

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC	
GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y DEFINICIONES UTILIZADAS EN LOS PROCEDIMIENTOS TECNICOS DEL COES-SINAC		
<ul style="list-style-type: none"> - Aprobado en S.D. N°128 del 25 de agosto del 2000. - Aprobado mediante R.M. N° 143-2001-EM-VME, publicada a el 31 de marzo de 2001. - Modificado mediante R.M. N°232-2001-EM-VME, publicada el 01 de junio de 2001. - Modificado mediante R.M. N°322-2001-EM-VME, publicada el 20 de julio de 2001. - Modificado mediante R.M. N°441-2002-EM/DM, publicada el 26 de setiembre de 2002. - Modificado mediante R.M. N° 344-2004-MEM/DM, publicada el 09 de setiembre de 2004. - Modificado mediante R.M. N°009-2009-MEM/DM, publicada el 13 de enero de 2009. - Modificado según Anexo de la Resolución OSINERGMIN N° 002-2010- OS/CD, publicada el 15 de enero de 2010. - Corregido mediante Fe de Erratas del Anexo de la Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD, publicada el 23 de enero de 2010. - Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 224-20 10-OS/CD, publicada el 12 de setiembre de 2010. - Corregido mediante Fe de Erratas de Resolución OSINERGMIN N° 224-2010-OS/CD, publicada el 16 de setiembre de 2010. - Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 061-20 12-OS-CD, publicada el 13 de abril de 2012. - Modificado según Anexo 2 de la Resolución OSINERGMIN N° 142- 2014-OS/CD, publicada el 09 de julio de 2014. - Modificado según Anexo B de la Resolución OSINERGMIN N° 143- 2014-OS/CD, publicada el 11 de julio de 2014. - Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 213-20 14-OS/CD, publicada el 21 de octubre de 2014. - Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 244-20 14-OS/CD, publicada el 26 de noviembre de 2014. - Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 245-20 14-OS/CD, publicada el 26 de noviembre de 2014. - Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 247-20 14-OS/CD, publicada el 26 de noviembre de 2014. - Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 050-20 15-OS/CD, publicada el 10 de marzo de 2015. - Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 092-2015-OS/CD, publicada el 14 de mayo de 2015. - Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 178-2015-OS/CD, publicada el 29 de agosto de 2015. - Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 013-2016-OS/CD, publicada el 28 de enero de 2016. - Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 157-2016-OS/CD, publicada el 19 de junio de 2016. - Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 196-2016-OS/CD, publicada el 02 de agosto de 2016. - Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 235-2016-OS/CD, publicada el 20 de octubre de 2016. 		

- Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 087-2017-OS/CD, publicada el 28 de mayo de 2017.
- Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 088-2017-OS/CD, publicada el 28 de mayo de 2017.
- Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 089-2017-OS/CD, publicada el 28 de mayo de 2017.
- Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 181-2017-OS/CD, publicada el 25 de agosto de 2017, **que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017.** Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día **01 de enero de 2018.**
- Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 187-2017-OS/CD, publicada el 16 de setiembre de 2017, **que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017.** Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día **01 de enero de 2018.**
- Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 190-2017-OS/CD, publicada el 16 de setiembre de 2017, **que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017.** Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día **01 de enero de 2018.**
- Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 201-2017-OS/CD, publicada el 28 de setiembre de 2017, **que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017.** Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día **01 de enero de 2018.**
- Modificado mediante Resolución OSINERGMIN N° 193-2018-OS/CD, publicada el 17 de diciembre de 2018.

Cuando en los procedimientos técnicos del COES-SINAC se utilicen las definiciones y abreviaturas del presente Glosario, sea en letras mayúsculas o minúsculas, deberá atribuírsele el significado que se describe a continuación.

1. DEFINICIONES

Agentes: Denominación genérica dada al conjunto de Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios Libres¹.

Año extremadamente húmedo: Año hidrológico con excesiva aportación de agua superior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones el porcentaje de excedencia varía entre 0% y 20%.

Año extremadamente seco: Año crítico con poca aportación de agua muy inferior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones el porcentaje de excedencia varía entre 80% y 100%.

Año hidrológico: Período de un año que se inicia con un período de avenida y culmina con un período de estiaje.

Año húmedo: Año hidrológico con aportación de agua superior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones, el porcentaje de excedencia varía entre 20% y 40%.

Año normal o año promedio: Año hidrológico cuya excedencia es el promedio anual de toda la muestra. Para estimaciones el porcentaje de excedencia varía entre 40% y 60%.

Año seco: Año hidrológico con aportación de agua inferior al promedio anual basado en criterios estadísticos. Para estimaciones, el porcentaje de excedencia varía entre 60% y 80%.

Área: Sección del Sistema Interconectado compuesto por centros de generación, redes de transmisión y/o redes de distribución que pueden separarse del resto del Sistema y operar aisladamente en situación de emergencia, por mantenimiento, por copamiento o por fallas de líneas de transmisión.

Área Operativa: El término se encuentra definido en la Norma Técnica de Coordinación para la Operación en Tiempo Real (NTCOTR):

Se refiere a una sección del Sistema Interconectado compuesta por centros de generación, redes de transmisión y/o redes de distribución que puede separarse del resto del Sistema y operar aisladamente.²

Arranque independiente: Arranque de las unidades térmicas cuando existe ausencia del suministro eléctrico en la red del sistema que alimenta a sus servicios auxiliares (black start).

Banda muerta del regulador: Zona de insensibilidad para los valores muy cercanos a la frecuencia nominal del sistema.

Banda Reactiva: Potencia reactiva comprendida dentro de los factores de potencia 0,95 inductivo y 0,99 capacitivo.³

Barra: Es aquel punto de sistema eléctrico preparado para entregar y/o retirar energía eléctrica.⁴

Barra de Entrega del Generador: Barra donde una central de Generación se conecta al SEIN, correspondiendo a la barra de mayor tensión del(los) transformador(es), elevador(es) asociado(s) a la generación. En caso exista más de una barra bajo este mismo criterio

¹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 181-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

² Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 244-2016-OS/CD.

³ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 178-2015-OS/CD.

⁴ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 157-2016-OS/CD.

corresponderá a la barra donde se presente la mayor potencia nominal total de transformación⁵.

Barra de Facturación: Barra donde se consume potencia y este consumo es facturado por uno o más Generadores Integrantes del COES.⁶

Barra de Transferencia: Para el caso de Retiros es la Barra del sistema de transmisión del SEIN, señalada en el listado de Barras de Referencia de Generación del Estudio de fijación tarifaria vigente. Para el caso de Entregas corresponderá a la Barra de Entrega del Generador, mientras que para el caso de Generadores RER, se considerará como Barra de Transferencia, sus Puntos de Suministro⁷.

Bloques horarios: Son períodos horarios en los que los costos de generación son similares, determinados en función a las características técnicas y económicas del sistema.⁸

Calor Útil: Es la energía térmica proveniente de un proceso de cogeneración, destinada a la actividad productiva.⁹

Capacidad de potencia máxima disponible: Se refiere a la potencia máxima continua con que se puede despachar una unidad como máximo, sin considerar las limitaciones por RPF y/o RSF.

Capacidad de regulación: Potencia que una máquina puede entregar o reducir por acción automática de su sistema de regulación de potencia/frecuencia, dentro de todo su rango de generación, en 30 segundos como máximo.

Capacidad de regulación primaria: Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática de su sistema de regulación de [potencia/ frecuencia], dentro de todo su rango de generación, en 30 segundos como máximo.

Capacidad de regulación secundaria: Potencia que una unidad generadora puede variar por acción automática o manual en forma sostenida por su sistema de regulación [potencia/frecuencia], dentro de todo su rango de generación, no menos de 30 minutos.

Caudal de descarga: Es el caudal que fluye de los reservorios naturales (lagunas) o artificiales (embalses o presas).

Caudal natural: Caudal que fluye en forma natural por los ríos o hidroductos y que provienen de las precipitaciones pluviométricas filtraciones y deshielos de las cuencas hidrográficas del sistema de generación. Es una variable de naturaleza estacional.

Caudal natural afluente: Caudal originado en forma natural, en el cual no se considera ninguna obra hidráulica de embalse o regulación.

Caudal natural de aporte intermedio: Es la diferencia de los caudales naturales afluentes a la central y los caudales naturales afluentes a los reservorios estacionales.¹⁰

Caudal Natural Estimado Diario: Es el caudal estimado para un sector de una cuenca, con la finalidad de determinar en forma aproximada el caudal natural que fluye por dicho sector.¹¹

Caudal regulado: Suma del caudal natural más el caudal de descarga, que fluye a través de los ríos o hidroductos cuyas aguas ingresan hacia los reservorios de regulación o tazas del sistema de generación hidráulica.

⁵ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 050-2015-OS/CD.

⁶ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

⁷ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 050-2015-OS/CD

⁸ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 157-2016-OS/CD.

⁹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 157-2016-OS/CD.

¹⁰ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

¹¹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 196-2016-OS/CD.

Central de pasada: Central de generación hidráulica que por su característica de ubicación o diseño carece de la capacidad necesaria para almacenar el recurso energético; es decir produce todo lo que ingresa a su sistema de generación.

Central de regulación: Central de generación que por su característica de ubicación o diseño cuenta con un reservorio que le da la capacidad para almacenar energía. Su regulación se da en función a la capacidad disponible de sus reservorios, y se clasifican en horaria, diaria o semanal.

Central hidráulica de pasada: Central hidráulica que utiliza caudal natural, es decir, agua afluyente que no se almacena en reservorios para generación de energía eléctrica.

Central hidráulica de regulación: Central hidráulica que utiliza agua almacenada en reservorios, es decir, caudal regulado, para generación de energía eléctrica. Este almacenamiento puede ser horario, diario, semanal, mensual, anual y plurianual.

Centro de Control Eólico (CCE): Entidad encargada de gestionar las instalaciones eólicas conectadas a una misma Barra y de ser el interlocutor único con el COES, para la operación integrada y coordinada de las instalaciones eólicas conectadas al SEIN.¹²

Cogeneración: El término se encuentra definido en el Reglamento de Cogeneración:

Es el proceso de producción combinada de energía eléctrica y Calor Útil, que forma parte integrante de una actividad productiva, en el cual la energía eléctrica es destinada al consumo de dicha actividad productiva y cuyo excedente es comercializado en el mercado eléctrico.¹³

Condición de potencia efectiva: Es la condición imperante cuando las condiciones ambientales corresponden a la presión atmosférica, temperatura de bulbo seco, humedad relativa y temperatura de la fuente fría, y que se designan como presión ambiente de potencia efectiva, temperatura ambiente de potencia efectiva y temperatura de fuente fría de potencia efectiva.

Condiciones de potencia efectiva hidráulica: Son las imperantes bajo condiciones de flujo del agua estable, sin sobrecarga (eléctrica o hidráulica), a velocidad nominal de rotación de las turbinas (correspondiente a 60 Hz del sistema) y a la altura bruta de potencia efectiva.¹⁴

Condiciones de Potencia Efectiva Termoeléctrica: Son las condiciones ambientales y operativas bajo las cuales la unidad termoeléctrica normalmente opera. Las condiciones ambientales, corresponden a las condiciones preponderantes en el punto de ubicación de la unidad generadora que se designan como presión ambiente de potencia efectiva, temperatura ambiente de potencia efectiva, humedad relativa de potencia efectiva y temperatura de fuente fría de potencia efectiva¹⁵.

Condición de vertimiento: Condición en que un determinado embalse vierta por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a

éste tengan la capacidad de generación no utilizada y que además no exista en el sistema ninguna unidad termoeléctrica despachada.

También habrá condición de vertimiento cuando en un determinado embalse se presente rebose por no tener capacidad de almacenamiento disponible y las centrales generadoras asociadas a éste no tengan capacidad de generación disponible.

Configuración: Forma en que están relacionados los elementos del sistema eléctrico o

¹² Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

¹³ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 244-2016-OS/CD.

¹⁴ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

¹⁵ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 143-2014-OS/CD.

elementos de una parte del mismo que determina el conjunto de variables que definen el estado del sistema o parte de él, para un despacho dado de generación, carga en barras del sistema y recursos de control y supervisión disponibles para la operación del sistema.

Consumo específico: Consumo de calor en el proceso de generación de una unidad de energía (cal/kWh).

Contingencia: Se refiere a la pérdida intempestiva de uno o más elementos del Sistema de Transmisión o Unidades de Generación; así como a la pérdida de bloques de demanda, ocasionada por una falla u otro evento.¹⁶

Continuidad de Suministro de una Instalación Eólica ante un Hueco de Tensión: Capacidad de una instalación eólica de permanecer conectada al SEIN durante un hueco de tensión, cumpliendo con lo establecido en presente PROCEDIMIENTO.¹⁷

Contrato de Concesión: Es el Contrato de Concesión para el Suministro de Energía Resultante de la Subasta, que establece los compromisos relativos a la construcción, operación y régimen tarifario de la planta de generación con Recursos Energéticos Renovables. Se inicia a partir de la Fecha de Cierre y se mantiene vigente hasta el vencimiento del Plazo de Vigencia.¹⁸

Contrato de Fideicomiso: Es el contrato de fideicomiso de administración de Garantías, suscrito entre la Empresa Fiduciaria y el COES, de acuerdo a lo establecido en el numeral 10 del presente Procedimiento.¹⁹

Coordinación de la Operación en Tiempo Real: Actividades de coordinación, supervisión y control de la operación del Sistema Interconectado Nacional, las cuales incluyen entre otras:

- a. Ejecución del programa de operación de corto plazo o su reprogramación, la supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, en resguardo de la seguridad y la calidad del servicio del sistema, que conlleven a minimizar los costos de operación y racionamiento;
- b. Operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados, y;
- c. Ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener el sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la NTCSE.

Coordinador: El término se encuentra definido en el Reglamento del COES: Es el responsable de asumir la función de coordinación de la operación en tiempo real del sistema²⁰.

Cortocircuito Correctamente Despejado: Se considera que un cortocircuito en el sistema eléctrico ha sido correctamente despejado cuando la actuación de los sistemas de protección ha sido acorde con los criterios establecidos en los Procedimientos Técnicos del COES.²¹

Costo de arranque - parada y de baja eficiencia rampa de carga - descarga

(Ccbef): Consumo de combustible de una unidad térmica, incurrido durante el arranque hasta antes de la puesta en paralelo, así como los de parada después de salir del paralelo.

¹⁶ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 244-2016-OS/CD

¹⁷ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

¹⁸ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD

¹⁹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 190-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

²⁰ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 244-2016-OS/CD

²¹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

Costo de combustible: Costo total de aquel combustible puesto en toberas o inyectores, es decir, disponible y listo para ser quemado, cada unidad de combustible puede incluir los costos de compra, transporte, tratamiento mecánico, químico y financiero.

Costo de racionamiento: Costo promedio incurrido por los usuarios, al no disponer de energía, y tener que obtenerla de fuentes alternativas.

Costo marginal de corto plazo: Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Éste varía por barra o nodo.²²

Costo medio: Costos totales correspondientes a la inversión, operación y mantenimiento para un sistema eléctrico, en condiciones de eficiencia.

Costos variables (CV): Costos de operación de una Unidad de Generación que dependen de su nivel de producción, los cuales son determinados de acuerdo a los Procedimientos Técnicos COES. Comprenden los Costos Variables Combustibles (CVC) y los Costos Variables No Combustibles (CVNC).²³

Costo variable combustible (CVC): Gasto derivado del combustible para generar una unidad de energía (kWh) y corresponde al consumo promedio necesario para generar una potencia determinada.

Costo variable no combustible (CVNC): Gastos de mantenimiento de una unidad y que guardan proporción directa con la producción de dicha unidad.

Cuenca hidrográfica: Conjunto de reservorios naturales o artificiales cuyas aguas fluyen hacia los ríos o hidroductos del sistema de generación hidráulica de una central o centrales.

Demanda Coincidente: Demanda de potencia durante el Intervalo de Punta del Mes, correspondiente a: i) consumo de clientes de los Participantes Generadores, medida en los respectivos Puntos de Suministro, ii) consumos en el MME de Participantes Distribuidores o Participantes Grandes Usuarios, medidos en las Barras donde empiezan sus instalaciones.²⁴

Demanda Coincidente Proyectada: Demanda de potencia prevista a consumir del MME por un Participante, en Barras en donde empiezan sus instalaciones durante el Intervalo Punta del Mes.²⁵

Demanda insatisfecha: Diferencia entre la demanda programada en la operación diaria y la demanda realmente abastecida.

Demanda máxima anual del sistema: Potencia promedio del período en las horas punta con alta seguridad, con una probabilidad conforme a lo establecido en el Reglamento.

Desconexión automática de generación: Desconexión automática de unidades de generación debido a una significativa variación de frecuencia con el objeto de evitar daños físicos a las unidades de generación.

Despacho: Ejecución de la operación en tiempo real, con acciones preventivas y/o correctivas dispuestas por el Coordinador con la finalidad de mantener el equilibrio entre la oferta y la demanda del Sistema.

Empresa Fiduciaria: Empresa que suscribe el Contrato de Fideicomiso, debidamente autorizada para desempeñarse como fiduciaria, de acuerdo a lo establecido en la Ley N° 26702 y sus normas complementarias.²⁶

²² Definición modificada por la Resolución OSINERGMIN N° 013-2016-OS/CD.

²³ Definición modificada por la Resolución OSINERGMIN N° 013-2016-OS/CD.

²⁴ Definición modificada por la Resolución OSINERGMIN N° 200-2017-OS/CD.

²⁵ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 190-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

²⁶ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 190-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en

Energía de pasada: Energía obtenida por diferencia de la energía garantizada y la energía garantizada por el reservorio de regulación horaria.

Energía de pasada (EGCP): Es la diferencia entre la energía garantizada (EG) y la energía garantizada por el reservorio de regulación horaria (EGR).²⁷

Energía Firme: Conforme a lo establecido en el Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas.²⁸

Energía Firme Eólica: Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, afectada por la probabilidad de excedencia que fije el Ministerio de Energía y Minas.²⁹

Energía garantizada: Energía determinada mediante simulación de la operación óptima, con los caudales naturales afluentes para la probabilidad de excedencia dada de la cuenca en donde se encuentra(n) ubicada(s) la(s) centrale(s) hidráulica(s).

Energía garantizada con los reservorios con capacidad de regulación horaria (EGR): Es la energía almacenable en el reservorio de regulación horario para la probabilidad de excedencia dada, para las horas de regulación prefijada (EGRH) durante el período de evaluación, más la energía descargada por los reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria (EGRE).³⁰

Energía generable de las centrales hidroeléctricas: Es la energía producible por la centrales hidroeléctricas de acuerdo a la hidrología histórica.

Energía regulada con el reservorio de regulación horario: Energía almacenable en el reservorio de regulación para la probabilidad de excedencia dada, para las horas de regulación prefijadas.

Energía Prevista a Retirar: Retiro de energía por Intervalo de Mercado previsto en la Barra de Transferencia eléctricamente más cercana al consumo físico del Participante.³¹

Energía Producida: Producción de energía eléctrica de una unidad de generación hidroeléctrica o termoeléctrica respectivamente, en el período de un año.³²

Ensayo(s) de Potencia Efectiva y Rendimiento (EPEyR): Conjunto de pruebas que se efectúan para determinar los valores de la Potencia Efectiva y Rendimiento de una Unidad de Generación mediante un proceso de medición para posterior cálculo.³³

Entrega: Energía activa contabilizada en una Barra de Transferencia asociada a la producción de energía de una Central de Generación de titularidad de un Generador Integrante, menos los consumos de sus Servicios Auxiliares que no sean considerados mediante un Retiro asociado a la carga de un Distribuidor.

Equipo principal de transmisión: Incluye las líneas de transmisión, los equipos de transformación, conexión, protección, maniobra y equipos de compensación reactiva en las subestaciones.

Estado de Alerta: El término se encuentra definido en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR): Estado en que el Sistema opera estacionariamente, manteniendo constantemente el equilibrio de potencia activa y equilibrio de potencia reactiva, pero las condiciones del Sistema son tales que

vigencia el día **01 de enero de 2018**.

²⁷ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME

²⁸ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 224-2010-OS-CD

²⁹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 224-2010-OS-CD

³⁰ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

³¹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 190-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día **02 de octubre de 2017**. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día **01 de enero de 2018**.

³² Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME

³³ Definición reemplazada mediante Resolución OSINERGMIN N° 013-2016-OS/CD

de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, los equipos y/o instalaciones operarán con sobrecarga y las variables de control saldrán de los márgenes de tolerancia.

Al verificarse una transición al Estado de Alerta, el Coordinador y los Integrantes del Sistema deben realizar las coordinaciones y maniobras necesarias para que el Sistema pueda recuperar su Estado Normal, en el menor tiempo posible.³⁴

Estación meteorológica: Instalación equipada, donde se realizan mediciones pluviométricas, presión atmosférica, evaporación, temperatura, caudales, volúmenes y otros con fines estadísticos útiles para la operación de los sistemas hidráulicos.

Estado de Emergencia: El término se encuentra definido en la Norma Técnica para Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR):

Se refiere a la condición en la que, por haberse producido una perturbación en el sistema la frecuencia y tensiones se apartan de valores normales y la dinámica que ha adquirido el Sistema amenaza su integridad, haciéndose necesario tomar medidas de emergencia tales como rechazo de carga o desconectar generación en forma significativa. En este estado se suceden acciones automáticas de protección y de rechazo de carga para aislar los elementos o porciones falladas del Sistema y estabilizarlo.³⁵

Estados de operación: Cualquiera de las cuatro condiciones en las que para efectos de la NTOTR, puede determinarse el estado de operación de un sistema como normal, alerta, emergencia o recuperación.

Estado de recuperación: Situación en que, concluido el estado de emergencia, el sistema ha quedado en estado estacionario pero con restricciones significativas del suministro. Se llevan a cabo coordinaciones y maniobras de reconexiones de generación y de carga para restablecer el estado normal del sistema.

Estado normal: Es el estado en condición estacionario del sistema en la que existe un balance de potencia activa y un balance de potencia reactiva, los equipos de la red eléctrica operan sin sobrecarga y el sistema opera dentro de los márgenes de tolerancia permitidos para la frecuencia y tensión.

Estatismo permanente: Es la respuesta natural de la máquina en frecuencia a las variaciones de potencia. Se expresa en valores porcentuales.

Estudio: Estudio de Fijación Tarifaria de mayo.³⁶

Evaluación: Acción de evaluar la Operación en Tiempo Real, determinando el estado del sistema, los indicadores de calidad y la reserva rotante. La ejecutan la DOCOES y el Coordinador, para tomar acciones de despacho y/o la reprogramación de la operación del Sistema según corresponda.

Evaporación Efectiva: Volumen de agua que efectivamente se evapora de un embalse. Es calculado indirectamente, utilizando la evaporación potencial y considerando las condiciones existentes en dicho embalse.³⁷

Evaporación Potencial: Volumen de agua que pasa del estado líquido al estado de vapor, medido en una superficie distinta a la del agua, utilizando un aparato de medición denominado evaporímetro o tanque evaporador.³⁸

³⁴ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 244-2016-OS/CD.

³⁵ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 244-2016-OS/CD

³⁶ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME

³⁷ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 344-2004-MEM-DM.

³⁸ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 344-2004-MEM-DM.

Factor de distribución horaria del precio de potencia: Corresponde a la relación entre la Probabilidad de Pérdida de la Demanda Horaria y la Probabilidad de Pérdida de la Demanda Anual, calculadas para el sistema de generación económicamente adaptado considerando unidades de generación con indisponibilidades programadas y fortuitas eficientes.³⁹

Factor de indisponibilidad: Probabilidad de que, en cierto momento, una unidad de generación no esté operando o no se encuentre lista para operar. Es expresado por el porcentaje del tiempo en que la unidad no estuvo disponible para el servicio.

Factor de pérdidas marginales: Valor que refleja las variaciones de pérdidas de potencia activa que se producen en el Sistema de Transmisión, por el retiro de una unidad de potencia en una determinada barra del Sistema. Este valor deberá reflejar en lo posible, la operación real del sistema eléctrico.

Factor de Proporción: Factores por medio de los cuales se determinará la proporción de la asignación de los Retiros no Declarados a cada uno de los Generadores Integrantes.

Fideicomiso: Corresponde al concepto establecido en el Artículo 241° de la Ley N° 26702.⁴⁰

Flujo de carga óptimo: Simulación del flujo de potencia en un sistema eléctrico utilizando un modelo despacho económico óptimo que tiene en cuenta los costos variables de los generadores, así como las pérdidas y restricciones en la red de transmisión eléctrica.

Función de Costo Futuro (FCF): Conjunto de expresiones matemáticas que representan el costo esperado de generación hidráulica y térmica incluido el racionamiento en función de los volúmenes de los embalses, desde el periodo inicial elegido hasta el final del horizonte de estudio y es un producto de la aplicación del Procedimiento Técnico COES "Programación de Mediano Plazo de la Operación del SEIN".⁴¹

Garantía de transporte de combustible: Es la capacidad que asegura el transporte de combustible para las centrales térmicas. En caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, donde sea aplicable, se considerarán contratos a firme por el transporte de gas del campo a la central.⁴²

Garantía de transporte eléctrico: Es la capacidad del Sistema Secundario de Transmisión que asegura el transporte eléctrico de las unidades o centrales de generación y que permite despachar su potencia efectiva.

Generador: Titular de una concesión o autorización de generación. En la generación se incluye la cogeneración y la generación distribuida⁴³.

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 Real⁴⁴.

Horas de punta del Sistema: Son las definidas por el MEM.⁴⁵

Horas de regulación (HR): Son las fijadas por el MEM.⁴⁶

³⁹ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

⁴⁰ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 190-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

⁴¹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 244-2014-OS/CD

⁴² Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

⁴³ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 181-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

⁴⁴ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 244-2014-OS/CD que sustituye a la establecida por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME

⁴⁵ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

⁴⁶ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

Humedad Relativa de Potencia Efectiva: Es un valor representativo de las condiciones atmosféricas de la zona en que está localizada la unidad termoeléctrica, e igual al promedio de los promedios anuales a lo largo del mismo periodo para el que se calcula la temperatura ambiente de potencia efectiva.⁴⁷

Índice de Actualización: Indicador mensual de tolerancia que, de ser superado, obliga a los Participantes a actualizar las Garantías previstas en el presente Procedimiento.⁴⁸

Índice de riesgo: Probabilidad de no satisfacer la demanda del sistema en un período determinado; por lo que, en porcentaje es fijado por la DOCOES en la programación de corto plazo, para garantizar la operación del Sistema con reserva suficiente de RPF y RSF.

Indisponibilidad: Estado de una unidad de generación cuando no se encuentra disponible para realizar su función debido a algún evento directamente asociado con la unidad de generación.

Indisponibilidad Física por Fuerza Mayor (IFFM): Es el estado de indisponibilidad de una unidad de generación que se produce como consecuencia de un evento de fuerza mayor, calificado como tal por el OSINERG.⁴⁹

Indisponibilidad fortuita o intempestiva: Aquella que resulta de condiciones de emergencia directamente asociadas con la unidad de generación, requiriendo que esta unidad de generación sea retirada de servicio:

- a) Inmediatamente
- b) Automáticamente
- c) Tan pronto puedan efectuarse maniobras de operación

También es una indisponibilidad causada por impropia operación del equipo o error humano. Se considera la indisponibilidad no programada como una indisponibilidad fortuita.

Indisponibilidad programada: Cuando una unidad de generación es deliberadamente retirada del servicio por un tiempo prefijado, usualmente para fines de:

- a) Construcción
- b) Mantenimiento preventivo o c) Reparación

Inflexibilidad Operativa: Restricción operativa de una Unidad o Central de Generación derivada de sus características 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 NTCOTR⁵⁰.

Información Base: Información proveniente de registros de medidores de energía en intervalos de 15 minutos correspondiente al mes de valorización. Dicha información podrá corresponder a mediciones de transmisión, de producción de Generadores y consumos de Distribuidores o Usuarios Libres, según se requiera.

Informe LSCIO: Informe emitido por el COES, que contiene el detalle de la liquidación mensual de la valorización de servicios complementarios e inflexibilidades operativas del mes

⁴⁷ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 143-2014-OS/CD

⁴⁸ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 190-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

⁴⁹ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 441-2002-EM-DM.

⁵⁰ Definición incorporada por el Artículo 4 de la Resolución N° 245-2014-OS-CD, publicada el 26 noviembre 2014, que entró en vigencia a partir del **1º de enero de 2015**.

en valorización desde las 00:00 horas del primer día hasta las 24:00 horas del último día del mismo mes.⁵¹

Informe LVTEA: Informe emitido por el COES, que contiene el detalle de la liquidación mensual de las valorizaciones de Entregas y Retiros a CMg del mes en valorización desde las 00:00 horas del primer día hasta las 24:00 horas del último día del mismo mes.⁵²

Informe LVTP: Informe emitido por el COES, que contiene el detalle de la liquidación mensual de las valorizaciones de transferencias de potencia y las compensaciones al SPT y SGT por los conceptos de Peaje por Conexión, Peaje por Transmisión e Ingreso Tarifario Esperado⁵³

Informe VTEA: Informe emitido por el COES, que contiene el detalle de las valorizaciones de Entregas y Retiros a Costo Marginal de Corto Plazo del mes en valorización desde las 00:00 horas del primer día hasta las 24:00 horas del último día del mismo mes. Asimismo, incluye el detalle de las compensaciones que resulten de la aplicación de otros Procedimientos Técnicos o de la normatividad vigente.⁵⁴

Instalación Eólica: Una turbina eólica o agrupación de varias turbinas eólicas (parque eólico) en un emplazamiento determinado con un solo punto de conexión a la red eléctrica que disponga de autorización administrativa y contrato de concesión para el suministro de energía renovable a un sistema de transmisión o de distribución perteneciente al SEIN. Una instalación eólica consta de turbinas eólicas, líneas eléctricas subterráneas que las interconectan y una subestación transformadora para la conexión del parque eólico a un sistema de transmisión o distribución de energía eléctrica a través de una línea de evacuación, así como de todos los sistemas de potencia que dispone hasta el punto de conexión a red (transformadores, sistemas de compensación reactiva, FACTS, sistemas de acumulación de energía, etc.).⁵⁵

Integrante: Son los Integrantes Obligatorios e Integrantes Voluntarios que forman parte del COES, de acuerdo a lo previsto en el artículo 3 del Reglamento del COES.⁵⁶

Integrante del Sistema (Integrante): Para efectos del Procedimiento N° 09 se refiere a los titulares de generación que operan conectados eléctricamente al Sistema (tenga o no tenga representación en el Directorio del COES-SINAC), a los titulares de redes de transmisión, a los titulares de redes de distribución y a los clientes libres, todos vinculados al sistema interconectado. El término redes de transmisión incluye líneas pertenecientes al sistema principal o secundario que sean de propiedad de empresas de generación, de distribución y/o de clientes libres.

Integrante Registrado: son los Integrantes Obligatorios y los Integrantes Voluntarios una vez que se inscriben en el Registro siguiendo el procedimiento establecido en el Reglamento del COES y en su Estatuto⁵⁷.

Intervalo de Mercado: Período de quince (15) minutos en el cual se realizan las valorizaciones de energía en el MCP.⁵⁸

⁵¹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 187-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

⁵² Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 187-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

⁵³ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 200-2017-OS/CD

⁵⁴ Definición eliminada mediante Resolución OSINERGMIN N° 187-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

⁵⁵ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

⁵⁶ Definición modificada por la Resolución OSINERGMIN N° 181-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

⁵⁷ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 181-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

⁵⁸ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 187-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es

Intervalo de Punta del mes: Intervalo de 15 minutos en que se produce en la Máxima Demanda Mensual registrada a nivel de generación en Horas de Punta definidas por el Ministerio de Energía y Minas, en aplicación del literal e) del Artículo 110° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.⁵⁹

Intervención: Actividad que se realiza en las instalaciones de las centrales eléctricas o instalaciones del sistema de transmisión de un Integrante del COES, cualquiera sea su duración, que puede consistir en un mantenimiento del equipo, o en cualquier otra actividad originada, entre otras razones, por la necesidad de ejecutar proyectos nuevos en el SEIN, de ampliar instalaciones o de repotenciar equipos existentes.⁶⁰

Mantenimiento correctivo: Corresponde a aquel mantenimiento que necesita ser iniciado dentro de los siguientes doce (12) días de detectada la anomalía y comunicada al COES y podrá ser incluido en los programas de mantenimiento de horizonte de corto plazo.⁶¹

Mantenimiento correctivo de emergencia: Mantenimiento de instalaciones del sistema que debe efectuarse de inmediato, ante la falla de un equipo o la inminencia de una falla en un equipo o componente del mismo, a fin de evitar consecuencias graves⁶².

Mantenimiento correctivo programado: Es el mantenimiento en las instalaciones del sistema de necesidad urgente, pero que su oportunidad de intervención debe ser coordinado y programado por la DPP. El resultado de esta coordinación es considerado en la programación o reprogramación diaria.

Mantenimiento diario programado: Mantenimiento de un equipo determinado aprobado por la DPP y considerado en los programas de operación del sistema.

Mantenimiento mayor: Actividad cuya ejecución requiere el retiro total de la unidad generadora o equipo principal de transmisión durante un período superior a horas.

Mantenimiento no programado: Actividad que está indicada en el programa de mantenimiento.

Mantenimiento preventivo: Consiste en realizar actividades que son ejecutadas con periodicidad, sobre la base de un plan de trabajo elaborado por los integrantes para cada uno de los equipos y que normalmente involucran las tareas recomendadas por los fabricantes, con el objeto de reducir la probabilidad de daños en el equipamiento y/o pérdidas de producción.

Mantenimiento programado: Actividad que está indicada en el programa de mantenimiento.

Se refiere al mantenimiento de un determinado equipo aprobado por el COES- SINAC y considerado en los programas de operación del sistema.

Mantenimiento que requiere que el equipo sea retirado del servicio por un tiempo prefijado, el cual es realizado para fines de construcción, mantenimiento preventivo (propuesto por los Integrantes del Sistema o sus representantes y aprobado en el COES-SINAC para su programación), reparación, entre otros.

También se refiere a los mantenimientos que no involucra salida de servicio de equipos, pero que implican riesgos para el Sistema, como por ejemplo lavados en caliente, inspección en caliente de sistemas de protección, equipos de comunicaciones, servicios auxiliares, entre otros.

preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día **01 de enero de 2018**.

⁵⁹ Definición modificada por la Resolución OSINERGMIN N° 092-2015-OS/CD.

⁶⁰ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 087-2017-OS/CD.

⁶¹ Definición modificada por la Resolución OSINERGMIN N° 087-2017-OS/CD.

⁶² Definición modificada por la Resolución OSINERGMIN N° 087-2017-OS/CD.

Manual de operación del sistema: Compendio de procedimientos y manuales de instrucción de operaciones del conjunto de instalaciones del sistema, su actualización será efectuada por las empresas integrantes e informada a la DOCOES para su respectiva aprobación, toda vez que se produzca alguna modificación dentro del sistema.

Margen de reserva: Es el definido por el MEM.⁶³

Máxima Capacidad de Cogeneración: Es la máxima capacidad eléctrica justificada por el proceso productivo asociado que puede generar una central de cogeneración calificada.⁶⁴

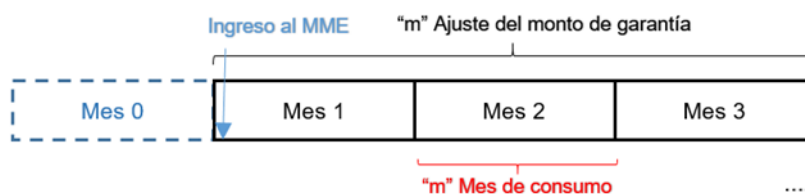
Máxima carga: La que determina el operador de la planta, para evitar incurrir en sobrecarga.

Máxima demanda mensual: Suma de las demandas coincidentes de potencia de los clientes para el intervalo de 15 minutos en que se produce la Máxima Demanda Mensual a nivel de generación.

Máxima demanda mensual a nivel de generación: Potencia media de la energía integrada del Sistema Eléctrico a Nivel de Generación en el intervalo de 15 minutos de mayor demanda en el mes. Este intervalo es el Intervalo de Punta del mes.

Máxima Potencia: Valor máximo de potencia generada que no supera los límites operativos y de seguridad recomendados por el fabricante de la Unidad de Generación y/o límites operativos indicados en el Informe de resultados de las pruebas de recepción y puesta en operación.⁶⁵

Mes de Consumo: Para efectos de las Garantías, será el mes en el que se actualice la Garantía, de acuerdo al siguiente gráfico:⁶⁶



Mes siguiente: El mes inmediato posterior al mes en evaluación.⁶⁷

Miembro: Para efectos del Procedimiento N° 09, es la empresa integrante del COES- SINAC.

Modelo de Despacho Económico: Herramienta informática que implementa técnicas de optimización matemática y es utilizada para calcular los niveles de producción de las unidades o centrales de generación de manera tal que minimice el costo de operación total incurrido para abastecer la demanda del SEIN para el horizonte de optimización elegido⁶⁸.

Modo de Operación: Es la denominación que se asigna a la forma de operación de una Unidad de Generación o agrupación de Unidades de Generación de una misma central termoeléctrica, considerando sus características particulares (tales como el tipo de combustible, la utilización de inyección de agua, fuego adicional) que para efectos del despacho económico permita su representación como una Unidad de Generación equivalente⁶⁹.

⁶³ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

⁶⁴ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 009-2009-MEM-DM.

⁶⁵ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 143-2014-OS/CD.

⁶⁶ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 190-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

⁶⁷ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

⁶⁸ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 244-2014-OS/CD.

⁶⁹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 193-2018-OS/CD.

Monto de las Garantías: Importe monetario, calculado por el COES, que los Participantes deben considerar para la constitución de las Garantías previstas en el presente Procedimiento, en respaldo de sus obligaciones de pago en el MME.⁷⁰

Operación Comercial: Calificación que el COES otorga a una Unidad o una Central de Generación que se encuentra a disposición del COES para su operación en el SEIN.⁷¹

Operación por Seguridad: Operación de una unidad de generación fuera del despacho económico, dispuesta por el COES en la programación, a fin de mejorar la seguridad del SEIN.⁷²

Operación por Tensión: Operación fuera del Despacho Económico de una Unidad de Generación que es dispuesta en la programación o en tiempo real por el COES para regular la tensión de las barras involucradas en los niveles definidos en la normatividad vigente.⁷³

Operación en tiempo real: Tareas de coordinación, control, monitoreo y supervisión de la operación de un sistema interconectado. Incluye, entre otras: la ejecución del programa de operación de corto plazo o su reprogramación; la supervisión y control del suministro de electricidad a las empresas distribuidoras y a los clientes libres, en resguardo de la calidad del servicio y seguridad del sistema; operación del sistema fuera de la programación en los estados de alerta y emergencia y/o mientras no se disponga de programas actualizados; y la ejecución de las maniobras necesarias que permitan mantener al sistema con los parámetros eléctricos dentro de las tolerancias especificadas por la NTCSE.

Participante: Integrante del COES que participa en el MME conforme lo establece el Reglamento del MME aprobado por Decreto Supremo N° 026-2016-EM, y el Procedimiento Técnico del COES correspondiente.⁷⁴

Peaje Unitario Total: Suma del Cargo de Peaje por Conexión Unitario (PCSPT) y del Cargo de Peaje por Transmisión Unitario (PTSPT), ambos fijados por Osinergmin.⁷⁵

Período de avenida: Período donde en forma cíclica se producen las precipitaciones pluviométricas con cierta regularidad, las que permiten almacenar los reservorios del sistema de generación hidráulica que mayormente se produce entre los meses de noviembre y mayo del siguiente año.

Para la aplicación de los procedimientos, corresponde al periodo del 01 de diciembre al 31 de mayo.⁷⁶

Período de estiaje: Período donde en forma cíclica se registra una disminución de precipitaciones pluviométricas y que origina la reducción de los caudales naturales, que para fines de operación del sistema hidráulico del SINAC, es posible complementarlos con un programa de descarga de reservorios.

Para la aplicación de los procedimientos, corresponde al periodo del 01 de junio al 30 de noviembre.⁷⁷

Período de evaluación: Es el período de los seis meses del año con menor oferta hidrológica.⁷⁸

⁷⁰ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 190-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

⁷¹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 013-2016-OS/CD.

⁷² Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 247-2014-OS/CD.

⁷³ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 178-2015-OS/CD.

⁷⁴ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 181-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

⁷⁵ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 092-2015-OS/CD.

⁷⁶ Párrafo incorporado mediante Resolución N° 061-2012-OS-CD.

⁷⁷ Párrafo incorporado mediante Resolución N° 061-2012-OS-CD.

⁷⁸ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

Período de punta para la operación del sistema: Es el lapso dentro del cual se presenta la máxima demanda del sistema.

Periodo de Punta Reactiva: Periodo establecido por la Resolución N° 015-95-P/CTE, o aquella que la modifique o sustituya, dentro del cual se aplican cargos a los excesos de consumo de la energía reactiva inductiva.⁷⁹

Perturbación: El término se encuentra definido en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR):

Se refiere a cualquier evento que altera el equilibrio de potencia activa o reactiva o el equilibrio de potencia reactiva del sistema.⁸⁰

Plan Anual de Ensayos de Potencia Efectiva: Es el programa anual de ensayos de potencia efectiva de las unidades de generación termoeléctrica y centrales hidroeléctricas aprobado por el COES y que se ejecutará durante el año.

Potencia bruta: Total de la potencia, sin deducción de los servicios auxiliares entregada por la unidad, correspondiente a bornes del generador, cuando opera en condiciones ambientales de temperatura máxima media mensual y humedad relativa media mensual de una data histórica de 20 años.

Potencia Contratada: Son los valores de potencia máximos que los Usuarios se comprometen en comprar a los Generadores y/o Distribuidores, según corresponda. Esta potencia puede tener características de fija y variable, además de variar entre Hora Fuera de Punta y Hora de Punta.⁸¹

Potencia Contratada Total: Sumatoria de las Potencias Contratadas que figuren en los contratos de suministro de un Participante Distribuidor o Gran Usuario con sus suministradores.⁸²

Potencia efectiva: Valor de la Potencia aprobado por el COES, resultante de los ensayos de potencia efectiva determinados de acuerdo a los Procedimientos Técnicos N° 17 y 18.⁸³

Potencia efectiva del SINAC: Equivalente a la suma de las potencias efectivas de las unidades de generación de los integrantes del COES.⁸⁴

Potencia firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad, de acuerdo a lo que define el Reglamento.⁸⁵

Potencia garantizada: Suma de la Potencia Garantizada como una central de pasada más la Potencia Garantizada por los reservorios horarios y reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria. La Potencia Garantizada no debe superar la Potencia Efectiva de la Central.⁸⁶

Potencia garantizada como central de pasada: Es igual a la energía de pasada durante las horas de regulación dividida por las horas de regulación.⁸⁷

Potencia garantizada con el reservorio de regulación horario: Cociente de la energía regulada con el reservorio de regulación horario y las horas de regulación prefijadas para el

⁷⁹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 178-2015-OS/CD.

⁸⁰ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 244-2016-OS/ CD.

⁸¹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 181-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

⁸² Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 187-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

⁸³ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 013-2016-OS/CD

⁸⁴ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

⁸⁵ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

⁸⁶ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME

⁸⁷ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

período de evaluación.

Potencia Máxima MME: Límite máximo de potencia que un Participante Distribuidor o Participante Gran Usuario puede consumir del MME. Dicho valor será calculado mensualmente considerando los criterios establecidos en el numeral 2.3 del Artículo 2 del Reglamento del MME.⁸⁸

Potencia Media: Potencia promedio, producida por una Unidad de Generación en un intervalo de tiempo establecido.⁸⁹

Potencia Nominal Registrada de una Turbina Eólica: Potencia activa declarada (P_{nom}) que la turbina eólica puede suministrar en sus bornes en condiciones normales de funcionamiento.⁹⁰

Potencia Total Nominal Registrada de una Instalación Eólica: Suma total de la potencia activa declarada (P_{nom}) de las turbinas eólicas que conforman una instalación eólica.⁵⁹

Precio de potencia en barra (PPB): Es el Precio de la Potencia Marginal más el peaje de conexión al sistema principal de transmisión.⁹¹

Precio de potencia en barras de facturación: Es el Precio de la Potencia Marginal (PPM) para tarifas en barras referenciales, establecido por la CTE.

Cuando la Barra de Facturación es diferente a una Barra Referencial, el PPM de la Barra de Facturación será igual al PPM de la Barra Referencial más cercana expandida con el respectivo Factor de Pérdidas Marginales de Potencia (FPMP).⁹²

Presión Ambiente de Potencia Efectiva: Es la correspondiente al punto de ubicación de la unidad o central termoeléctrica⁹³.

Probabilidad de excedencia hidrológica de caudales: Medida probabilística basada en datos de una serie histórica, que permite distinguir las características hidrológicas de una(s) cuenca(s) del sistema de generación, y su rango de operación está comprendido entre 0 % y 100 %. Es decir, es el valor que indica en qué porcentaje los datos históricos registrados son iguales o mayores al que corresponde a dicho valor.

Probabilidad de pérdida de la demanda (LOLP): Es la probabilidad de tener potencia de generación insuficiente para satisfacer la demanda.⁹⁴

Procedimientos de Maniobras: Conjunto de instrucciones establecidas por el COES y los Agentes con la finalidad de conectar o desconectar los equipos e instalaciones asociadas a centrales de generación y al sistema de transmisión del SEIN, incluyendo instalaciones en operación comercial, instalaciones nuevas o instalaciones repotenciadas. Consideran la secuencia de maniobras principales de apertura/cierre de interruptores, además de las maniobras complementarias de apertura/cierre de seccionadores, puestas a tierra francas y/o temporarias.⁹⁵

Procedimientos de operación de un integrante: Conjunto de instrucciones de operación elaborados por los CC de cada integrante, con el objetivo de facilitar el proceso de desconexión y/o reposición de los circuitos en estado normal o después de ocurrida una

⁸⁸ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 187-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

⁸⁹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 201-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

⁹⁰ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

⁹¹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

⁹² Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

⁹³ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 143-2014-OS/CD.

⁹⁴ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

⁹⁵ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 087-2017-OS/CD

contingencia en el sistema. Su función es la de disponer y orientar para actuar y coordinar en estos casos, además contiene el detalle de la secuencia de actividades y la selectividad de las maniobras y cargas que deben de mantenerse durante la desconexión y/o reposición del sistema.⁹⁶

Procedimientos de operación interempresas: Conjunto de instrucciones acordados entre las partes, que deben manejar las empresas con instalaciones donde intervengan más de dos integrantes del sistema y que son empleados durante la conexión o desconexión de equipos en estado normal o de emergencia para preservar la seguridad y calidad del sistema.

Programa Anual de Intervenciones (PAI): Es un programa de intervenciones que cubre un horizonte anual.⁹⁷

Programa anual de mantenimiento (PAM): Indisponibilidad de unidades generadoras o equipos principales de sistema de transmisión principal o secundario de propiedad de los integrantes del SINAC o asociados, cualquiera sea su duración. Cubre un horizonte anual se actualiza trimestralmente.

Programa Diario de Operación (PDO): Es aquel que está constituido por el Programa Diario de Mantenimiento (PDM) y la generación programada diaria de las unidades o centrales de generación que emite el COES.⁹⁸

Programa de mantenimiento mayor (PMMA): Indisponibilidad de unidades generadoras o equipos principales del sistema de transmisión principal o secundario de propiedad de los Integrantes del Sistema o asociados, durante un período superior a 24 horas. Cubre un horizonte anual que se actualiza trimestralmente.

Programa de mantenimiento mensual (PMM): Está basado en el PMMA y el PAM. Considera la indisponibilidad de unidades generadoras o equipos principales del sistema de transmisión principal o secundario de propiedad de los Integrantes del Sistema o asociados, cualquiera sea su duración. Cubre un horizonte mensual.

Programa Mensual de Intervenciones (PMI): Es un programa de intervenciones que cubre un horizonte mensual y está basado en el programa anual de intervenciones.⁹⁹

Programa de pruebas de recepción: Protocolo de pruebas de acuerdo a los términos de referencia y especificaciones técnicas conforme a los casos que se indica a continuación para la recepción de unidades de generación.

El programa de pruebas de recepción consta de dos etapas:

a. Pruebas que se realizan en forma aislada sin conexión con el SINAC, las que son de exclusiva responsabilidad de la empresa generadora, según términos de referencia aceptados por la empresa generadora.

b. Pruebas que se realizan en forma interconectada con el SINAC, las cuales implican coordinación para el despacho, por lo que requiere una previa aceptación de parte de la DOCOES siguiendo los términos de referencia vigentes establecidos para tal propósito.

Programa Semanal de Intervenciones (PSI): Es un programa de intervenciones que cubre un horizonte semanal y está basado en el programa mensual de intervenciones¹⁰⁰.

⁹⁶ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 087-2017-OS/CD.

⁹⁷ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 087-2017-OS/CD.

⁹⁸ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 244-2014-OS/CD

⁹⁹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 087-2017-OS/CD.

¹⁰⁰ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 087-2017-OS/CD.

Programa de Restricción Voluntaria de Suministro Eléctrico (PRV): Listado emitido por el COES que contiene el Programa de RC, tomando en cuenta el SVRM.¹⁰¹

Programa Diario de Intervenciones (PDI): Es un programa de intervenciones que cubre un horizonte diario y está basado en el programa semanal de intervenciones.¹⁰²

Programa diario de mantenimiento (PDM): Basado en el programa semanal y la confirmación diaria de la ejecución de los mantenimientos considerados. Este programa forma parte del Programa Diario de Operación (PDO).

Programa semanal de mantenimiento (PSM): Basado en el Programa Mensual de Mantenimiento, y considera la indisponibilidad de unidades generadoras o equipos principales del sistema de transmisión principal o secundario de propiedad de los Integrantes del Sistema o sus asociados, cualquiera que sea su duración. Cubre un horizonte semanal.

Programa semanal de operación (PSO): Es aquel que está constituido por el Programa Semanal de Mantenimiento (PSM) y el Programa de Despacho Semanal.

Punto de Conexión a Red (PCR): Barra del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional donde se entrega la producción eléctrica de la instalación eólica.¹⁰³

Punto de Suministro: Punto de entrega pactado en el contrato respectivo, de acuerdo al marco legal correspondiente.¹⁰⁴

Rampa de Incremento de Generación: Característica de cada Unidad de Generación para incrementar su potencia, expresada en MW/min.¹⁰⁵

Rampa de Disminución de Generación: Característica de cada Unidad de Generación para disminuir su potencia, expresada en MW/min.¹⁰⁶

Racionamiento de carga: El servicio eléctrico se raciona cuando, en un momento determinado, la oferta eléctrica es inferior a la demanda en el Sistema o Área Operativa como consecuencia de salidas programadas o forzadas de equipo, caudales bajos o escasez de combustibles.

Reconexión automática de carga: Conexión automática de suministros interrumpidos por fallas, de acuerdo a la capacidad de respuesta del sistema, con el objeto de reducir el tiempo de interrupción. Su ejecución deberá ser objeto de un estudio elaborado y aprobado por el COES-SINAC.

Rechazo automático de carga (RAC): Desconexiones de carga por acción automática de relés que se realizan con la finalidad de preservar la estabilidad y seguridad del Sistema. Los esquemas de rechazo automático de carga son preestablecidos mediante estudios eléctricos del Sistema que serán efectuados anualmente por el COES-SINAC.

Rechazo automático por mínima frecuencia: Respuesta automática de desconexión de puntos de suministro preestablecidos por reducción súbita de frecuencia con el objeto de minimizar el riesgo de pérdida de unidades de generación y preservar tanto como sea posible la estabilidad y el suministro eléctrico.

La magnitud de variación de frecuencia podrá ameritar separar áreas para evitar el colapso total del sistema durante el proceso de rechazo de carga.

¹⁰¹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 235-2016-OS/CD.

¹⁰² Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 087-2017-OS/CD.

¹⁰³ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

¹⁰⁴ Definición modificada mediante Resolución OSINERGMIN N° 092-2015-OS/CD.

¹⁰⁵ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 247-2014-OS/CD

¹⁰⁶ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 247-2014-OS/CD

El programa preestablecido de suministros interrumpibles y de separación de áreas es resultado del estudio de Rechazo de Carga elaborado y aprobado por el COES-SINAC.

Rechazo manual de carga (RMC): Desconexiones de carga dispuestas por el Coordinador o los CC de los Integrantes del Sistema, para preservar la estabilidad y seguridad del mismo en caso no tener disponible un esquema de rechazo automático de carga o éste haya sido insuficiente. El diagrama de rechazo manual de carga será preestablecido, en lo posible, mediante estudios eléctricos del Sistema efectuados por el COES-SINAC.

Regulación de frecuencia: Acciones necesarias para mantener la frecuencia dentro de las tolerancias permisibles definidos para el sistema. El Coordinador establece la frecuencia de consigna y las empresas generadoras son responsables a través de sus CC, de efectuar la regulación de la misma, siguiendo las disposiciones del Coordinador. El control de frecuencia en un primer nivel es realizado por todas las centrales de generación de acuerdo a su estatismo, y en un segundo nivel, por las centrales de regulación complementaria.

Regulación de tensión: Acciones necesarias para mantener los niveles de tensión dentro de las tolerancias permisibles definidos para el sistema. La responsabilidad de la regulación de tensión de cada área corresponde en un primer nivel a los Centros de Control (CC), tomando acción sobre los equipos de generación y compensación de potencia reactiva. En segundo nivel corresponde al Coordinador dar directivas para las maniobras de equipos de compensación reactiva, generadores y líneas de transmisión.

Regulación primaria de frecuencia (RPF): Reserva rotante de las centrales que responden automáticamente a variaciones súbitas de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

Regulación secundaria de frecuencia (RSF): Reserva rotante de las unidades o centrales calificada para este propósito y que responden a las variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos.

Tiene como objeto equilibrar la oferta y la demanda, manteniendo el valor de la frecuencia dentro de límites permisibles, mientras se recupera la reserva rotante de las unidades que participaron en la regulación primaria de frecuencia, o se recupere carga, y/o se reasignen de manera óptima los recursos de generación para satisfacer la demanda.

Reprograma de la Operación Diaria (RDO): Reformulación del Programa Diario de Operación (PDO) en ejecución.¹⁰⁷

Reprogramación de la operación del sistema (Reprogramación): Se refiere a la reformulación del Programa de Operación Diario. La efectúa la DOCOES a iniciativa propia o a requerimiento del Coordinador.

RER: Recursos Energéticos Renovables, conforme a lo establecido en el artículo 3 del Decreto Legislativo N° 1002, Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.¹⁰⁸

Reserva firme, margen de reserva firme y factor de reserva firme: La Reserva Firme es igual a la Potencia Firme Colocada menos la Máxima Demanda. El Margen de Reserva Firme es igual a la Reserva Firme entre la Máxima Demanda. El factor de Reserva Firme es igual al Margen de Reserva Firme más uno (1.0).¹⁰⁹

Reserva multianual: Cantidad total de reserva almacenada en una cuenca hidrográfica durante el período de avenida, para uso de agricultura, agua potable o generación de energía

¹⁰⁷ Definición modificada mediante Resolución OSINERGMIN N° 213-2014-OS/CD.

¹⁰⁸ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 224-2010-OS-CD.

¹⁰⁹ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

eléctrica, durante el período de estiaje (mayo- noviembre) y en función a un programa preestablecido por el integrante o la DOCOES.

Reserva no sincronizada de emergencia (RNSE): Unidad que entra en operación en un tiempo menor a 10 minutos y que su sistema de puesta en operación le permite arrancar de modo independiente del suministro eléctrico del Sistema.**Reserva no sincronizada o reserva fría (RNS):** Sumatoria de las capacidades de potencia disponibles de las unidades no sincronizadas y listas para ingresar en servicio a solicitud del Coordinador.

Reserva para regulación primaria de frecuencia (RRPF): Margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a variaciones súbitas de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La variación de carga de la central debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos.

Reserva para regulación secundaria de frecuencia (RRSF): Margen de reserva rotante en las unidades o centrales calificadas para este propósito y que responden a variaciones de generación por regulación automática o manual y sostenible al menos durante 30 minutos.

Reserva Rotante: Se refiere a la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas y la sumatoria de sus potencias entregadas al Sistema, ambas en un momento dado.¹¹⁰

Reserva Fría: Se refiere a la potencia total disponible de los grupos generadores en reserva que se encuentran fuera de servicio, según lo establecido por la NTCOTR.¹¹¹

Reservorio de regulación estacional: Es aquel reservorio que tiene la capacidad necesaria de almacenamiento para permitir trasladar los recursos hídricos del período de avenida al período de estiaje. Los reservorios estacionales cuyas aguas desembalsadas se encuentran a disposición de la central en un tiempo inferior a 24 horas serán considerados como reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria.¹¹²

Reservorio de regulación horaria: Es aquel reservorio que tiene la capacidad necesaria de almacenamiento para permitir trasladar recursos hídricos de las horas fuera de regulación a las horas de regulación.⁷⁵

Restricciones de capacidad de transmisión: Son las limitaciones en la capacidad de transmisión de potencia de los equipos conformantes de la red de transmisión del sistema eléctrico, resultantes de los análisis estáticos y dinámicos del sistema que consideran los riesgos de causar daño o perjuicio a los equipos o al sistema, y el cumplimiento de las condiciones exigidas por la NTCSE.

Restricción de mínimo caudal: Es el caudal promedio del día necesario para atender los compromisos de uso del agua por la agricultura o el agua potable. Puede tener dos componentes, siendo el primero el agua turbinada y, el segundo, agua vertida.

Restricciones eléctricas: Valores máximos o mínimos de potencia o corriente que pueden ser: conducidas por las líneas de transmisión del sistema operado por el COES- SINAC, ocasionadas por las unidades generadoras por sus límites de calentamiento térmico, por estabilidad de frecuencia o tensión, por los límites de tensiones en las barras del sistema eléctrico cuyo control corresponde a los integrantes del COES-SINAC, entre otras.

Restricciones hidráulicas: Comprende las restricciones de mínimo caudal, las restricciones de tiempos de viaje del agua, niveles máximos y mínimos de los embalses, capacidad de conducción de los túneles y ductos de conducción de agua, y de turbidez del agua.

Retiro: Energía activa contabilizada en una Barra de Transferencia asociada a:

i) El consumo del cliente de un Participante Generador.

¹¹⁰ Definición reemplazada mediante Resolución OSINERGMIN N° 013-2016-OS-CD.

¹¹¹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 247-2014-OS/CD

¹¹² Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

ii) Un Participante Distribuidor para atender a sus Usuarios Libres, siempre que dicho consumo no esté cubierto por su Potencia Contratada Total.

iii) Un Participante Gran Usuario, siempre que dicho consumo no esté cubierto por su Potencia Contratada Total.¹¹³

Retiro No Declarado: Es un consumo de energía activa no declarado por Participante alguno, cuyo tratamiento no esté regulado en norma alguna.¹¹⁴

Saldo de Energía Anual: Resultado de restar, para cada Generador Integrante su EFEA menos las Ventas Anuales de Energía por Contrato.

Salida forzada: Desconexión intempestiva de un equipo por falla, por defecto o como consecuencia de la falla de cualquier otro elemento del sistema.

Seguridad: Se refiere a la capacidad del SEIN de garantizar el suministro de energía eléctrica a los Usuarios del SEIN.¹¹⁵

Semana Operativa: Periodo de 168 horas (7 días) que comienza a las 00:00 horas del día sábado.¹¹⁶

Servicio Voluntario de Restricción Manual de Suministro Eléctrico (SVRM): Servicio que puede contratar un Usuario Libre con otro Usuario Libre a fin de reemplazar el RC que le fue asignado.¹¹⁷

Servicios auxiliares: Aquellos que asisten al funcionamiento de la Central. La energía que demandan proviene de las unidades de la central sea directamente de los generadores o indirectamente de la energía eléctrica generada, o de otras fuentes.

Sistema Complementario de Transmisión: El término se encuentra definido en la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832):

Conjunto de activos o Instalaciones de transmisión que no conforman el Sistema Garantizado de Transmisión.¹¹⁸

Sistema de distribución: Conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales iguales o menores a 35 kV, subestaciones y equipos asociados, destinados a la distribución de energía eléctrica.

Sistema de transmisión: Conjunto de líneas eléctricas con tensiones nominales superiores a 35 kV subestaciones y equipos asociados, destinados al transporte de energía eléctrica.

Sistema de clientes libres: Es el sistema eléctrico por cuya configuración fluyen potencias mayores a 10 MW, éstas serán consideradas en el PDO. Cualquier modificación imprevista de su configuración o maniobra de sus sistema eléctrico será acordado con el Coordinador.

Sistema interconectado: Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación.

Sistema Interconectado Nacional (SINAC): Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como los respectivos centros de despacho

¹¹³ Definición reemplazada mediante Resolución OSINERGMIN N° 187-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

¹¹⁴ Definición reemplazada mediante Resolución OSINERGMIN N° 187-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

¹¹⁵ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 247-2014-OS/CD

¹¹⁶ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 157-2016-OS/CD.

¹¹⁷ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 235-2016-OS/CD

¹¹⁸ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 244-2016-OS/CD.

de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación, pertenecientes a los integrantes del COES.¹¹⁹

Sistema principal de transmisión: Parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

Sistema Secundario de Transmisión (SST): El término se encuentra definido en la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE):

Es la parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un Distribuidor o consumidor final, desde una Barra del Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Transmisión.¹²⁰

Sistemas de generación: Conjunto de instalaciones civiles y electromecánicas destinadas a la producción de electricidad.

Sistemas de generación de no integrantes del COES: Sistemas de generación mayores a 10 MW conectados al sistema de las empresas no integrantes del COES, incluyendo los autoprodutores.

Sistemas de Transmisión Troncales Nacionales (STTN): Sistema conformado por instalaciones de transmisión de tensión nominal mayor o igual a 220 kV, que conectan las Zonas del SEIN definidas en el Plan de Transmisión.¹²¹

Sistemas de Transmisión Troncales Regionales (STTR): Sistema conformado por instalaciones de transmisión de tensión nominal mayor o igual a 138 kV, que conectan Zonas de Generación y Carga dentro de las Zonas del SEIN definidas en el Plan de Transmisión.¹²²

Sobrecarga: Exceso entre la potencia instantánea en bornes de generación de los grupos de la central y su potencia máxima continua.

Tasa de Ocurrencia de Falla: Es el promedio de los cocientes del número de fallas del período estacional y la cantidad de días del mismo período. La Tasa de Ocurrencia de Falla de un equipo para el período estacional es el promedio de las Tasas de Ocurrencia de Falla de cada uno de los últimos 10 años. Los períodos estacionales a considerar son Período de Avenida y Período de Estiaje.¹²³

Tensión de operación: Tensión de una barra, más conveniente técnicamente, a la cual el generador, transmisor, distribuidor y/o cliente libre acuerda operarla. Su valor deriva de estudios especializados y puede variar a través de un ciclo de carga. En las barras de entrega la tensión de operación es compatible con lo establecido en la NTCSE.

Temperatura Ambiente de Potencia Efectiva: Es igual al promedio de las temperaturas máximas medias mensuales de la zona, contado sobre el período de los últimos 20 años. En caso de no existir registros para el período se tomarán los registros existentes.

Los registros de las temperaturas máximas medias mensuales se tienen que obtener de una entidad oficial (Senamhi, Corpac, Imarpe, Dirección de Hidrografía y Navegación de la Marina de Guerra del Perú), y para la determinación del promedio no se debe excluir los registros por casos particulares, como por ejemplo en los casos de “Fenómeno del Niño”, entre otros.¹²⁴

Temperatura de Fuente Fría de Potencia Efectiva: Es igual al promedio de las temperaturas máximas mensuales de la fuente fría utilizada para la condensación del vapor agotado, en las

¹¹⁹ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

¹²⁰ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 244-2016-OS/CD.

¹²¹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 247-2014-OS/CD

¹²² Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 247-2014-OS/CD

¹²³ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 247-2014-OS/CD

¹²⁴ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 143-2014-OS/CD.

centrales a vapor o de ciclo combinado; a lo largo del mismo período para el que se calcula la temperatura ambiente de potencia efectiva. En las centrales con circuitos abiertos, deberá determinarse de las temperaturas del agua de mar, río o lago que sirve como fuente de enfriamiento. En las centrales con torres de enfriamiento húmedas, se determinará de las temperaturas de bulbo húmedo del aire ambiente. Finalmente, en las centrales con circuitos de enfriamiento cerrados, torres secas o radiadores, se determinará en base a la temperatura ambiente de potencia efectiva.¹²⁵

Temperatura de bulbo seco: Es la temperatura medida con un termómetro convencional de mercurio o similar cuyo bulbo se encuentra seco. Es la temperatura del aire, indicada por un termómetro ordinario.¹²⁶

Temperatura de bulbo húmedo: Es la temperatura indicada por un termómetro convencional, cuyo bulbo está envuelto con una gasa o algodón empapados en agua, expuesto a los efectos de una corriente de aire intensa.¹²⁷

Tiempo de salida forzada: Tiempo que un equipo del sistema permanece fuera de servicio por falla propia o externa.

Tiempo de indisponibilidad forzada: Tiempo en que un equipo del sistema permanece fuera de servicio por falla propia o externa.

Tiempo de indisponibilidad programada: Tiempo en que un equipo del sistema permanece fuera de servicio por mantenimiento programado aprobado por la DCOES.

Tiempo de respuesta: Tiempo que tarda la máquina desde la orden de la variación de la potencia hasta su estabilización en el nuevo valor de potencia. Es el efecto de la respuesta de tiempo de la columna de agua, la constante de tiempo de respuesta del inductor, la constante de tiempo de vencimiento de la masa inercial turbina-generador y la respuesta del regulador.

Titular de la Instalación Eólica: Entidad jurídica propietaria de una instalación eólica.¹²⁸

Tramo del Sistema Principal de Transmisión: Circuito del SPT comprendido entre dos barras contiguas del SPT.¹²⁹

Turbina Eólica: Sistema de conversión de la energía cinética del viento en energía eléctrica. Una turbina eólica consta de la turbina eólica propiamente dicha, el sistema de transmisión mecánica, el generador eléctrico, el sistema de control y todos los sistemas adicionales de control y potencia que puede incluir (convertidores electrónicos, sistemas de compensación de reactiva, FACTS, transformador, sistemas de acumulación de energía, etc.).¹³⁰

Unidad de generación: Para el caso de las centrales térmicas, es el arreglo: motor primo, generador y transformador asociado.

Para el caso de las centrales hidroeléctricas, se considera como unidad de generación a la central en su conjunto.¹³¹

Unidad generadora: DEROGADO.¹³²

Unidad nueva: Aquella unidad que es procedente de fábrica y que iniciará su vida útil.

¹²⁵ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 143-2014-OS/CD.

¹²⁶ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 143-2014-OS/CD.

¹²⁷ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 143-2014-OS/CD.

¹²⁸ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

¹²⁹ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

¹³⁰ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

¹³¹ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

¹³² Definición derogada mediante Resolución OSINERGMIN N° 013-2016-OS/CD.

Unidad repotenciada: Unidad que ha cumplido parte de su vida útil y que ha sido sometida a un proceso de mantenimiento para recuperar o superar las características del inicio de su vida útil.

Unidad regulante: Aquella calificada para operar con margen de reserva de regulación, sea primaria o secundaria. Si no se hace explícito el tipo de regulación se entenderá que está referida a la regulación primaria.

Valor del agua semanal: Variación del costo futuro actualizado de operación y racionamiento del SINAC con relación a la variación del volumen del embalse durante una semana. El valor de agua semanal cuyas unidades son $S/./m^3$, puede ser expresado en $S/./kWh$, utilizando los rendimientos de las centrales.

Variables Primarias: Son aquellos parámetros, registrados durante el ensayo, que ingresan en los cálculos de los resultados del ensayo.¹³³

Variables Secundarias: Son aquellos parámetros, registrados durante el ensayo, que no ingresan en los cálculos de los resultados del ensayo. Sirven para asegurar que no se han violado las condiciones de ensayo.¹³⁴

Ventas Anuales de Energía por Contrato: Corresponde a las ventas anuales de energía prevista de cada Generador Integrante a través de contratos con Distribuidores y/o Clientes Libres. En el caso de un Generador adjudicatario de las subastas previstas en el Decreto Legislativo N° 1002 incluirá además la energía anual que le fuera adjudicado como resultado de dichas subastas.

Vertimiento: Caudal o volumen no utilizado de los reservorios (naturales o artificiales) originados por los excesos en los límites de capacidad nominal de los embalses, o provocados en forma natural (abundancia de aporte natural), o en forma accidental o por una descoordinación en la operación.

Vertimiento de central: Condición en la que el caudal del río que alimenta a una central es mayor al caudal turbinable por dicha central, no existiendo ninguna capacidad de embalse adicional.

El caudal turbinable es el requerido por la oferta de generación hidroeléctrica de la central.

Volumen disponible: Diferencia entre los volúmenes máximos y mínimos de cada uno de los reservorios del sistema de generación.

Volumen máximo: Volumen almacenado en un reservorio (natural o artificial) al finalizar el período de avenida (abril o mayo), y es una variable que depende del tipo de año hidrológico considerado.

Volumen mínimo: Volumen remanente que queda en un reservorio al finalizar el período de descarga programada. Puede ser igual o mayor que el volumen muerto de dicho reservorio.

Volumen muerto: Volumen remanente no utilizable que queda después de producida la descarga total del reservorio durante el período de desembalse.

¹³³ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 143-2014-OS/CD.

¹³⁴ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 143-2014-OS/CD.

2. ABREVIATURAS

CC	: Centro de Control. ¹³⁵
Ccbef	: Costo de arranque-parada y de baja eficiencia-rampa de carga-descarga
COES	: Comité de Operación Económica del Sistema.
COES-SINAC	: Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.
Coordinador	: Coordinador de la Operación del Sistema en Tiempo Real.
CP	: Corto Plazo. ¹³⁶
CPP	: Comité Técnico de Planeamiento, Programación y Coordinación. ¹³⁷
CSO	: Centro Supervisor de la Operación.
CTED	: Comité de Trabajo de Estudios y Desarrollo.
CTEE	: Comité de Trabajo de Evaluación y Estadística. CTPP : Comité de Trabajo de Planeamiento y Programación.
CV	: Costos variables.
CVC	: Costo variable combustible.
CVNC	: Costo variable no combustible.
DED	: División de Estudios y Desarrollo del COES-SINAC.
DEE	: División de Evaluación y Estadística del COES-SINAC.

¹³⁵ Abreviatura modificada mediante Resolución OSINERGMIN N° 013-2016-OS/CD.

¹³⁶ Abreviatura incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 157-2016-OS/CD.

¹³⁷ Abreviatura incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

DOCOES	: Dirección de Operación del COES-SINAC.
DPP	: División de Planeamiento y Programación.
EFEA	: Energía Firme Eficiente Anual utilizada para el cálculo de los Factores de Proporción que son utilizados para la asignación de los Retiros no Declarados a cada uno de los Generadores Integrantes.
EPEyR	: Ensayo(s) de Potencia Efectiva y Rendimiento. ¹³⁸
ERACMF	: Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia ¹³⁹ .
ERACMT	: Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Tensión ¹⁴⁰ .
IDCC	: Informe Diario de evaluación de la operación del Centro de Control.
IDCOS	: Informe Diario de evaluación de la operación del Coordinador de la Operación del Sistema.
IEOD	: Informe de la Evaluación de la Operación Diaria, elaborado por la DPP.
MCP	: Modelo de Corto Plazo.
MEM	: Ministerio de Energía y Minas. ¹⁴¹
MME	: Mercado Mayorista de Electricidad ¹⁴²
MIEMBROS	: Son los titulares de transmisión y generación acreditados como tales ante el COES.
NTCSE	: Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
NTOTR	: Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
OSINERG	: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía. ¹⁴³
PAI	: Programa Anual de Intervenciones. ¹⁴⁴
PAM	: Programa Anual de Mantenimiento.
PDM	: Programa Diario de Mantenimiento.
PDI	: Programa Diario de Intervenciones. ¹⁴⁵
PDO	: Programa Diario de Operación.
PMI	: Programa Mensual de Intervenciones. ¹⁴⁶
PMM	: Programa Mensual de Mantenimiento.
PMMA	: Programa de Mantenimiento Mayor.

¹³⁸ Abreviatura incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 143-2014-OS/CD.

¹³⁹ Abreviatura incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 088-2017-OS/CD

¹⁴⁰ Abreviatura incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 088-2017-OS/CD.

¹⁴¹ Abreviatura incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

¹⁴² Abreviatura incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 181-2017-OS/CD, que entrará en vigencia a partir del día 02 de octubre de 2017. Es preciso indicar que mediante Decreto Supremo 033-2017-EM, publicado el 01 de octubre de 2017, se establece que la mencionada resolución entrará en vigencia el día 01 de enero de 2018.

¹⁴³ Abreviatura incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

¹⁴⁴ Abreviatura incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 087-2017-OS/CD.

¹⁴⁵ Abreviatura incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 087-2017-OS/CD.

¹⁴⁶ Abreviatura incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 087-2017-OS/CD.

PMO	: Programa Mensual de Operación. ¹⁴⁷
PMPO	: Programa de Mediano Plazo de la Operación. ¹⁴⁸
PR-Nº	: Procedimiento Operativo del COES-SINAC.
PSM	: Programa Semanal de Mantenimiento.
PSI	: Programa Semanal de Intervenciones. ¹⁴⁹
PSO	: Programa Semanal de Operación.
RDO	: Reprograma de la Operación Diaria ¹⁵⁰
RF	: Reserva fría.
RMC	: Rechazo Manual de Carga
RNS	: Reserva No Sincronizada.
RNSE	: Reserva no sincronizada de emergencia.
RPF	: Regulación Primaria de Frecuencia. ¹⁵¹
RR	: Reserva Rotante del SINAC.
RRPF	: Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia. ¹⁵²
RRSF	: Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia ¹⁵³ .
RSF	: Regulación Secundaria de Frecuencia. ¹⁵⁴
SINAC	: Sistema Interconectado Nacional.
SPT	: Sistema Principal de Transmisión.
SST	: Sistema Secundario de Transmisión.
VAS	: Valor del agua semanal.

¹⁴⁷ Abreviatura incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

¹⁴⁸ Abreviatura incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 157-2016-OS/CD.

¹⁴⁹ Abreviatura incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 087-2017-OS/CD.

¹⁵⁰ Abreviatura incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 013-2016-OS/CD.

¹⁵¹ Abreviatura modificada mediante Resolución OSINERGMIN N° 013-2016-OS/CD.

¹⁵² Abreviatura modificada mediante Resolución OSINERGMIN N° 013-2016-OS/CD.

¹⁵³ Abreviatura modificada mediante Resolución OSINERGMIN N° 013-2016-OS/CD.

¹⁵⁴ Abreviatura modificada mediante Resolución OSINERGMIN N° 013-2016-OS/CD.