



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							
Objetivo			Fin			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 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 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.	Porcentaje de cumplimiento del Margen de Reserva Operativo del Sistema Interconectado Nacional (PMROSIN) = (DCMRO/NDA) x 100 (%). Dónde: 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	Número de días del periodo analizado (NDA): Mediciones registradas en el Sistemas de Control y Adquisición de Datos- Sistemas de Administración de Energía (SCADA/EMS histórico) a cargo de la Dirección de Tecnologías de Información y Comunicaciones del CENACE. ; Días con cumplimiento del Margen de reserva operativo en su demanda máxima (DCMRO): Mediciones registradas en el Sistemas de Control y Adquisición de Datos- Sistemas de Administración de Energía (SCADA/EMS histórico) a cargo de la Dirección de Tecnologías de Información y Comunicaciones del CENACE.



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 Cálculo	Tipo de Valor de la Meta	Unidad de Medida	Tipo de Indicador	Dimensión del Indicador	Frecuencia de Medición	Medios de Verificación
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, el CENACE 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 y con ello el operador en turno se ve obligado a modificar el despacho establecido con el objeto de garantizar la satisfacción de la demanda, cumpliendo en todo momento con los requerimientos de confiabilidad del sistema. Para que el operador pueda tomar las decisiones correctas, es necesario que cuente con información precisa de pronósticos de demanda, mediciones de las condiciones del sistema e información de la capacidad disponible de las centrales despachables. De esta forma, 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. Con base en lo anterior, 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 generación 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 para 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 ajustada del despacho de generación del Mercado de Día en Adelanto (EEMDA_AJUST): Bases de datos del proceso de Liquidaciones, a cargo de la Subdirección de Contratos y Operaciones Comerciales del CENACE y perteneciente a la Consola de Liquidaciones.; Eficiencia económica del despacho de generación del Mercado del Día en Adelanto (EEMDA): Bases de datos del proceso de Liquidaciones, a cargo de la Subdirección de Contratos y Operaciones Comerciales del CENACE y perteneciente a la Consola de Liquidaciones.



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 debe realizar el control operativo, es decir, emitir instrucciones a los integrantes de la industria eléctrica, que permitan mantener un flujo constante en la entrega de energía para atender los requerimientos de los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En algunas ocasiones, se pueden emitir instrucciones incorrectas 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 $(PEESEN) = (CUSEN / (CUSEN + ENEI)) * 100$ Donde: CUSEN: Consumo neto de los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional. ENEI: Energía no entregada por instrucciones incorrectas del personal del CENACE.	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Anual	Consumo neto de los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional (CUSEN): Medio interno de difusión de series estadísticas institucionales denominado Mirador Estadístico a cargo de la Unidad de Control de Gestión adscrita a la Dirección de Estrategia y Normalización del CENACE.; Energía no entregada por instrucciones incorrectas del personal del CENACE (ENEI): Medio interno de difusión de series estadísticas institucionales denominado Mirador Estadístico a cargo de la Unidad de Control de Gestión adscrita a la Dirección de Estrategia y Normalización del 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 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, factibles de evaluarse para el periodo observado. NPINS: Número de proyectos instruidos al año de evaluación.	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Anual	Número de proyectos con problemas operativos identificados adecuadamente factibles de evaluarse para el periodo observado (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 desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).



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):Resguardo documental sobre 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):Resguardo documental sobre 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.



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 Cálculo	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 el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ,o parte de él, operó por responsabilidad del CENACE en Estado Operativo Normal, de acuerdo a lo definido en el Manual de Estados Operativos del SEN. En este Estado, el SEN se opera con suficientes márgenes de reserva en generación, transmisión y transformación, para cumplir con el concepto de seguridad ante las posibles contingencias sencillas que se pudieran presentar. En condiciones posteriores a una contingencia, el equipo eléctrico debe mantenerse operando dentro de sus límites permisibles tanto operativos como de diseño. El índice se obtiene al dividir el tiempo total en que el SEN o parte de él operó por responsabilidad del CENACE en Estado Operativo Normal en un periodo determinado entre el tiempo total del periodo. El resultado es multiplicado posteriormente por 100 para obtener un porcentaje.	Porcentaje de operación en estado normal (IOEN)=(TOEN/TT)*100 Donde: TOEN: Tiempo Operativo en Estado Normal. TT: Tiempo total del periodo en segundos.	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Calidad	Mensual	Tiempo Operativo en Estado Normal (TOEN):Mediciones SCADA/EMS histórico (Sistemas de Control y Adquisición de Datos-Sistemas de Administración de Energía)-Dirección de Tecnología de la Información y Comunicaciones.; Tiempo total del periodo en segundos (TT):Mediciones SCADA/EMS histórico (Sistemas de Control y Adquisición de Datos-Sistemas de Administración de Energía)-Dirección de Tecnología de la Información y Comunicaciones.



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 (OEPML_SIN)	El Mercado Eléctrico Mayorista operado refiere a las actividades que realiza el CENACE para garantizar el funcionamiento del mismo, en donde los participantes del mercado llevan a cabo transacciones de compra-venta de energía eléctrica, servicios conexos y demás productos que se requieran para el funcionamiento óptimo del SEN en los distintos horizontes temporales de operación en función de los intereses nacionales. Por lo anterior, resulta relevante medir el componente Mercado eléctrico mayorista operado con el indicador Porcentaje de emisión en tiempo de los precios marginales locales del mercado de día en adelante 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 del mercado de día en adelante se haya realizado en tiempo de acuerdo a la normatividad aplicable para la liquidación de los participantes del mercado. 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 $(OEPML_SIN) = (DAPT_SIN / DCP_SIN) * 100$ Donde: DAPT_SIN: Días acumulados publicados a tiempo. DCP_SIN: Días calendario transcurridos en el periodo considerado.	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Trimestral	Días calendario transcurridos en el periodo considerado (DCP_SIN): Registro de publicación de los Precios Marginales Locales en la página WEB del CENACE: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/PreciosEnergiaSisMEM.aspx Al ingresar al portal, se deberá seleccionar la opción MDA-Diarios para poder consultar los precios publicados, estos se encuentran disponibles en formato CSV, PDF y HTML. ; Días acumulados publicados a tiempo en el Sistema Interconectado Nacional (DAPT_SIN): Registro de publicación de los Precios Marginales Locales en la página WEB del CENACE: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/PreciosEnergiaSisMEM.aspx Al ingresar al portal, se deberá seleccionar la opción MDA-Diarios para poder consultar los precios publicados, estos se encuentran disponibles en formato CSV, PDF y HTML.



Objetivo			Actividad			Supuestos		
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 en tiempo de estados de cuenta diarios (OPECD)	El objetivo es verificar la publicación oportuna 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): El Sistema Integral de Gestión de Garantías, Estados de Cuenta y Facturas (SIGGEF) es el sistema financiero del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), por medio del cual diversas áreas del CENACE realizan diferentes funciones financieras de acuerdo a sus competencias. Esta información se resguarda por la Unidad de Operaciones Comerciales del Mercado Eléctrico Mayorista y se tiene un respaldo de la misma a través de la Unidad de Aplicaciones de Tecnologías de Información y Comunicaciones.



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 (59.85-60.15 Hz). El índice 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).	Porcentaje de cumplimiento de calidad de frecuencia (ICF)= $(TTDB/TT)*100$ 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): Mediciones SCADA/EMS histórico (Sistemas de Control y Adquisición de Datos-Sistemas de Administración de Energía)-Dirección de Tecnología de la Información y Comunicaciones.; Tiempo Total del periodo de referencia (TT): Mediciones SCADA/EMS histórico (Sistemas de Control y Adquisición de Datos-Sistemas de Administración de Energía)-Dirección de Tecnología de la Información y Comunicaciones.
Índice de Calidad de Voltaje (ICV)	Es el valor promedio de tiempo en que el voltaje de los nodos definidos (400, 230, 161, 138,115, 85 y 69 kV) estuvo fuera de la banda de control establecida (+/- 3%) en un período determinado. El índice se obtiene al dividir el tiempo contabilizado en horas en que el voltaje de 400 kV, 230 kV, 161kV, 138kV, 115kV, 85kV, y 69kV (de acuerdo a como corresponda) de un nodo estuvo fuera de la banda de control establecida en base a estudios, durante un período determinado entre el número de nodos con control de voltaje de 69kV a 400kV (de acuerdo a como corresponda) previamente establecidos. Entendiendo como nodo controlado aquel que es supervisado a través del equipo de control supervisorio desde un centro de control.	Índice de Calidad de Voltaje (ICV)=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): Mediciones SCADA/EMS histórico (Sistemas de Control y Adquisición de Datos-Sistemas de Administración de Energía)-Dirección de Tecnología de la Información y Comunicaciones.; Tiempo fuera de la banda (TFBV): Mediciones SCADA/EMS histórico (Sistemas de Control y Adquisición de Datos-Sistemas de Administración de Energía)-Dirección de Tecnología de la Información y Comunicaciones.



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. El valor se obtiene al dividir el número de minutos en que la Reserva Operativa Real fue mayor o igual al 6% de la demanda en un periodo determinado, o los criterios específicos para los Sistemas Baja California (BCA), Baja California Sur (BCS) y Mulegé establecidos en las Reglas del Mercado, entre el número minutos de horas del periodo de referencia. El resultado es posteriormente multiplicado por 100.	Porcentaje de cumplimiento de la reserva operativa (PCRO)=(TCRO/TTM)*100 Donde: TCRO= Número de minutos en que la Reserva Operativa Real fue mayor o igual al 6% de la demanda en un periodo determinado, o los criterios específicos para los Sistemas BCA, BCS y Mulegé establecidos en las Reglas del Mercado. TTM: Tiempo total de minutos del periodo.	Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficiencia	Mensual	Tiempo total de minutos del periodo (TTM): Mediciones SCADA/EMS histórico (Sistemas de Control y Adquisición de Datos-Sistemas de Administración de Energía)- Dirección de Tecnología de la Información y Comunicaciones.; Número de minutos en que la Reserva Operativa Real fue mayor o igual al 6% de la demanda en un periodo determinado, o los criterios específicos para los Sistemas BCA, BCS y Mulegé establecidos en las Reglas del Mercado (TCRO): Mediciones SCADA/EMS histórico (Sistemas de Control y Adquisición de Datos-Sistemas de Administración de Energía)- Dirección de Tecnología de la Información y Comunicaciones.



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 Calculo	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 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. ; 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.