

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			Orden			Supuestos		
Contribuir a optimizar la operación y expansión de infraestructura eléctrica nacional, mediante la planeación y operación óptima del Sistema Eléctrico Nacional en un ambiente de libre competencia.			1			Entorno económico y social favorables.		
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
Margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional	Es un indicador que permite medir dos elementos: a) Si la demanda máxima nacional de electricidad está siendo satisfecha con la capacidad instalada y b) El nivel de holgura que tiene la CFE luego de atender la demanda máxima. Este indicador entonces refleja también las necesidades futuras de generación en función al crecimiento de la demanda	Margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional (MRSIN) = (RCD/DMSIN) x 100 (%). Dónde: RCD= Recursos de Capacidad Disponibles; DMSIN: Demanda Máxima de Sistema Interconectado Nacional. Este indicador se calcula mes a mes y el total a reportar es aquel que resulta en el día de mayor demanda en el año	Absoluto	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Anual	..Comisión Federal de Electricidad
Objetivo			Propósito			Supuestos		
El Sistema Eléctrico Nacional tiene una operación y planeación óptima en un ambiente de libre competencia			1			Existe un mercado eléctrico competitivo que permite satisfacer las demandas de energía presentes y futuras a un costo óptimo monetario y ambiental conforme a la infraestructura planeada.		
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
Índice de optimización en la operación del Sistema Eléctrico Nacional	El logro del propósito debe ser medido por una evaluación que brinde elementos del desempeño de la institución y mediante la cual se definan los aspectos metodológicos para la definición del indicador.	Síntesis de la operacionalización de la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en la operación del sistema eléctrico nacional.	Relativo	OTRO	Estratégico	Eficacia	Anual	
Objetivo			Orden			Supuestos		
Planeación de la expansión de la red nacional de transmisión y las redes generales de distribución y acceso abierto desarrollada.			1			Los proyectos aprobados 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.		
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 aprobación de propuesta de proyectos de inversión	inversión en proyectos de ampliación y modernización para la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista etiquetados para instruirse, propuestos por el CENACE a la SENER y a la CRE, que han sido aprobados para ejecución durante el periodo t. El indicador se construye al dividir los costos de inversión en proyectos que han sido aprobados para ejecución durante el periodo de referencia entre los costos de inversión en total de proyectos de infraestructura definidos por el CENACE con la etiqueta para instruirse. El resultado es posteriormente multiplicado por 100 para obtener un porcentaje.	$CPIA_t = (CIPMEM_t / CITP_t) * 100$	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Anual	CIPMEM_t: Documento del Programa de Ampliación y Modernización a cargo de la Subdirección de Planeación del CENACE.; CITP_t: Documento del Programa de Ampliación y Modernización a cargo de la Subdirección de Planeación 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
Índice de cumplimiento de atención de solicitudes de estudio	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 tiempo entre el total de solicitudes recibidas. 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.	$ICASE = (NEDT/NTES) * 100$	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Trimestral	NEDT: Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC); NTES: Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC)

Objetivo			Orden			Supuestos		
Sistema Eléctrico Nacional con control operativo ejecutado.			2			El sistema opera sin alteraciones en su infraestructura o fallas inesperadas provocadas por fenómenos sociales o naturales, de los cuales se mencionan de manera enunciativa, más no limitativa, los siguientes: huelgas, vandalismo, delincuencia, terremoto, inundación, huracanes, tormentas, etc.		
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
Índice 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	$IOEN = (TOEN/TT) * 100$	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Calidad	Mensual	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; 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
Objetivo			Orden			Supuestos		
Operación del mercado eléctrico mayorista realizada			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
Oportunidad en la emisión de los precios marginales locales del mercado de día en adelante del Sistema Interconectado Baja California	El indicador busca medir 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 llevar a cabo 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.	$OEPM_{BCA} = (DAPT_BCA/DCP_BCA) * 100$	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Trimestral	DCP_BCA: Registro de publicación. Página WEB del CENACE: http://www.cenace.go.b.mx/SIM/VISTA/REP/ORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx ; DAPT_BCA: Registro de publicación. Página WEB del CENACE: http://www.cenace.go.b.mx/SIM/VISTA/REP/ORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx
Oportunidad en la emisión de los precios marginales locales del mercado de día en adelante del Sistema Interconectado Nacional.	El indicador busca medir 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 llevar a cabo 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.	$OEPM_{SIN} = (DAPT_SIN/DCP_SIN) * 100$	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Trimestral	DAPT_SIN: Registro de publicación. Página WEB del CENACE: http://www.cenace.go.b.mx/SIM/VISTA/REP/ORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx ; DCP_SIN: Registro de publicación. Página WEB del CENACE: http://www.cenace.go.b.mx/SIM/VISTA/REP/ORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx
Oportunidad en la emisión de los precios marginales locales del mercado de día en adelante del Sistema Interconectado Baja California Sur	El indicador busca medir 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 llevar a cabo 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.	$OEPM_{BCS} = (DAPT_BCS/DCP_BCS) * 100$	Relativo	Porcentaje	Estratégico	Eficacia	Trimestral	DCP_BCS: Registro de publicación. Página WEB del CENACE: http://www.cenace.go.b.mx/SIM/VISTA/REP/ORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx ; DAPT_BCS: Registro de publicación. Página WEB del CENACE: http://www.cenace.go.b.mx/SIM/VISTA/REP/ORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx
Objetivo			Actividad			Supuestos		
Control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y acciones del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en tiempo real			1			Los participantes del mercado, transportistas y distribuidor acatan 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
Reserva operativa	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.	$RO = (TCRO/TTM) * 100$	Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficiencia	Mensual	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; 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

Índice de Calidad de Voltaje (ICV)	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.	ICV_integrado=TFBV_integrado/NN C_integrado	Relativo	Horas	Gestión	Eficacia	Mensual	NNC_integrado:Mediciones SCADA/EMS histórico (Sistemas de Control y Adquisición de Datos-Sistemas de Administración de Energía)-Dirección de Tecnología de la Información y Comunicaciones; TFBV_integrado: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 Frecuencia (ICF)	porcentaje de tiempo que la frecuencia eléctrica estuvo dentro de la banda de control (59.80-60.20 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 se pondera con los valores correspondientes a los Sistemas Interconectado Nacional (98.9%), Sistema de Baja California Sur (1%) y Sistema Interconectado Mulegé (0.1%), de acuerdo a su demanda máxima.	ICF= (Suma(TTDB)/TT)*100	Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficacia	Mensual	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; 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		
Emisión del programa de ampliación y modernización de la RNT y de la RGD que correspondan al MEM.			1			Se cuenta con la aprobación, por parte de SENER, de los proyectos que permiten satisfacer la demanda creciente de energía eléctrica del país, y contar con la ampliación y modernización continua de la red nacional de transmisión y de las redes generales de distribución.		
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
Índice de oportunidad de la entrega del Programa para la Ampliación y la Modernización	El indicador muestra el cumplimiento del atributo del numeral II del artículo 9 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) en la entrega de los programas de ampliación y la modernización de la Ley Nacional de Transmisión y de los elementos de las redes generales de distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista (PAM) con respecto al último día hábil del mes de febrero del ejercicio en curso, el cual se divide entre el total de días hábiles de dicho mes.	IOE= NDH/ 20	Relativo	Índice	Gestión	Calidad	Anual	NDH :Acuse de Oficio de entrega del PAM en el archivo de correspondencia de la Dirección de Operación y Planeación del Sistema
Objetivo			Orden			Supuestos		
Ejecución del gasto			1			Los términos de operación que se proponen a las compañías reguladoras de Energía (CRE) para el CENACE permiten satisfacer los gastos previstos para financiar los recursos humanos, proyectos, estudios y/o infraestructura programados, para que se desarrollen con la calidad y oportunidad deseadas. Asimismo, la demanda de energía se comporta conforme a lo planeado.		
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 efectividad del gasto	Se refiere a la capacidad que la institución tiene sobre la ejecución de sus recursos asignados. El indicador se obtendrá al dividir el presupuesto total ejercido por el CENACE entre el presupuesto autorizado a la institución.	PEG=(PE/PA)*100	Relativo	Porcentaje	Gestión	Economía	Mensual	PE:Sistema de Información Financiera SAP a cargo de la Dirección de Administración y Finanzas del CENACE; PA:Calendarización del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF).
Objetivo			Orden			Supuestos		
Emisión de estados de cuenta a integrantes de la industria.			1			Los mecanismos de medición operan sin afectaciones en su infraestructura o fallas inesperadas provocadas por fenómenos sociales o naturales, de los cuales se mencionan de manera enunciativa, más no limitativa, los siguientes: huelgas, vandalismo, delincuencia, terremoto, inundación, huracanes, tormentas, etc.		
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
Oportunidad en la publicación de estados de cuenta diarios	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, permitiendo una desviación del 10% anual como meta propuesta.	OPECD= ((TOTSEM-INC)/TOTSEM)*100	Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficacia	Mensual	INC:Sistema Integral de Gestión de Garantías, Estados de Cuenta y Facturas (SIGGEF).
Objetivo			Orden			Supuestos		
Información y capacitación al Mercado Eléctrico Mayorista			2			Los participantes del mercado y demás interesados implementan y usan los conocimientos e información adquiridos para poder realizar operaciones en el mercado eléctrico.		
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 participantes del mercado y demás interesados que acreditan el curso básico del mercado eléctrico mayorista	CENACE tiene el objetivo de capacitar en temas del Mercado Eléctrico Mayorista a los Participantes del Mercado, autoridades y otras personas que lo requieran. Este indicador evalúa la eficacia del servicio de capacitación que ofrece Cenace a los Participantes y demás interesados para que éstos tengan los conocimientos necesarios de la estructura, instrumentos y conceptos principales del Mercado Eléctrico Mayorista, así como el entrenamiento mínimo para participar en el mercado. La calificación mínima para acreditar el curso básico del mercado es de 85 de un máximo de 100 puntos. El porcentaje se obtiene al dividir el número de participantes del mercado y demás interesados que acreditaron el curso básico en el periodo t entre el número de total de participantes del mercado y demás interesados que tomaron el curso básico en el mismo periodo de referencia.	PPMI=(NPMI/NT)*100	Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficacia	Semestral	NPMI:Registros de inscripción, listas de asistencias y base de datos del campus virtual del CENACE en resguardo de la Subdirección de Diseño del Mercado Eléctrico Mayorista adscrita a la Dirección de Administración del MEM.; NT:Registros de inscripción, listas de asistencias y base de datos del campus virtual del CENACE en resguardo de la Subdirección de Diseño del Mercado Eléctrico Mayorista adscrita a la Dirección de Administración del MEM.

Objetivo		Orden				Supuestos		
Planeación operativa		2				El Sistema Eléctrico Nacional cuenta con recursos de generación y de transmisión para afrontar la demanda máxima de energía eléctrica y operar con los márgenes de reservas establecidos en el código de red en los horizontes de planeación.		
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
Índice de Reserva de Planeación del Sistema Interconectado Baja California.	El indicador mide el cumplimiento al Criterio de Reserva de Planeación, el cual está establecido en el Código de Red. Este indicador permite prever si el Sistema Eléctrico dispondrá de suficientes recursos de generación para mantener la confiabilidad del suministro en el horizonte de Planeación Operativa del SEN. El indicador se obtiene al dividir el monto de Reserva de Planeación entre la Demanda Máxima Coincidente, ambos previstos en el horizonte de Planeación Operativa para cada Sistema Interconectado. La razón obtenida se multiplica por 100 para expresarla en porcentaje. Para 2017, se espera que el indicador sea mayor o igual a 15%. La Reserva de Planeación indica la capacidad del Sistema Eléctrico para suministrar la demanda en el horizonte de Planeación Operativa del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), afrontando escenarios de riesgo operativo que deriven en problemas de desbalance carga-generación, tanto inherentes al proceso eléctrico como a causas exógenas. El pronóstico de la demanda regional y por sistema eléctrico se compara con los registros históricos de la operación real, su evaluación se realiza con base en un índice de desviación porcentual que permite verificar la calidad del pronóstico.	$IRP_BCA = (RP_BCA / DMC_BCA) * 100$	Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficacia	Mensual	DMC_BCA: Explotación de información de los pronósticos regionales de demanda del SEN en resguardo de la Subdirección de Servicios de Ingeniería de la Operación del CENACE.; RP_BCA: Explotación de resultados de los modelos de red eléctrica y de planeación de recursos de generación en resguardo de la Subdirección de Servicios de Ingeniería de la Operación del CENACE.
Índice de Reserva de Planeación del Sistema Interconectado Baja California Sur.	El indicador mide el cumplimiento al Criterio de Reserva de Planeación, el cual está establecido en el Código de Red. Este indicador permite prever si el Sistema Eléctrico dispondrá de suficientes recursos de generación para mantener la confiabilidad del suministro en el horizonte de Planeación Operativa del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El indicador se obtiene al dividir el monto de Reserva de Planeación entre la Demanda Máxima Coincidente, ambos previstos en el horizonte de Planeación Operativa para cada Sistema Interconectado. La razón obtenida se multiplica por 100 para expresarla en porcentaje. Para 2017, se espera que el indicador sea mayor o igual a 15%. La Reserva de Planeación indica la capacidad del Sistema Eléctrico para suministrar la demanda en el horizonte de Planeación Operativa del SEN, afrontando escenarios de riesgo operativo que deriven en problemas de desbalance carga-generación, tanto inherentes al proceso eléctrico como a causas exógenas. El pronóstico de la demanda regional y por sistema eléctrico se compara con los registros históricos de la operación real, su evaluación se realiza con base en un índice de desviación porcentual que permite verificar la calidad del pronóstico.	$IRP_BCS = (RP_BCS / DMC_BCS) * 100$	Relativo	Porcentaje	Gestión	Eficacia	Mensual	DMC_BCS: Explotación de información de los pronósticos regionales de demanda del SEN en resguardo de la Subdirección de Servicios de Ingeniería de la Operación del CENACE.; RP_BCS: Explotación de resultados de los modelos de red eléctrica y de planeación de recursos de generación en resguardo de la Subdirección de Servicios de Ingeniería de la Operación del CENACE.

<p>Índice de Reserva de Planeación del Sistema Interconectado Nacional</p>	<p>El indicador mide el cumplimiento al Criterio de Reserva de Planeación, el cual está establecido en el Código de Red. Este indicador permite prever si el Sistema Eléctrico dispondrá de suficientes recursos de generación para mantener la confiabilidad del suministro en el horizonte de Planeación Operativa del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El indicador se obtiene al dividir el monto de Reserva de Planeación entre la Demanda Máxima Coincidente, ambos previstos en el horizonte de Planeación Operativa para cada Sistema Interconectado. La razón obtenida se multiplica por 100 para expresarla en porcentaje. Para 2017, se espera que el indicador sea mayor o igual a 13%. La variable de Reserva de Planeación (RP) indica la capacidad del Sistema Eléctrico para suministrar la demanda en el horizonte de Planeación Operativa del SEN, afrontando escenarios de riesgo operativo que deriven en problemas de desbalance carga-generación, tanto inherentes al proceso eléctrico como a causas exógenas. El pronóstico de la demanda regional y por sistema eléctrico se compara con los registros históricos de la operación real, su evaluación se realiza con base en un índice de desviación porcentual que permite verificar la calidad del pronóstico.</p>	<p>$IRP_SIN=(RP_SIN/DMC_SIN)*100$</p>	<p>Relativo</p>	<p>Porcentaje</p>	<p>Gestión</p>	<p>Eficacia</p>	<p>Mensual</p>	<p>DMCSIN:Explotación de información de los pronósticos regionales de demanda del SEN en resguardo de la Subdirección de Servicios de Ingeniería de la Operación del CENACE.; RP_sin:Explotación de resultados de los modelos de red eléctrica y de planeación de recursos de generación en resguardo de la Subdirección de Servicios de Ingeniería de la Operación del CENACE.</p>
--	--	---	-----------------	-------------------	----------------	-----------------	----------------	---