura del Sector Eléctrico, Artículo 9.- Estructura institucional** que el segundo nivel en la estructura, luego del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), sea ocupado por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL).

En el primer párrafo del Artículo 14.- Naturaleza Jurídica, de la Ley apenas citada, se define a ARCONEL como:

"... el organismo técnico administrativo encargado del ejercicio de la potestad estatal de regular y controlar las actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, precautelando los intereses del consumidor o usuario final".

Antecedió a la ARCONEL el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) que, con fecha 17-Abr-2000, expidió la Regulación No. CONELEC – 002/00¹², "Restricciones e Inflexibilidades Operativas". Esta regulación se mantiene vigente bajo la ARCONEL¹³.

La parte considerativa de la citada Regulación dice:

"Que, el tercer inciso del Artículo 20, del Reglamento de Funcionamiento del MEM, determina que el CONELEC establecerá las regulaciones pertinentes referentes a las inflexibilidades operativas.

Que, la Disposición Transitoria Tercera del Reglamento de Funcionamiento del MEM, con el propósito de permitir mejorar las condiciones operativas de las plantas, otorgó un plazo de doce meses para la aplicación de los sobrecostos producidos por inflexibilidades operativas, en los términos señalados en el tercer inciso del artículo 20 de dicho Reglamento, contados a partir de su promulgación, plazo que venció el 23 de febrero de 2000.

Que, el literal c) del Artículo 8 del Reglamento de Despacho y Operación establece que en el Despacho Económico se considerarán, entre otros aspectos, las restricciones técnicas que se impongan sobre todo el sistema o una parte de él, incluyendo la generación obligada por criterios de calidad de servicio,

¹² La Regulación No. CONELEC – 002/00 fue expedida al amparo del tercer inciso del Artículo 20, del Reglamento de Funciones del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), promulgado mediante Decreto Ejecutivo No. 593 publicado en el Registro Oficial No. 134 del 23-Feb-1999.

¹³ <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/reglamentos/>

seguridad eléctrica o por inflexibilidades en la operación".
(Énfasis añadido)

Para asignar los sobrecostos de generación que se produzcan por restricciones técnicas e inflexibilidades operativas, en su capítulo 2. **DEFINICIONES** precisa:

"2.1 Generación Obligatoria

[...]

2.1.2 Por cobertura de demanda

Corresponde a la generación e importación seleccionadas en la programación de mediano o corto plazo para cubrir la demanda del Sistema, que no pueden ser retiradas de operación, debido a que por sus características operativas deben cumplir un tiempo mínimo de operación o un tiempo mínimo de parada, independientemente de las restricciones de la red". (Énfasis añadido)

"2.3 Generación inflexible

Se considera cuando, por causa del Generador o Importador, se presentan potencias adicionales sobre las potencias despachadas de una unidad de generación o importación, dentro de los límites operativos declarados por el Agente y aceptados por el CENACE en cumplimiento del Artículo 54 del Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley - RSRG.

2.4 Generación no solicitada

Corresponde a la generación ingresada al Sistema, por causa del Generador, sin autorización del CENACE, o cuya salida sea posterior a lo dispuesto por el CENACE, considerando los tiempos de arranque y parada declarados por el Agente y aceptados por el CENACE en cumplimiento del Artículo 54 del RSRG.

Con el propósito de calificar una generación como no solicitada, el CENACE determinará los rangos de tolerancia a considerarse a los tiempos de arranque-parada, declarados por los Agentes del MEM y aceptados por el CENACE".
(Énfasis añadido)

En el capítulo 3. **COBERTURA DE SOBRECOSTOS**, se establece que:

"3.1 Generación obligatoria

Esta generación se remunera al Costo Variable de Producción, considerando la energía bruta producida.

En los períodos en que los costos variables de esta generación sean superiores al precio del mercado, los sobrecostos serán cubiertos por los Agentes beneficiados del SNI o del área correspondiente, en forma proporcional a la energía que retiren del Mercado.

3.3 Generación Inflexible

Si por cualquier causa, imputable al Generador o Importador, éstos operen sobre su potencia despachada, la energía neta adicional será reconocida al precio del Mercado.

3.4 Generación no solicitada

La energía producida por esta causa no será remunerada al Agente respectivo.

Esta energía, a precio de mercado, será asignada en forma proporcional a los Generadores participantes en la Regulación Secundaria de Frecuencia”.

6.1.4 En la normativa mexicana

En las normas de México se ha identificado el documento “Disposiciones para el Registro de Parámetros de Costos y Capacidad de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados”¹⁴, del cual se ha extraído la siguiente información de los parámetros de las Inflexibilidades Operativas identificadas:

El CUADRO N° 6-1 muestra los tiempos mínimos de operación de acuerdo a la tecnología empleada.

El CUADRO N° 6-2 muestra los tiempos mínimos en paro de acuerdo a la tecnología empleada.

El CUADRO N° 6-3 muestra los tiempos de arranque de acuerdo a la tecnología empleada y el tipo de arranque, dónde adicionalmente se establece que:

- ❖ Número máximo de arranques por día: (i) para turbina de gas = 2; (ii) otras tecnologías = 1;
- ❖ Número máximo de horas en paro para considerar el siguiente arranque en tibio: 8 horas;
- ❖ Número máximo de horas en paro para considerar el siguiente arranque en frío: 48 horas;

¹⁴ Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), publicado en el Diario Oficial de la Federación, el 05-Ene-2017.

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5468641&fecha=05/01/2017

CUADRO N° 6-1**TIEMPO MÍNIMO DE OPERACIÓN**

Tecnología	Tiempo (h)
Turbina a gas	2
Ciclo combinado	12
Generación a Carbón	18
Generación a Vapor	12

Fuente: CENACE

Elaboración Propia

CUADRO N° 6-2**TIEMPO MÍNIMO EN PARO**

Tecnología	Tiempo (h)
Turbina a gas	2
Ciclo combinado	6
Generación a Carbón	6
Generación a Vapor	6

Fuente: CENACE

Elaboración Propia

CUADRO N° 6-3**TIEMPO DE ARRANQUE POR TECNOLOGÍA**

Tipo de Arranque	Carbón Subcrítica		Supercrítico	Ciclo Combinado	Turbina a Gas		Vapor
	[35-299 MW]	[300-900 MW]	[500-1300 MW]		[> 100 MW]	[< 100 MW]	[50-700 MW]
Caliente	3	9	9	4	1	0	3
Tibio	4	12	12	5	2	1	4
Frío	28	48	86	48	3	1	57

Supercrítico: entiéndase carbón supercrítico

Fuente: CENACE

Elaboración Propia

6.1.5 En la normativa de los Estados Unidos de América

En los Estados Unidos de América (EE.UU.AA.) la agencia federal que regula la transmisión y venta mayorista de electricidad y gas natural interestatal, y regula el transporte interestatal de petróleo por oleoductos, es la *Federal Energy Regulatory Commission*, conocida por sus siglas FERC.

La regulación emitida por la FERC sobre el mercado mayorista de electricidad tiene larga data.

*PJM Interconnection*¹⁵ es una organización regional de transmisión que coordina el mercado mayorista de electricidad en todo o partes de los estados de Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el Distrito de Columbia.

¹⁵ www.pjm.com – Who we are.

Al actuar como tercera parte neutral e independiente, PJM opera un mercado competitivo y administra la red eléctrica de alta tensión, para garantizar la confiabilidad del servicio para más de 65 millones de personas.

El mercado mayorista de electricidad opera en base a subastas para las transacciones de energía eléctrica (*Day Ahead Market* – Mercado Diario) y servicios auxiliares. Entonces, un tema de capital importancia lo constituye la disponibilidad y programación de las unidades de generación.

PJM ha determinado, con información de IMM,¹⁶ los parámetros mínimos de operación específicos por unidad que deben cumplir las unidades de generación según la clasificación que PJM utiliza: (i) *Capacity Performance Resources*¹⁷ y (ii) *Base Capacity Resources*. Los proveedores del mercado de potencia deben determinar en qué categoría de la clasificación de tecnología se ubican sus recursos con el objetivo de determinar los parámetros mínimos de operación de las unidades. El CUADRO N° 6-4 muestra los parámetros mínimos que deben cumplir las unidades de generación que comercializan energía en el ámbito de PJM.

Para que un Recurso de Potencia (Capacidad) califique como un producto tipo Recurso de Potencia de Rendimiento (*Capacity Performance Resource*), el recurso debe ser capaz de una operación sostenida y predecible que permita que el recurso esté disponible durante todo el año de despacho para proporcionar energía y reservas siempre que PJM determine que existe una condición de emergencia.

Para que un recurso de capacidad califique como un producto tipo Recurso de Potencia Base (*Base Capacity Resource*), no se espera que el recurso sea capaz de una operación sostenida y predecible que permita que el recurso esté disponible durante todo el año de despacho; sin embargo, el recurso debe proporcionar mayor seguridad para proporcionar energía y reservas durante las operaciones de clima cálido. Dado que los Recursos de Potencia Base no brindan los mismos beneficios de disponibilidad y confiabilidad que los Recursos de Potencia de Rendimiento, se imponen restricciones sobre la cantidad de Recursos de Capacidad Base que se pueden adquirir en Subastas de RPM¹⁸ para los Años de Despacho 2018/2019 y 2019/2020¹⁹.

¹⁶ IMM son las siglas en idioma inglés de *Independent Market Monitor* (Supervisor Independiente de Mercado). Para PJM esta función la realiza Monitoring Analytics, LLC. www.monitoringanalytics.com.

¹⁷ En los motores, por capacidad se debe entender que se refieren a su potencia

¹⁸ RPM son las siglas en idioma inglés de *Reliability Pricing Model* o “Modelo de Fijación de Precios de Confiabilidad”.

¹⁹ PJM Manual 18, página 19.

En el documento "*PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations*"²⁰ se encuentran las siguientes definiciones, que se transcriben traducidas a continuación:

Número Máximo de Arranques por Día: la cantidad máxima de veces que se puede arrancar una unidad en un día de funcionamiento en condiciones normales de funcionamiento.

Número Máximo de Arranques por Semana: la cantidad máxima de veces que una unidad puede arrancarse en una semana bajo condiciones de funcionamiento normales (período de 168 horas).

Tiempo de arranque en frío / tibio / caliente - El intervalo de tiempo, medido en horas, desde el inicio de la secuencia de arranque hasta el punto posterior al cierre del interruptor del generador, que generalmente se indica mediante un registrador de estado o cuando se mide la entrega de potencia en Mega Watts (MW) mayor que cero para una unidad generadora en su estado de temperatura fría / tibio / caliente.

Para las unidades de Ciclo Combinado, es el intervalo de tiempo desde el comienzo de la secuencia de arranque hasta el punto posterior al primer cierre del interruptor del generador de la turbina de combustión. La secuencia de inicio puede incluir pasos tales como cualquier operación de válvulas, arranque de bombas de agua de alimentación, arranque de equipos auxiliares, etc.

Otras acciones más detalladas que podrían indicar el comienzo de la secuencia de arranque podrían incluir pero no están limitadas al funcionamiento de bombas, condensadores, ventiladores, evaluaciones de química del agua, listas de verificación, válvulas, sistemas de combustible, turbinas de combustión, motores o sistemas de arranque, manteniendo estable relaciones combustible / aire y otros equipos auxiliares necesarios para el arranque.

Tiempo máximo de operación (hora): el número máximo de horas que una unidad puede funcionar en el transcurso de un día de operación.

Tiempo mínimo de operación (hora): el número mínimo de horas que debe funcionar una unidad, en operaciones en tiempo real, desde el momento posterior al cierre del interruptor del generador, hasta el momento de la apertura del interruptor del generador.

Para las unidades de Ciclo Combinado, este es el período de tiempo después del primer cierre del interruptor del generador de la turbina de combustión y la última apertura del interruptor del generador.

²⁰ Sección 2.3.10 *Operating Parameter Definitions* o Definición de Parámetros Operativos, pág. 41

Tiempo mínimo de inactividad (hora): el número mínimo de horas bajo condiciones normales de operación entre el apagado de la unidad y el arranque de la unidad, calculado como la diferencia de tiempo más corta entre la apertura del interruptor del generador y el cierre del interruptor del generador.

Para las unidades de ciclos combinados, este es el número mínimo de horas entre la última apertura del interruptor del generador y después del primer cierre del interruptor del generador de la turbina de combustión.

CUADRO N° 6-4
PARÁMETROS MÍNIMOS DE OPERACIÓN PARA UNIDADES DE POTENCIA DE PUNTA Y DE BASE

Clasificación de Tecnologías ²	Tiempo Mínimo		Número Máximo de Arranques		Tiempo de Arranque			Tiempo de Notificación	Relación de Rechazo	Tiempo Máximo de Operación
	[h]		[#]		[h]					
	Apagado	Operación	por Día	por Semana	Caliente	Tibio	Frío	Frío/Tibio/Caliente		
Motores reciprocantes de combustión interna	0.6	1	12	84	0.1	0.1	0.1	0.1	1.0 o más	24
Turbinas de gas aeroderivadas	1.1	1	6	42	0.1	0.1	0.1	0.1	1.0 o más	24
Turbinas de gas industriales	1.3	2	4	28	0.3	0.3	0.3	0.1	1.5 o más	24
Unidades de ciclo combinado	3.5	4	3	21	0.5	0.5	0.5	1.0	1.5 o más	24
Unidades de vapor a petróleo o gas natural	6.0	4	2	14	2.0	3.0	4.0	1.0	2.0 o más	24
Unidades de ciclo combinado base QF ³	4.5	4	3	21	0.5	0.5	0.5	1.0	1.5 o más	24
Unidades de combustible sólido NUG ⁴	8.0	4	3	21	4.0	6.0	10.0	1.0	1.5 o más	24
Unidades de carbón subcríticas	8.0	8	2	14	4.0	6.0	10.0	1.0	2.0 o más	24
Unidades de carbón supercríticas pre 2000 ⁵	8.0	6	1	7	4.0	6.0	10.0	1.0	1.5 o más	24
Unidades de carbón supercríticas post 2000 ⁶	6.0	6	1	7	2.0	2.5	5.0	1.0	1.5 o más	24
Recursos de capacidad de almacenamiento ⁷	No debe exceder 1 h	1	12	84	Arranque + Notificación no debe exceder 1 h				1.0 o más	24

¹ La definición de los parámetros se encuentra en la guía de usuario eMkt, (<http://www.pjm.com/~media/etools/emkt/tsuserguide.ashx>).

Fuente: PJM

² La clasificación de tecnologías en el cuadro anterior se aplicará a los recursos de capacidad de rendimiento y de capacidad base, y ha sido ajustada según las clasificaciones tecnológicas enumeradas en la matriz predeterminada en Arancel, Adjunto K-Apéndice, Sección 6.6 (c) y las disposiciones paralelas del Acuerdo operativo, Anexo 1. Las clasificaciones tecnológicas se han revisado basándose en parte en el asesoramiento del IMM considerando el parque de generación actual de PJM así como los recursos de capacidad de generación planificada que se están construyendo en la región de PJM.

Elaboración Propia

³ QF se refiere a unidades calificadas según el Acta de Políticas Reguladoras de Servicios Públicos de 1978 - "The Public Utility Regulatory Policies Act of 1978" (PURPA).

⁴ NUG o Non-Utility Generation, en idioma inglés, se refiere a las empresas de generación independientes que no son de servicio público.

⁵ pre 2000, se refiere a centrales de generación instaladas hasta el año 2000.

⁶ post 2000, se refiere a centrales de generación instaladas a después del año 2000.

⁷ Hidroeléctricas de bombeo, y unidades de tecnología de almacenamiento con volante o de baterías.

6.1.6 Análisis del concepto

En la definición incorporada al Glosario por la Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 245-2014-OS/CD, sobre el término “Inflexibilidad Operativa” se puede notar que:

- ✓ En cuanto a su naturaleza, identifica a la “Inflexibilidad” con una restricción; es decir, traslada la tarea de entendimiento (comprensión) del término “inflexibilidad” a la de comprensión del término “restricción”;
- ✓ Indica que el sujeto sobre el que puede recaer la inflexibilidad o restricción puede ser o una Unidad o una Central de Generación; subrayamos que está escrito con mayúsculas, indicando nombres propios;
- ✓ Define que el origen de la inflexibilidad o restricción es su diseño.

6.2 El concepto de “Tiempo de Arranque”

El Arranque, tal como se aplica el término en la normativa peruana, se refiere al proceso²¹ que debe llevar a cabo una unidad de generación desde un estado de detención total hasta un punto que se alcanza cuando: (i) entra en sincronismo con el sistema; o (ii) llega a su Generación Mínima Técnica²².

Consiguientemente, el Tiempo de Arranque es el tiempo que le toma a la unidad de generación completar su (proceso de) Arranque.

El concepto de Tiempo de Arranque está reconocido en los Procedimientos del COES desde sus inicios. Se le puede reconocer bajo otros nombres, como por ejemplo, “Tiempo de duración de los períodos de toma de carga” en el PR-33 del año 2005.

Sin embargo, no es sino hasta el D.S. N° 026-2016-EM, que se empieza a identificar, aunque de forma indirecta, como una Inflexibilidad Operativa²³.

6.3 El concepto de “Tiempo Mínimo de Operación”

El Tiempo Mínimo de Operación está relacionado con controlar (reducir) el número de arranques y paradas a que es sometida una unidad de generación en un período de tiempo. El fabricante establece el número máximo de arranques por día o por semana.

El control del número de arranques y paradas se realiza porque en cada proceso las partes componentes de la unidad de generación se ven sometidas a esfuerzos térmicos debido a su geometría y cualidades materiales.

²¹ En la normativa chilena se denomina “Proceso de Partida”.

²² Ver el Glosario o la NTCOTRSI.

²³ Ver numeral 6.1.1 *En la normativa peruana*.

Por ejemplo, en un álabe de turbina, el borde, que es más delgado que la sección donde está anclada (más robusta), tiene un gradiente térmico mayor, por lo que entre ambos extremos se produce un esfuerzo térmico, que si no es adecuadamente controlado puede conducir a la aparición de fisuras.

6.4 El concepto de “*Tiempo Mínimo Entre Arranques*”

El Tiempo Mínimo Entre Arranques también está dirigido a evitar esfuerzos térmicos en las unidades de generación. Pero en este caso, la intención es permitir que los componentes se enfríen controladamente, hasta alcanzar estados de equilibrio entre, por ejemplo, las luces entre las paletas de la turbina y la carcasa en toda su circunferencia. Esto debido a que la parte superior de la carcasa se enfría más rápido que la inferior, por lo que, en determinado momento, la carcasa adquiere una forma ovalada.

6.5 El concepto de “*Potencia Mínima*”

Según la definición incorporada al Glosario, ya citada:

“Generación Mínima Técnica: Se refiere a la potencia mínima que puede generar una Unidad de Generación en condiciones de operación normal, sin comprometer la degradación de su vida útil, de acuerdo con la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real”.

Ayuda a comprender este concepto la definición tomada de la normativa chilena:

“a) Mínimo Técnico: Se entenderá por Mínimo Técnico la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al SI en forma continua”²⁴.

La Generación Mínima Técnica o Potencia Mínima o Mínimo Técnico es una condición de operación en la cual la unidad de generación ha alcanzado el equilibrio térmico, y puede operar de forma estable.

7 FUENTES UTILIZADAS EN EL PROCEDIMIENTO TÉCNICO

El Procedimiento Técnico para el Tratamiento de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación del SEIN que se propone como ANEXO A del presente documento se ha redactado con base en los documentos revisados que se listan en el capítulo 4 **DOCUMENTACIÓN REVISADA**.

Cabe precisar para los siguientes ítems del procedimiento propuesto los documentos a partir de los cuales se ha adaptado el texto:

²⁴ Ver 6.1.2 En la normativa chilena.

Estado Apagado - ANEXO TÉCNICO: "Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras" – CNE CHILE.

Arranque - ANEXO TÉCNICO: "Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras" – CNE CHILE.

Tiempo de Arranque - ANEXO TÉCNICO: "Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras" – CNE CHILE.

Tiempo Mínimo de Operación - "eMKT User Guide" – PJM.

Tiempo Mínimo Entre Arranques - "eMKT User Guide" – PJM.

Informe de Sustento Técnico – adaptado del documento redactado por el Ing. Julio Apaza.

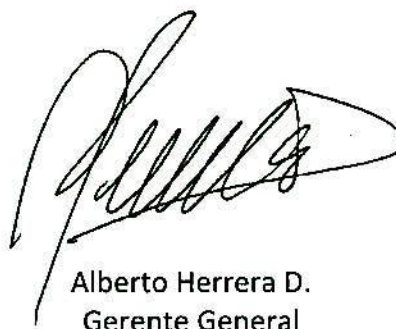
CUADRO N° 10-1 - Adaptado del documento "Unit-Specific Minimum Operating Parameters for Capacity Performance and Base Capacity Resources" – PJM, copia del cual se presenta en el CUADRO N° 6-4.

Numeral 9. POTENCIA MÍNIMA - Adaptado del documento ANEXO TÉCNICO: "Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras" – CNE CHILE.

Numeral 10. ESCALA DE MULTAS – del documento redactado por el Ing. Julio Apaza.

Numeral 11. DISPOSICIONES TRANSITORIAS – del documento redactado por el Ing. Julio Apaza

Lima, 25 de mayo de 2018



Alberto Herrera D.
Gerente General

Se adjuntan los siguientes anexos:

- **ANEXO 1:** Propuesta de Procedimiento Técnico

Anexo N° 1. Propuesta de Procedimiento Técnico

PROCEDIMIENTO PARA EL TRATAMIENTO DE LAS INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN DEL SEIN

1. OBJETIVO

El presente procedimiento tiene como objetivos:

- Regular la entrega y actualización de la información sobre los parámetros de Inflexibilidades Operativas de las unidades de generación del SEIN.
- Establecer valores de referencia para las Inflexibilidades Operativas.
- Analizar la información recibida y evaluar su concordancia con los valores de referencia.

2. BASE LEGAL

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

- 2.1. Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 2.2. Decreto Ley N° 25844 – Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.3. Decreto Supremo N° 009-93-EM – Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- 2.4. Decreto Supremo N° 026-2016-EM, Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad.
- 2.5. Decreto Supremo N° 027-2008-EM, Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (Reglamento COES).
- 2.6. Decreto Supremo N° DS-040-2017-EM - Modificación de disposiciones aplicables a la programación y coordinación de la operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

3. ALCANCES

El presente procedimiento será de aplicación a los Generadores que están obligados a informar acerca de la Inflexibilidades Operativas de sus unidades de generación.

4. DEFINICIONES Y NOMENCLATURAS

Para la aplicación del presente procedimiento, los términos en singular o plural que estén contenidos en éste e inicien con mayúscula, se encuentran definidos 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 la norma que lo sustituya y sus actualizaciones; y en su defecto, serán aquellas 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 dispositivo legal, se entenderá que incluyen todas sus normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

Para la aplicación del presente procedimiento, los siguientes términos en singular o plural que se inicien con mayúscula tienen el significado que se indica a continuación:

- 4.1 **Estado Apagado:** Una unidad generadora se encuentra en estado apagado, cuando la unidad está completamente detenida²⁵. En el caso de unidades térmicas, adicionalmente, la unidad no tendrá ningún proceso térmico en actividad.
- 4.2 **Arranque (Proceso de Arranque):** Es aquel proceso que permite llevar a la unidad desde el Estado Apagado hasta aquella condición de operación en la que pueda entregar su Generación Mínima Técnica.
- **Arranque en Frío:** proceso que se inicia cuando la unidad generadora se encuentra detenida durante un tiempo mayor al tiempo declarado para estar en estado frío, y por ende debe realizar todos los procesos térmicos para pasar de su Estado Apagado hasta su operación a Mínimo Técnico.
 - **Arranque en Tibio:** proceso que se inicia cuando la unidad generadora se encuentra detenida durante un tiempo menor al tiempo declarado para estar en estado frío, pero mayor al tiempo declarado para estar en estado caliente.
 - **Arranque en Caliente:** proceso que se inicia cuando la unidad generadora está fuera de sincronización del sistema, pero ha estado detenida por un tiempo mínimo por lo que se le considera en estado caliente, por lo que no requiere realizar todos los procesos térmicos hasta su operación a Mínimo Técnico.
- 4.3 **Tiempo de Arranque:** Es el tiempo que requieren las unidades de generación para llevar a cabo un determinado Proceso de Arranque. El Tiempo de Arranque corresponde a los Procesos de Arranque descritos en el numeral 4.2.
- 4.4 **Potencia Mínima:** corresponde a la definición de Generación Mínima Técnica, según se define en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC", aprobado mediante Resolución

²⁵ Por "completamente detenida" debe entenderse que la unidad no genera su propio movimiento. Por lo tanto, las unidades que, para evitar daños en sus componentes, continúan en rotación, accionadas por un medio externo, también se consideran detenidas.

Ministerial N° 143-2001-EM/VME, y sus modificatorias o la norma que lo sustituya.

- 4.5 **Tiempo Mínimo de Operación:** Es el tiempo mínimo, en horas, que la unidad debe operar en tiempo real, contado a partir de que entra en sincronismo con el sistema, hasta que la unidad sale de sincronismo.
- 4.6 **Tiempo Mínimo Entre Arranques:** Es el tiempo mínimo transcurrido, en horas, contado desde que la unidad sale de sincronismo hasta que inicia un nuevo Arranque. El Tiempo Mínimo Entre Arranques de cada unidad específica puede ser afectado al tomar en consideración sus Tiempos de Arranque.
- 4.7 **Informe de Sustento Técnico:** Informe obligatorio de carácter técnico que sustenta los valores de las Inflexibilidades Operativas de la unidad de generación.

5. OBLIGACIONES

5.1 Del COES

- 5.1.1. Revisar, aprobar y registrar, y mantener actualizada, la información relativa a las Inflexibilidades Operativas.
- 5.1.2 Publicar la información sobre las Inflexibilidades Operativas aprobadas.
- 5.1.3 Evaluar el impacto de las Inflexibilidades Operativas de las unidades de generación sobre el despacho económico.
- 5.1.4 Aplicar la información sobre Inflexibilidades Operativas en la programación de la operación.
- 5.1.5 Comunicar al OSINERGMIN las inconsistencias detectadas en el Informe de Sustento Técnico y los incumplimientos de remisión de información en forma mensual de acuerdo a lo establecido en el presente procedimiento.

5.2 Del OSINERGMIN

- 5.2.1 Revisar y registrar la información relativa a las Inflexibilidades Operativas.
- 5.2.2 Determinar si la información remitida mediante el Informe de Sustento Técnico presenta inconsistencias.
- 5.2.3 Si se determina la existencia de inconsistencias en el Informe de Sustento Técnico, comunicarlas al COES e iniciar los procesos aprobados para (i) reconsideración; y (ii) sanción al Generador.

5.3 De los Generadores

- 5.3.1 Remitir al COES y a OSINERGMIN el Informe Técnico de Sustentación según los plazos establecidos en el presente procedimiento.

- 5.3.2 Ser responsable por la calidad y veracidad de la información remitida al COES y al OSINERGMIN.

6. PLAZOS

La definición de los plazos está en concordancia con el **Artículo 7.- Inflexibilidades Operativas**, numeral 7.4, del D.S. N° 026-2016-EM.

6.1 Inicio de Operación Comercial

El Generador presentará las Inflexibilidades Operativas de la unidad de generación con anticipación a su Operación Comercial, mediante las fichas técnicas establecidas por el PR-20, adjuntando el correspondiente Informe de Sustento Técnico.

6.2 Modificación de la unidad de generación

Los parámetros de las Inflexibilidades Operativas se actualizarán cada cuatro (4) años; y previo al ingreso en servicio luego que la unidad de generación haya pasado por: (i) mantenimiento mayor (*overhaul*); (ii) repotenciación; (iii) conversión (paso) a otra calificación de tecnología²⁶; o (iv) en general cuando sea objeto de una intervención que modifique su Potencia Efectiva o que las premisas técnicas que sustentaron las Inflexibilidades Operativas ya no sean válidas.

7. INFORMACIÓN

7.1 Medios

La información requerida en el marco del presente procedimiento, será remitida al COES mediante correo electrónico o el portal de internet establecido por el COES. Las direcciones de correo electrónico deberán ser acreditadas mediante comunicación formal.

7.2 La Información Prevista deberá ser remitida al COES de acuerdo a los plazos establecidos en el presente procedimiento.

8. VALORES REFERENCIALES DE LAS INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS

El CUADRO N° 7-1 presenta los valores referenciales para las Inflexibilidades Operativas consideradas en el presente procedimiento, según la clasificación por tecnología establecida en el PR-20.

En tanto, el COES no apruebe los respectivos Informes de Sustento Técnico, aplicará los valores del CUADRO N° 7-1 para todos los fines.

²⁶ Ver CUADRO N° 7-1.

CUADRO N° 7-1
VALORES REFERENCIALES DE INFLEXIBILIDADES OPERATIVAS

Clasificación de Tecnologías	Tiempo Mínimo Entre Arranques [h]	Tiempo Mínimo de Operación [h]	Tiempo de Arranque [h]		
			Caliente	Tibio	Frío
Central (Unidad) Diesel	0.60	1.0	0.10	0.10	0.10
Central (Unidad) ciclo abierto	1.25	2.0	0.25	0.25	0.25
Central (Unidad) Ciclo Combinado	3.50	4.0	0.50	0.50	0.50
Central (Unidad) a Vapor	6.00	4.0	2.0	3.0	4.0
Biomasa	8.00	4.0	4.0	6.0	10.0

9. POTENCIA MÍNIMA

La Potencia Mínima de las unidades de generación se determinará mediante un Ensayo de Potencia Mínima, en aplicación de lo establecido en el Procedimiento Técnico que el COES elabore para tal propósito.

Previo al primer Ensayo de Potencia Mínima el Generador sustentará la Potencia Mínima declarada de la unidad con documentación entregada por el proveedor de la unidad.

En la operación real, el COES podrá realizar verificaciones de la Potencia Mínima de todas las unidades generadoras del sistema, en función de los registros de la operación real.

En caso de detectar diferencias significativas entre el valor de la Potencia Mínima vigente y lo registrado en la operación real, el COES comunicará al Generador que deberá actualizar el valor de la Potencia Mínima de la unidad de generación.

La actualización de la Potencia Mínima, en casos justificados por motivos técnicos:

- Cambio de las características de la unidad de generación producto de reparaciones.
- Cambio de las características de la unidad de generación como resultado de un mantenimiento mayor (*overhaul*).
- Implementación de mejoras o avances tecnológicos de las unidades de generación o instalaciones que permitan ampliar el rango de potencia de operación de la unidad.
- Registro de problemas técnicos que impidan que la unidad pueda operar al nivel de Potencia Mínima informada.

El Generador deberá proporcionar al COES los antecedentes que respaldan el valor de Potencia Mínima informado, incluyendo los supuestos y metodologías utilizadas para establecer dicho valor, los que deberán recoger las recomendaciones entregadas por el fabricante y antecedentes operativos que hayan sido registrados durante la operación de la respectiva unidad de

generación. Toda información deberá ser entregada a través de un Informe de Sustento Técnico.

El valor informado de Potencia Mínima deberá concordar con las características técnicas propias de las unidades.

No deberán ser consideradas restricciones operativas tales como: restricciones del sistema de transmisión, medioambientales, convenios de riego, etc.

10. ESCALA DE MULTAS

Las multas a imponerse por el incumplimiento de las obligaciones establecidas en el presente procedimiento corresponderán a la Escala de Multas y Sanciones de OSINERGMIN.

11. DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera.- En un plazo no mayor a treinta (30) días calendario de la entrada en vigencia del presente procedimiento, el COES deberá publicar la "Guía para la Elaboración del Informe de Sustento Técnico" mencionada en el último párrafo del numeral 4 del presente Procedimiento.

Segunda.- En un plazo no mayor a cuarenta (40) días calendario de la entrada en vigencia del presente Procedimiento, el COES deberá remitir a Osinergmin la propuesta del Procedimiento Técnico para la determinación de la Potencia Mínima.

Tercera.- En un plazo no mayor a sesenta (60) días calendario de la entrada en vigencia del presente Procedimiento, el Generador remitirá a Osinergmin la información referida a los valores del Tiempo Mínimo de Operación, Tiempo Mínimo Entre Arranques y Tiempo de Arranque, adjuntando el Informe de Sustento Técnico correspondiente.

Cuarta.- En un plazo no mayor a treinta (30) días calendario a partir de la aprobación del Procedimiento Técnico para la determinación de la Potencia Mínima, el Generador remitirá a Osinergmin la Información referida a la Potencia Mínima, adjuntando el Informe de Sustento Técnico.

Quinta.- En un plazo no mayor a treinta (30) días calendario de la entrada en vigencia del presente procedimiento, el COES presentará al Osinergmin, la propuesta de adecuación del Procedimiento técnico del COES PR-20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN", a lo establecido en el presente Procedimiento.