

Detalle de la Matriz	
Ramo:	18 - Energía
Unidad Responsable:	TOM - Centro Nacional de Control de Energía
Clave y Modalidad del Pp:	E - Prestación de Servicios Públicos
Denominación del Pp:	E-568 - Dirección, coordinación y control de la operación del Sistema Eléctrico Nacional
Clasificación Funcional:	
Finalidad:	3 - Desarrollo Económico
Función:	3 - Combustibles y Energía
Subfunción:	5 - Electricidad
Actividad Institucional:	14 - Transmisión, transformación y control de la energía eléctrica

Fin								
Objetivo			Orden			Supuestos		
Contribuir a la satisfacción de la demanda energética de la población			1			Entorno económico estable que promueve la inversión en las actividades productivas del país.		
Indicador	Definición	Método de Cálculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Porcentaje de cumplimiento del Margen de Reserva Operativo del Sistema Interconectado Nacional (PMRO-SIN)	Porcentaje que permite verificar el cumplimiento del margen de reserva operativo con respecto a la capacidad para atender la demanda máxima instantánea diaria del Sistema Interconectado Nacional y con ello garantizar su Confiabilidad, Continuidad y seguridad. Diariamente se calcula un margen de reserva al dividir la reserva operativa entre la demanda máxima instantánea y se expresa como porcentaje. Posteriormente, para el SIN si el valor es igual o mayor al 6% y cumple su contingencia sencilla más severa (c.s.m.s.) se suma 1 por cada día, caso contrario suma 0, obteniendo así el número de días con cumplimiento del Margen de reserva operativo en su demanda máxima, el cual se divide entre el total de número de días del periodo analizado. El resultado se multiplica por 100 para expresarse en porcentaje.	Porcentaje de cumplimiento del Margen de Reserva Operativo del Sistema Interconectado Nacional (PMROSIN) = $(DCMRO/NDA) \times 100$ (%). Donde: DCMRO: Días con cumplimiento del Margen de reserva operativo en su demanda máxima. NDA: Número de días del periodo analizado. El margen de reserva es la cantidad de energía que se mantiene en el sistema como respaldo para posibles variaciones en la demanda. En este sentido mantener al menos el umbral establecido para la reserva implica que la demanda se está satisfaciendo. Variaciones de la reserva a la baja, quiere decir que se debe disponer de la reserva para continuar satisfaciendo la demanda. Considerando que en la máxima demanda se está en un escenario crítico, se busca contar al menos con el porcentaje establecido para la reserva.	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Anual	Días con cumplimiento del Margen de reserva operativo en su demanda máxima (DCMRO): Sistema de Evaluación de Indicadores (EVALIN) / PMRO / Reporte Gerencial: Archivo en Excel PMRO_Gerencial_SEN.xlsx, proveniente de la base de datos de las Mediciones SCADA/EMS histórico. El sistema EVALIN se encuentra a cargo de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema.; Número de días del periodo analizado (NDA): Sistema de Evaluación de Indicadores (EVALIN) / PMRO / Reporte Gerencial: Archivo en Excel PMRO_Gerencial_SEN.xlsx, proveniente de la base de datos de las Mediciones SCADA/EMS histórico. El sistema EVALIN se encuentra a cargo de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema.

Propósito								
Objetivo			Orden		Supuestos			
El Sistema Eléctrico Nacional mantiene condiciones de operación óptimas ante la concurrencia de diversos actores en la cadena productiva de energía eléctrica			1		Existe suficiente capacidad de generación, por parte de las centrales eléctricas, y de transporte, a través de redes de transmisión y distribución, a cargo de la Comisión Federal de Electricidad para poder satisfacer las demandas de energía presentes y futuras del país.			
Indicador	Definición	Método de Calculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Porcentaje de energía entregada en el Sistema Eléctrico Nacional (PEESEN)	El CENACE realiza el control operativo, es decir, emite instrucciones a los integrantes de la industria eléctrica, que permiten mantener un flujo constante en la entrega de energía para atender los requerimientos del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En algunas ocasiones, al ejercer el Control Operativo el CENACE se pueden emitir instrucciones inadecuadas que deriven en interrupciones, es decir, energía no entregada. El indicador permite cuantificar el porcentaje de energía entregada, entendida como el consumo neto de los usuarios del SEN, respecto del total de energía requerida por éstos.	Porcentaje de energía entregada en el Sistema Eléctrico Nacional (PEESEN) = $(\text{CUSEN} / (\text{CUSEN} + \text{ENEI})) * 100$ Donde: CUSEN: Consumo neto de los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional. ENEI: Energía no entregada por instrucciones inadecuadas del CENACE	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Anual	Consumo neto de los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional (CUSEN): Sistema de Evaluación de Indicadores (EVALIN) / PEESEN / Reporte Corporativo: Archivo en Excel PEESEN_Gerencial_SEN.xlsx, proveniente de la conexión a la Base de Datos SERIES, tabla CUSEN-PEESEN, a cargo de la Unidad de Control de Gestión. El sistema EVALIN se encuentra a cargo de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema.; Energía no entregada por instrucciones inadecuadas del CENACE (ENEI): Sistema de Evaluación de Indicadores (EVALIN) / PEESEN / Reporte Corporativo: Archivo en Excel PEESEN_Gerencial_SEN.xlsx, proveniente de la conexión a la Base de Datos SERIES, tabla CUSEN-PEESEN, a cargo de la Unidad de Control de Gestión. El sistema EVALIN se encuentra a cargo de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema.

Propósito								
Objetivo			Orden			Supuestos		
Porcentaje de eficacia del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista (EPAM)	Anualmente, el CENACE propone a la Secretaría de Energía (SENER) proyectos para la ampliación y modernización de las redes eléctricas que pertenecen al Mercado Eléctrico Mayorista con el objeto de garantizar la Confiabilidad y sustentabilidad en la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en el mediano y largo plazos. Los proyectos deben estar enfocados a resolver las problemáticas para las cuales fueron instruidos, en este sentido, el indicador, con base en los proyectos instruidos y su fecha necesaria de entrada, mide el porcentaje de la pertinente identificación de soluciones a las necesidades operativas de las redes eléctricas a partir de: los proyectos ejecutados evitando la materialización de la necesidad identificada; y los no ejecutados con la materialización de la necesidad identificada.	Porcentaje de eficacia del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD del MEM (EPAM)= (NPJA/NPINS) Donde: NPJA: Número de proyectos con problemas operativos identificados adecuadamente y factibles de evaluarse anualmente. NPINS: Número de proyectos instruidos al año de evaluación.	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Anual	Número de proyectos con problemas operativos identificados adecuadamente y factibles de evaluarse anualmente (NPJA) :Archivo de seguimiento de obras instruidas de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista en resguardo de la Subdirección de Planeación; Número de proyectos instruidos al año de evaluación (NPINS):Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT). Número de proyectos con problemas operativos identificados adecuadamente y factibles de evaluarse anualmente

Propósito								
Objetivo			Orden			Supuestos		
Porcentaje de eficiencia económica en la satisfacción de la demanda de energía (EFCO)	Diariamente, el CENACE debe ejecutar el Mercado del Día en Adelanto con el fin de garantizar la satisfacción de la demanda de energía en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a través de un programa de despacho de generación. De esta manera, se determina una asignación óptima que es la base para llevar a cabo la operación del SEN; sin embargo, en tiempo real existen factores que alteran las condiciones establecidas en la programación, siendo necesario modificar el despacho con el objeto de garantizar la satisfacción de la demanda, cumpliendo en todo momento con los requerimientos de confiabilidad del sistema. Entre los factores referidos, se encuentran los cambios en la disponibilidad y capacidad de los Recursos de Generación, salidas de elementos de la red eléctrica, ajustes en los pronósticos de demanda y generación intermitente, entre otros. Dado lo anterior, en tiempo real se despacha a las Unidades de Central Eléctrica considerando un escenario distinto respecto al observado en el Mercado del Día en Adelanto, aunque bajo la misma premisa económica de minimización de costos. El presente indicador muestra la relación que existe entre la eficiencia económica del despacho de generación del Mercado del Día en Adelanto y la eficiencia económica del despacho de generación del Mercado de Tiempo Real, en función de la energía despachada y los costos variables de generación asociados a cada proceso.	Porcentaje de eficiencia económica en la satisfacción de la demanda de energía $(EFCO) = (EEMDA_AJUST / EEMDA) * 100$ Donde: EEMDA_AJUST: Eficiencia económica ajustada del despacho de generación del Mercado del Día en Adelanto. EEMDA: Eficiencia económica del despacho de generación del Mercado del Día en Adelanto. El proceso de despacho de generación consiste en determinar las potencias medias de generación de las diferentes Unidades de Central Eléctrica en los intervalos de tiempo definidos, de tal forma que se satisfaga la demanda de energía eléctrica, minimizando los costos variables totales de generación de energía eléctrica y respetando las restricciones operativas del Sistema Eléctrico.	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficiencia	Anual	Eficiencia económica del despacho de generación del Mercado del Día en Adelanto (EEMDA):Resultados_EFCO_SIN, con datos mensuales de energía total despachada y costos variables de producción de las Unidades de Central Eléctrica que participan en el MDA y/o en el MTR, en formato MS Excel y provenientes de la Consola de Liquidaciones. La Consola de Liquidaciones está a cargo de la Subdirección de Contratos y Operaciones Comerciales del Mercado Eléctrico Mayorista.; Eficiencia económica ajustada del despacho de generación del Mercado de Día en Adelanto (EEMDA_AJUST):Resultados_EFCO_SIN, con datos mensuales de energía total despachada y costos variables de producción de las Unidades de Central Eléctrica que participan en el MDA y/o en el MTR, en formato MS Excel y provenientes de la Consola de Liquidaciones. La Consola de Liquidaciones está a cargo de la Subdirección de Contratos y Operaciones Comerciales del Mercado Eléctrico Mayorista.

Componente								
Objetivo			Orden			Supuestos		
Documento de la Propuesta de planeación de la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista y acceso abierto entregado			1			Los proyectos que fueron aprobados e instruidos por la Secretaría de Energía, que permiten satisfacer la demanda creciente de energía eléctrica del país y contar con la ampliación y modernización continua de las redes eléctricas se ejecutan en tiempo y forma por la instancia responsable.		
Indicador	Definición	Método de Calculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Porcentaje de avance en la identificación de proyectos para la integración de la propuesta de los programas para la ampliación y modernización de las redes eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista (PAIPPAM)	El indicador busca dar seguimiento al desarrollo anual de la propuesta de los programas de ampliación y modernización para la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, cuyos principales objetivos son cumplir con el suministro de la demanda de energía, preservar y mejorar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional al considerar los programas previos y las obras e inversiones que se encuentren en ejecución. La identificación de los proyectos que integrarán la propuesta de los programas implica cumplir con una serie de actividades relevantes denominadas hitos, las cuales están conformadas por la elaboración de diagnósticos, pronósticos, estudios técnicos y económicos.	PAIPPAM=(Halc/Htotal)*100 Donde: Halc: Total de hitos logrados en tiempo y forma del proceso de identificación de proyectos para el Programa de Ampliación y Modernización de las redes eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista. Htotal: Hitos totales del proceso de identificación de proyectos para el Programa de Ampliación y Modernización de las redes eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista. El porcentaje se obtiene a partir de los hitos logrados en tiempo y forma para la identificación de los proyectos a incluir en la propuesta del Programa para la Ampliación y Modernización de las redes eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista, correspondientes a los semestres 1 y 2, respectivamente, multiplicados por 100. Por la naturaleza de los hitos logrados durante el primer semestre éstos tienen una mayor ponderación que los desarrollados durante el segundo semestre.	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Semestral	Total de hitos logrados del proceso de identificación de proyectos para el Programa de Ampliación y Modernización de las redes eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista (Halc):Cuadro síntesis de cumplimiento de hitos para la elaboración de la propuesta de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, a cargo de la Subdirección de Planeación del CENACE.; Hitos totales del proceso de identificación de proyectos para el Programa de Ampliación y Modernización de las redes eléctricas del Mercado Eléctrico Mayorista (Htotal):Cuadro síntesis de cumplimiento de hitos para la elaboración de la propuesta de los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, a cargo de la Subdirección de Planeación del CENACE.

Componente								
Objetivo			Orden			Supuestos		
Estado normal del Sistema Eléctrico Nacional alcanzado			2			La infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional no presenta afectaciones o fallas inesperadas provocadas por fenómenos sociales, naturales o interrupciones súbitas del suministro de combustibles.		
Indicador	Definición	Método de Calculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Porcentaje de operación en estado normal (IOEN)	Es el valor que indica el porcentaje del tiempo en que las compuertas de transmisión definidas en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) operaron dentro de los límites establecidos como normales por responsabilidad del CENACE. El porcentaje se obtiene al dividir el promedio del tiempo total de un periodo determinado en que las compuertas definidas del SEN o parte de él operaron por responsabilidad del CENACE en Estado Normal entre el tiempo total del periodo. El resultado es multiplicado posteriormente por 100 para obtener un porcentaje. Para el cálculo de la variable Tiempo promedio de Operación en Estado Normal (TOEN) se considera el promedio del tiempo de las compuertas que operaron en estado normal definidas por cada Centro de Control.	Porcentaje de operación en estado normal (IOEN)=(TOEN/TT)*100 Donde: TOEN: Tiempo promedio de Operación en Estado Normal. TT: Tiempo total del periodo en segundos.	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Calidad	Mensual	Tiempo promedio de Operación en Estado Normal (TOEN):Sistema de Evaluación de Indicadores (EVALIN) / IOEN / ReporteGerencial: Archivo en Excel IOEN_Gerencial_SEN.xlsx, proveniente de la base de datos de las Mediciones SCADA/EMS histórico. El sistema EVALIN se encuentra a cargo de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema.; Tiempo total del periodo en segundos (TT):Sistema de Evaluación de Indicadores (EVALIN) / IOEN / ReporteGerencial: Archivo en Excel IOEN_Gerencial_SEN.xlsx, proveniente de la base de datos de las Mediciones SCADA/EMS histórico. El sistema EVALIN se encuentra a cargo de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema.

Componente									
Objetivo				Orden			Supuestos		
Mercado eléctrico mayorista operado				3			La normatividad aplicable permite e incentiva la participación y la competencia en el mercado conforme a su diseño y a las expectativas de los interesados.		
Indicador	Definición	Método de Cálculo		Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Porcentaje de emisión en tiempo de los precios marginales locales del Mercado de Día en Adelanto del Sistema Interconectado Nacional (OEPMI_SIN)	El Mercado Eléctrico Mayorista operado incluye un Mercado de Energía de Corto Plazo que comprende al Mercado del Día en Adelanto y al Mercado de Tiempo Real, en los cuales los Participantes del Mercado podrán enviar al CENACE sus ofertas de compra y venta de energía y Servicios Conexos. Una vez recibidas las ofertas de compra y venta de energía, el CENACE realizará el despacho económico de las Unidades de Central Eléctrica para cada uno de los mercados. El resultado de dicho despacho económico serán los precios marginales de las reservas y los Precios Marginales Locales de la energía en cada nodo del Sistema Eléctrico Nacional. Por lo anterior, resulta relevante medir su publicación en tiempo mediante el indicador Porcentaje de emisión en tiempo de los precios marginales locales del Mercado de Día en Adelanto del Sistema Interconectado Nacional, ya que da cuenta de haber llevado a cabo la operación diaria del Mercado Eléctrico Mayorista. El indicador mide que la emisión de los precios marginales locales (PML) del Mercado de Día en Adelanto se haya realizado en tiempo de acuerdo a la normatividad aplicable para la liquidación de los participantes del mercado. Diariamente se identifica si la publicación de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto se realizó en tiempo para el Sistema Interconectado Nacional. Si la publicación fue antes de las 17:00 horas, se suma 1 por cada día, caso contrario suma 0, obteniendo así el número de días acumulados en los que la publicación se realizó en tiempo. Los días acumulados en los que la publicación se haya realizado en tiempo se dividen entre los días calendarios transcurridos en el periodo considerado. El resultado se multiplica por 100 para obtener un porcentaje.	Porcentaje de emisión en tiempo de los precios marginales locales del Mercado de Día en Adelanto del Sistema Interconectado Nacional (OEPMI_SIN)=(DAPT_SIN/DCP_SIN)*100 Donde: DAPT_SIN: Días acumulados publicados a tiempo. DCP_SIN: Días calendario transcurridos en el periodo considerado.		Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Trimestral	Días acumulados publicados a tiempo en el Sistema Interconectado Nacional (DAPT_SIN):Área pública del Sistema de información del Mercado/Mercado de Energía de Corto Plazo / Mercado del Día en Adelanto/ Precios de Energía y Servicios Conexos. Seleccionar el Reporte de Precios Marginales Locales MDA, periodicidad:Diaria, Sistema: SIN y Día de Operación; para realizar la consulta de los PML descarga el archivo cvs que contiene fecha y hora de publicación. ; Días calendario transcurridos en el periodo considerado (DCP_SIN):Se consideran todos los días calendario transcurridos en el periodo, descontando los días en los que se haya presentado una suspensión del MDA. Las suspensiones se pueden consultar en: Área pública del Sistema de información del Mercado / Avisos y notas informativas del SEN y MEM. Liga de acceso directo: https://www.cenace.gob.mx/APS/IM.aspx

Actividad								
Objetivo			Orden			Supuestos		
Emisión de estados de cuenta a integrantes de la industria			1			Los integrantes de la industria realizan oportunamente los cobros y pagos por las transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista.		
Indicador	Definición	Método de Calculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Porcentaje de publicación oportuna, conforme a la normatividad aplicable, de los estados de cuenta diarios (OPECD)	El objetivo es verificar la publicación oportuna, conforme a la normatividad aplicable, de los estados de cuenta diarios que generan los cobros y pagos de las transacciones del Mercado Eléctrico Mayorista. Este indicador se evaluará en porcentaje para cada mes, considerando el 100% el total de semanas al año en curso.	Porcentaje de publicación en tiempo de estados de cuenta diarios (OPECD)= $((TOTSEM-INC)/TOTSEM)*100$ Donde: INC: Número de semanas en las que se presentaron incidencias al no publicarse de manera oportuna los estados de cuenta. TOTSEM: Total de Semanas al año (52 semanas).	Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficacia	Mensual	Número de semanas en las que se presentaron incidencias al no publicarse de manera oportuna los estados de cuenta (INC):Reportes Automatizados de Liquidaciones/Indicador/Archivo: Actividad_EC_MIR_2023_[mes de corte]2023_[Fecha de consulta].xslm proveniente de la base de datos del Sistema Integral de Gestión de Garantías, Estados de Cuenta y Facturas (SIGGEF). A cargo de la Unidad de Operaciones Comerciales del Mercado Eléctrico Mayorista adscrita a la Subdirección de Contratos y Operaciones Comerciales del Mercado Eléctrico Mayorista.
Objetivo			Orden			Supuestos		
Mantenimiento de variables eléctricas dentro de sus límites operativos			1			Los participantes del mercado, transportista y distribuidor ejecutan en tiempo y forma las instrucciones emitidas por el CENACE.		
Indicador	Definición	Método de Calculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Porcentaje de cumplimiento de la reserva operativa (PCRO)	Valor (ponderado) que indica el porcentaje del tiempo que se cumplió con el criterio de Confiabilidad de reserva operativa (reserva rodante más reserva no rodante) durante el periodo de referencia.	Porcentaje de cumplimiento de la reserva operativa (PCRO)= $(TCRO/TTM)*100$ Donde: TCRO=Tiempo de Cumplimiento de Reserva Operativa. TTM: Tiempo total de minutos del periodo.	Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficiencia	Mensual	Tiempo de Cumplimiento de Reserva Operativa (TCRO):Sistema de Evaluación de Indicadores (EVALIN) / PCRO / ReporteGerencial: Archivo en Excel PCRO_Gerencial_SEN.xlsx, proveniente de la base de datos de las Mediciones SCADA/EMS histórico. El sistema EVALIN se encuentra a cargo de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema.; Tiempo total de minutos del periodo (TTM):Sistema de Evaluación de Indicadores (EVALIN) / PCRO / ReporteGerencial: Archivo en Excel PCRO_Gerencial_SEN.xlsx, proveniente de la base de datos de las Mediciones SCADA/EMS histórico. El sistema EVALIN se encuentra a cargo de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema.

Objetivo			Orden			Supuestos		
Mantenimiento de variables eléctricas dentro de sus límites operativos			1			Los participantes del mercado, transportista y distribuidor ejecutan en tiempo y forma las instrucciones emitidas por el CENACE.		
Indicador	Definición	Método de Cálculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
Porcentaje de cumplimiento de calidad de frecuencia (ICF)	Valor que indica el porcentaje de tiempo que la frecuencia eléctrica estuvo dentro de la banda de control en el Sistema Interconectado Nacional. El porcentaje se obtiene al dividir el tiempo contabilizado en segundos en que la frecuencia estuvo dentro de la banda de control establecida durante un periodo determinado entre el número total de segundos del periodo. El resultado es posteriormente multiplicado por 100 para obtener un porcentaje. El ICF corresponde a los valores de la Gerencia del Centro Nacional (CENAL) y cuando corresponda a la Gerencia del Centro Alterno (CENALTE). La banda de control utilizada es 59.85-60.15 Hz.	Porcentaje de cumplimiento de calidad de frecuencia (ICF) = $\frac{TTDB}{TT} \times 100$ Donde: TTDB = Tiempo Total Dentro de la Banda de Control. TT = Tiempo Total del periodo de referencia	Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficacia	Mensual	Tiempo total dentro de la banda de control (TTDB): Sistema de Evaluación de Indicadores (EVALIN) / ICF / Reporte Gerencial: Archivo en Excel ICF_Gerencial_SEN.xlsx, proveniente de la base de datos de las Mediciones SCADA/EMS histórico. El sistema EVALIN se encuentra a cargo de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema.; Tiempo Total del periodo de referencia (TT): Sistema de Evaluación de Indicadores (EVALIN) / ICF / Reporte Gerencial: Archivo en Excel ICF_Gerencial_SEN.xlsx, proveniente de la base de datos de las Mediciones SCADA/EMS histórico. El sistema EVALIN se encuentra a cargo de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema.
Índice de Calidad de Voltaje (ICV)	Es el valor promedio del tiempo en el que la magnitud del voltaje de los nodos declarados por cada Gerencia y Subgerencia de control como nodos controlados estuvo fuera de la banda de control establecida (+/- 3%) tomando como referencia un valor de voltaje que se determina con base a estudios del comportamiento de la red eléctrica perteneciente al ámbito operativo que corresponda. El índice se obtiene al dividir el tiempo contabilizado en horas en que la magnitud del voltaje de los nodos de control pertenecientes a los niveles de tensión de 400 kV, 230 kV, 161kV, 138kV, 115kV, 85kV, y 69kV (de acuerdo a como corresponda) estuvo fuera de la banda de control establecida, durante un periodo determinado, entre la cantidad de nodos de control (de acuerdo a como corresponda) previamente establecidos. Entendiendo como nodo de control o controlado aquel cuya magnitud de voltaje es monitoreada a través del equipo de control supervisorio desde un centro de control.	Índice de Calidad de Voltaje (ICV) = $\frac{TFBV}{NNC}$ Donde: TFBV: Tiempo fuera de la banda de voltaje. NNC: Número de nodos con control de voltaje.	Relativo	Horas	Gestión	Eficacia	Mensual	Número de nodos de control (NNC): Sistema de Evaluación de Indicadores (EVALIN) / ICV / Reporte Gerencial: Archivo en Excel ICV_Gerencial_SEN.xlsx, proveniente de la base de datos de las Mediciones SCADA/EMS histórico. El sistema EVALIN se encuentra a cargo de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema.; Tiempo fuera de la banda (TFBV): Sistema de Evaluación de Indicadores (EVALIN) / ICV / Reporte Gerencial: Archivo en Excel ICV_Gerencial_SEN.xlsx, proveniente de la base de datos de las Mediciones SCADA/EMS histórico. El sistema EVALIN se encuentra a cargo de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema.

Actividad										
Objetivo			Orden				Supuestos			
Elaboración de estudios para la interconexión de centrales eléctricas y conexión de centros de carga			1				Los interesados en realizar estudios de interconexión y conexión entregan en tiempo la información necesaria para su elaboración.			
Indicador	Definición	Método de Cálculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador		Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación	
Porcentaje de atención en tiempo de solicitudes de estudio (ICASE)	El indicador busca mostrar la eficacia en la atención de solicitudes de estudios de interconexión y conexión. El indicador se construye al dividir el total de solicitudes de estudio atendidas en el tiempo establecido por la normativa vigente, entre el total de solicitudes recibidas por atenderse en el trimestre. Cabe señalar que durante el proceso de interconexión y conexión se determinan las obras necesarias y los instrumentos contractuales que deberá cumplir el solicitante de una interconexión de fuente de energía o de una conexión de centro de carga a las redes eléctricas.	Porcentaje de atención en tiempo de solicitudes de estudio (ICASE)= (NEDT/NTES)*100 Donde: NEDT: Número de estudios de interconexiones más conexiones atendidos dentro del tiempo establecido por la normativa vigente. NTES: Número total de estudios de interconexiones más conexiones solicitados por atenderse en el trimestre.		Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficacia	Trimestral	Número total de estudios de interconexiones más conexiones solicitados por atenderse en el trimestre (NTES): Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC). El SIASIC es un sistema que permite recibir las solicitudes de estudios de conexión e interconexión por parte de los interesados, en este sistema se muestra el seguimiento y los avances que tienen los estudios hasta tener el resultado final de los mismos. El responsable de este sistema es la Subdirección de Planeación adscrita a la Dirección de Operación y Planeación del Sistema. ; Número de estudios de interconexiones más conexiones atendidos dentro del tiempo establecido por la normativa vigente (NEDT): Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC). El SIASIC es un sistema que permite recibir las solicitudes de estudios de conexión e interconexión por parte de los interesados, en este sistema se muestra el seguimiento y los avances que tienen los estudios hasta tener el resultado final de los mismos. El responsable de este sistema es la Subdirección de Planeación adscrita a la Dirección de Operación y Planeación del Sistema.	