



electroperu
la energía de los peruanos

EXPLICACION DE LA TERMINOLOGIA TECNICA QUE UTILIZA ELECTROPERU, EN EL AMBITO DE SUS FUNCIONES

La terminología técnica que utiliza ELECTROPERU, en el ámbito de sus funciones operativas como empresa de Generación Eléctrica, que es parte integrante del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN, son los que se encuentran definidos en el Procedimiento Técnico del Comité de Operación Económica del SINAC: "GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y DEFINICIONES UTILIZADAS EN LOS PROCEDIMIENTOS TECNICOS DEL COES-SINAC" que se describen a continuación:

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 S.D. N° 128 del 25 de agosto del 2000. ❑ Aprobado según RM N° 143-2001-EM-VME del 31 de marzo de 2001. ❑ Modificado según RM N° 232-2001-EM-VME del 01 de junio de 2001. ❑ Modificado según RM N° 322-2001-EM-VME del 20 de julio de 2001. ❑ Modificado según RM N° 441-2002-EM/DM del 26 de setiembre de 2002. ❑ Modificado según RM N° 344-2004-MEM/DM del 09 de setiembre de 2004. ❑ Modificado según RM N° 009-2009-MEM/DM del 13 de enero de 2009. ❑ Modificado según Anexo de la Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD del 15 de enero de 2010. ❑ Fe de Erratas de Anexo de la Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD del 23 de enero de 2010. ❑ Modificado según Resolución OSINERGMIN N° 224-2010- OS/CD del 12 de setiembre de 2010. ❑ Fe de Erratas de Resolución OSINERGMIN N° 224-2010- OS/CD del 16 de setiembre de 2010. ❑ Modificado según Resolución OSINERGMIN N° 061-2012-OS-CD del 13 de abril de 2012. 		

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

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 copiamiento o por fallas de líneas de transmisión.

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.

Barra de Facturación: Barra donde se consume potencia y este consumo es facturado por uno o más Generadores Integrantes del COES.¹

Barra de transferencia: Barra del Sistema Principal de Transmisión y además aquella barra del Sistema Secundario de Transmisión en donde existen entrega(s) y/o retiro(s) de dos o más generadores integrantes.

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

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.

¹ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

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.²

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

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 afluente 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.³

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.

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.

Condiciones de potencia efectiva hidráulica: Son las imperantes bajo condiciones de flujo del agua estable, sin sobrecarga (eléctrica o hidráulica), a

² Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

³ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

velocidad nominal de rotación de las turbinas (correspondiente a 60 Hz del sistema) y a la altura bruta de potencia efectiva.⁴

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

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.⁵

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.⁶

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 de la Operación del Sistema (Coordinador): Ente encargado de la coordinación de la operación del Sistema a que hace referencia el Artículo 92 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

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.⁷

Costo de arranque - parada y de baja eficiencia rampa de carga - descarga (Ccbef): Consumo de combustible de una unidad térmica, incurrido durante el

⁴ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

⁵ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

⁶ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

⁷ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

arranque hasta antes de la puesta en paralelo, así como los de parada después de salir del paralelo.

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 en que se incurre para producir una unidad adicional de energía o alternatively es el ahorro obtenido al dejar de producir una unidad de energía, considerando la demanda y el parque de generación disponible.

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 normalmente expresados para condiciones de máxima eficiencia de una unidad de generación, o según el régimen de operación requerido, los cuales comprenden los costos variables combustible (CVC) y los costos variables no combustible (CVNC).

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 hidrodutos del sistema de generación hidráulica de una central o centrales.

Demanda Coincidente de los clientes: Demanda promedio de potencia de los clientes de los generadores, en las Barras de Facturación, durante el Intervalo de Punta del mes.⁸

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.

⁸ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

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).⁹

Energía Firme: Conforme a lo establecido en el Anexo de la Ley de Concesiones Eléctricas.¹⁰

Energía Firme Eólica: Es la máxima producción esperada de energía eléctrica, afectada por la probabilidad de excedencia que fija el Ministerio de Energía y Minas.¹¹

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).¹²

Energía generable de las centrales hidroeléctricas: Es la energía producible por las 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 Producida: Producción de energía eléctrica de una unidad de generación hidroeléctrica o termoeléctrica respectivamente, en el período de un año.¹³

Ensayo de medición de la potencia efectiva y rendimiento de una unidad generadora: Conjunto de pruebas que se efectúan para determinar los valores de pruebas que se efectúan para determinar los valores de la potencia efectiva y rendimiento de las unidades involucradas mediante un proceso de medición para posterior cálculo. Los ensayos de Potencia Efectiva pueden ser ordinarios o extraordinarios.

Entrega: Aporte de energía activa de una central generadora o de una instalación de transmisión a una barra de transferencia.

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

⁹ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

¹⁰ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 224-2010-OS-CD.

¹¹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 224-2010-OS-CD.

¹² Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

¹³ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

Estado de alerta: Estado en que el sistema opera estacionariamente, manteniendo el balance de potencia activa y reactiva, pero las condiciones del sistema son tales que, de no tomarse acciones correctivas en el corto plazo, los equipos y/o instalaciones operarán con sobrecarga y las variables de control, saldrían de los márgenes de tolerancia.

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: Condición en la que, por haberse producido una perturbación en el sistema, la frecuencia y tensión se apartan de valores en estado de operación normal y la dinámica que ha adquirido el mismo, amenaza su integridad, siendo necesario tomar medidas de emergencia como rechazar carga o desconectar generación en forma significativa. En este estado se suceden acciones automáticas de protección y rechazo de carga para aislar los elementos o porciones falladas del sistema y estabilizarlo.

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.¹⁴

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.¹⁵

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.¹⁶

¹⁴ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

¹⁵ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 344-2004-MEM-DM

¹⁶ 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.¹⁷

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.

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.

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.¹⁸

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.¹⁹

Generación en mínimo técnico: Potencia mínima que puede generar una unidad sin comprometer la degradación de su vida útil.

Horas de punta del Sistema: Son las definidas por el MEM.²⁰

Horas de regulación (HR): Son las fijadas por el MEM.²¹

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

¹⁷ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

¹⁸ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

¹⁹ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

²⁰ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

²¹ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

consecuencia de un evento de fuerza mayor, calificado como tal por el OSINERG.²²

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

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.).²³

Integrante: De acuerdo al Art. 81 del Reglamento, el COES-SINAC está integrado por:

- a) Entidades cuya potencia efectiva de generación sea superior al 1% de la potencia efectiva de generación del sistema interconectado y comercialicen más del 15% de su energía producida.
- b) Entidades titulares del Sistema Principal de Transmisión.

Las entidades generadoras que no cumplen individualmente con la condición señalada en el inciso a) del presente artículo podrán participar en el COES asociándose entre ellas y siempre que alcancen el referido límite, pudiendo acreditar sólo un representante por todas ellas.

²² Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 441-2002-EM-DM.

²³ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

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.

Intervalo de Punta del mes: Intervalo de 15 minutos en que se produce en la máxima demanda mensual a nivel de generación.²⁴

Mantenimiento correctivo: Actividad que se realiza con la finalidad de superar la presencia de una operación anormal o una avería en un equipo o en sus componentes y que origina las limitaciones en el funcionamiento y podría ocasionar la indisponibilidad parcial o total del mismo. En función a las condiciones operativas estos trabajos podrán ser incluidos en los programas de mantenimiento.

Mantenimiento correctivo de emergencia: Mantenimiento de instalaciones del sistema que debe efectuarse de inmediato, ante la inminencia de una falla en un equipo o componente del mismo, a fin de evitar graves consecuencias, por lo que la empresa afectada coordinará su ejecución en tiempo real con el Coordinador, quien lo autorizará tomando las precauciones del caso.

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.

²⁴ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

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.

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.²⁵

Máxima Capacidad de Cogeneración: Es la máxima capacidad eléctrica justificada por el proceso productivo asociado que puede generar una central de cogeneración calificada.²⁶

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.

Mes siguiente: El mes inmediato posterior al mes en evaluación.²⁷

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

Mínima carga: Potencia que puede mantener un generador por determinadas horas, de modo que se encuentre en capacidad de poder elevarla, cuando así lo disponga el Coordinador por requerimiento del Sistema.

Este modo de operación es adoptado en la programación o durante la ejecución en Tiempo Real, cuando por economía del sistema resulte más beneficioso mantenerla a mínima carga, por un determinado período en lugar de detenerla y volverla a arrancar.

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

²⁵ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

²⁶ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 009-2009-MEM-DM

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

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.

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.²⁸

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.²⁹

Período de evaluación: Es el período de los seis meses del año con menor oferta hidrológica.³⁰

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

Perturbación: Cualquier evento que altera el balance de potencia activa o reactiva del Sistema, originada por la salida forzada de uno o más de sus componentes.

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 efectiva: Máxima potencia continua entregada por dicha la central o la unidad, correspondiente a bornes de generación, cuando opera a condiciones de potencia efectiva.

Potencia efectiva del SINAC: Equivalente a la suma de las potencias efectivas de las unidades de generación de los integrantes del COES.³¹

Potencia firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad, de acuerdo a lo que define el Reglamento.³²

²⁸ Párrafo incorporado mediante Resolución N° 061-2012-OS-CD.

²⁹ Párrafo incorporado mediante Resolución N° 061-2012-OS-CD.

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

³¹ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

³² Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

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.³³

Potencia garantizada como central de pasada: Es igual a la energía de pasada durante las horas de regulación dividida por las horas de regulación.³⁴

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 período de evaluación.

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.³⁵

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.³⁶

Precio de potencia en barra (PPB): Es el Precio de la Potencia Marginal más el peaje de conexión al sistema principal de transmisión.³⁷

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).³⁸

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.³⁹

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 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.

³³ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

³⁴ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

³⁵ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

³⁶ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

³⁷ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

³⁸ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

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

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 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 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 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 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.⁴⁰

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 Area 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.

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

⁴⁰ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

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.

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.⁴¹

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).⁴²

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 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 listos 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.

⁴¹ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 224-2010-OS-CD.

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

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 del SINAC (RR): Margen de capacidad de generación de las centrales en operación para llegar a la máxima potencia de generación disponible, en cualquier instante. Este margen de capacidad de generación resulta de la diferencia entre la sumatoria de las capacidades disponibles de las unidades sincronizadas al sistema y la sumatoria de sus potencias entregadas al sistema. En el SINAC usualmente se la clasifica en dos tipos:

a. Reserva de Regulación Primaria: Margen de reserva rotante en las centrales que responden automáticamente a cambios súbitos de la 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.

b. Reserva de Regulación Secundaria: Margen de reserva rotante en las centrales que están operando y que responden a cambios de generación por regulación manual y sostenible al menos durante 30 minutos.

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.⁴³

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.⁴⁴

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.

⁴³ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

⁴⁴ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

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 que es comercializada y/o consumo físico en una barra o la que es tomada por un titular del Sistema de Transmisión Principal desde una Barra de Transferencia hacia una instalación de transmisión. Cuando se trata de consumos físicos, su legalidad quedará demostrada con el reconocimiento de dicho consumo físico en el modelamiento que se efectúa para reflejarlo en otro lugar según contrato de comercialización y/o transporte.

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

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 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 si, 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 de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación, pertenecientes a los integrantes del COES.⁴⁵

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: 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.

⁴⁵ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

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 autoproductores.

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

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.

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 DOCOES.

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.⁴⁶

Tramo del Sistema Principal de Transmisión: Circuito del SPT comprendido entre dos barras contiguas del SPT.⁴⁷

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.).⁴⁸

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.⁴⁹

⁴⁶ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

⁴⁷ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

⁴⁸ Definición incorporada mediante Resolución OSINERGMIN N° 002-2010-OS/CD.

⁴⁹ Definición incorporada mediante Resolución Ministerial N° 322-2001-EM-VME.

Unidad generadora: Conjunto formado por una máquina generadora (turbina + excitatriz + alternador + transformador elevador) y equipos asociados a ella (de regulación y maniobras). En caso de centrales termoeléctricas, es el arreglo motor primo-generador y transformador asociado.

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

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/./m³, puede ser expresado en S/./kWh, utilizando los rendimientos de las centrales.

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.

2. ABREVIATURAS

CC : Centro de Control, generalmente para designar al correspondiente a las empresas integrantes del Sistema.

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.
CPP	:	Comité Técnico de Planeamiento, Programación y Coordinación. ⁵⁰
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.
DOCOES	:	Dirección de Operación del COES-SINAC.
DPP	:	División de Planeamiento y Programación.
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. ⁵¹
MIEMBROS	:	Son los titulares de transmisión y generación acreditados como tales ante el COES.

⁵² Abreviatura incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

⁵³ Abreviatura incorporada mediante Resolución Ministerial N° 232-2001-EM-VME.

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. ⁵²
PAM	:	Programa Anual de Mantenimiento.
PDM	:	Programa Diario de Mantenimiento.
PDO	:	Programa Diario de Operación.
PMM	:	Programa Mensual de Mantenimiento.
PMMA	:	Programa de Mantenimiento Mayor.
PMO	:	Programa Mensual de Operación. ⁵³
PR-Nº	:	Procedimiento Operativo del COESSINAC.
PSM	:	Programa Semanal de Mantenimiento.
PSO	:	Programa Semanal de Operación.
RF	:	Reserva fría.
RMC	:	Rechazo Manual de Carga
RNS	:	Reserva No Sincronizada.
RNSE	:	Reserva no sincronizada de emergencia.
RPF	:	Reserva Primaria de Frecuencia.
RR	:	Reserva Rotante del SINAC.
RRPF	:	Reserva para Regulación Primaria de Frecuencia.
RRSF	:	Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia.
RSF	:	Reserva Secundaria de Frecuencia.
SINAC	:	Sistema Interconectado Nacional.
SPT	:	Sistema Principal de Transmisión.
SST	:	Sistema Secundario de Transmisión.
VAS	:	Valor del agua semanal.

⁵² Abreviatura incorporada mediante Resolución Ministerial Nº 232-2001-EM-VME.

⁵³ Abreviatura incorporada mediante Resolución Ministerial Nº 232-2001-EM-VME.