

# República de Panamá

## AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS



Resolución AN No. 8234/Elec

Panamá, 14 de enero de 2015

"Por la cual se aprueba la modificación a la Metodología para Normar el Intercambio de Información para la elaboración de los Informes de Eventos en el Sistema de Interconectado Nacional".

**EL ADMINISTRADOR GENERAL**  
en uso de sus facultades legales,

### CONSIDERANDO:

1. Que mediante el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006, se reestructuró el Ente Regulador de los Servicios Públicos, bajo el nombre de Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, como organismo autónomo del Estado, con competencia para regular y controlar la prestación de los servicios públicos de abastecimiento de agua potable, alcantarillado sanitario, telecomunicaciones, electricidad, radio y televisión, así como los de transmisión y distribución de gas natural;
2. Que la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, modificada por el Decreto Ley 10 de 26 de febrero de 1998, "Por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la Prestación del Servicio Público de Electricidad", establece el régimen al que se sujetarán las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, destinadas a la prestación del servicio público de electricidad;
3. Que el numeral 1 del artículo 9 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, le atribuye a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos la función de regular el ejercicio de las actividades del sector de energía eléctrica, para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos y de viabilidad financiera, así como propiciar la competencia en el grado y alcance definidos por la mencionada Ley e intervenir para impedir abusos de posición dominante de los agentes del mercado;
4. Que en atención a lo dispuesto en los artículos 60 y 62 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante Resolución No. JD-947 de 10 de agosto de 1998 y sus modificaciones, aprobó el Reglamento de Operación que compila los principios, criterios y procedimientos establecidos para realizar el planeamiento, la coordinación y la ejecución de la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN);
5. Que el numeral NGD.1.9 del Reglamento de Operación señala que: "*El CND elaborará los manuales detallados de procedimiento o las Metodologías que sean necesarias para llevar a cabo las funciones de operación integrada del SIN que le asignan la Ley y las reglamentaciones vigentes, siguiendo el procedimiento establecido en el numeral 15.4 de las Reglas Comerciales.*"
6. Que el Centro Nacional de Despacho (en adelante CND) elaboró y presentó al Comité Operativo la metodología denominada "Metodología para Normar el Intercambio de Información para la elaboración de los Informes de Eventos en el Sistema Interconectado Nacional", la cual después de discusión en cuatro sesiones del Comité Operativo, fue aprobado el 2 de diciembre de 2008;
7. Que mediante Resolución AN No. 5448-Elec de 23 de julio de 2012, esta Autoridad Reguladora, aprobó con modificaciones la "Metodología para Normar el Intercambio de Información para la elaboración de los Informes de Eventos en el Sistema Interconectado Nacional"
8. Que mediante nota ETE-DCND-002-2014 de 7 de enero de 2014, y en cumplimiento del literal c del numeral 15.4.1.7 de las Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad, el Centro Nacional de Despacho, remitió a la

*[Handwritten signature]*



Resolución AN No. 8234-Elec  
Panamá, 14 de enero de 2015  
Página 2 de 2

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, el Informe Final de Metodología No. CND-01-2014, de la Propuesta de Modificación de Metodología de Detalle para Normar el Intercambio de Información para la Elaboración de Informes de Eventos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN);

9. Que esta Autoridad Reguladora, al revisar y analizar la propuesta de modificación de la precitada Metodología, consideró necesario realizarle modificaciones, por lo que en cumplimiento del numeral 15.4.1.8 de las Reglas Comerciales, mediante nota DSAN No.1106-14 de 26 de abril de 2014, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, devolvió para comentarios al Comité Operativo la referida Metodología con los cambios sugeridos;
10. Que mediante nota CO-009-2014 de 9 de mayo de 2014, recibida por esta Autoridad Reguladora, el 12 de mayo de 2014, el Comité Operativo, en respuesta a la nota DSAN No.1106-14, remitió los comentarios a las modificaciones realizadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos a la Propuesta de Modificación de Metodología de Detalle para Normar el Intercambio de Información para la Elaboración de Informes de Eventos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), presentado por el CND mediante el Informe Final de Metodología No. CND-01-2014;
11. Que en atención a las consideraciones que se dejan en los párrafos que anteceden, y conforme a lo establecido en el numeral 15.4.1.8, de la Reglas Comerciales del Mercado Mayorista de Electricidad, esta Autoridad Reguladora, concluye que lo procedente es aprobar con modificaciones la propuesta presentada en el Informe Final de Metodología, objeto del presente análisis, por lo que, el Administrador General,

**RESUELVE:**

**PRIMERO: APROBAR** la modificación de la "Metodología para Normar el Intercambio de Información para la elaboración de los Informes de Eventos en el Sistema de Interconectado Nacional", cuyo texto completo se encuentra en el Anexo A de la presente Resolución.

**SEGUNDO: COMUNICAR** al Centro Nacional de Despacho que la modificación de la "Metodología para Normar el Intercambio de Información para la elaboración de los Informes de Eventos en el Sistema de Interconectado Nacional", entrará en vigencia a partir de la promulgación de la presente Resolución.

**TERCERO:** La presente Resolución regirá a partir de su promulgación.

**FUNDAMENTO DE DERECHO:** Ley 26 de 29 de enero de 1996, modificada por el Decreto Ley 10 de 22 de febrero de 2006; Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997; Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998; Resolución No. JD-5216 de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones; y Resolución AN No. 5448-Elec de 23 de julio de 2012.

**NOTIFÍQUESE, PUBLIQUESE Y CÚMPLASE,**

  
**ROBERTO MEANA MELÉNDEZ**  
Administrador General





## METODOLOGIA PARA NORMAR EL INTERCAMBIO DE INFORMACION PARA LA ELABORACION DE LOS INFORMES DE EVENTOS EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

### (MIE.1) Generalidades.

(MIE.1.1) La Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997 por la cual se dicta el Marco Regulatorio e Institucional para la prestación del Servicio Público de Electricidad en el Título III "Estructura del Sector Eléctrico", Capítulo III "Despacho de Carga", Artículo 71, numeral 6 establece que es responsabilidad del Centro Nacional de Despacho (CND) "llevar un registro de fallas".

(MIE.1.2) El Reglamento de Operación, citado mediante la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, establece en su numeral NGD.2.1 que, dentro de las funciones que realiza el CND está el "llevar un registro de fallas".

### (MIE.2) Objetivo.

(MIE.2.1) Definir un procedimiento que indique el tipo de información que se debe suministrar, que asegure el manejo rápido y eficiente de la información entre el CND y los Agentes del Mercado a partir de la ocurrencia de un evento en el Sistema Interconectado Nacional (SIN); de manera tal que se logre un análisis completo y preciso del mismo y garantizar la entrega oportuna de los informes, tanto el preliminar como el informe final del evento.

### (MIE.3) Definiciones.

(MIE.3.1) Evento: "Falla inesperada de un componente del sistema, tal como un generador, una línea de transmisión, un interruptor u otro elemento eléctrico. Este puede también incluir componentes múltiples, los cuales están relacionados por una situación que conlleva a la falla simultánea de estos, alterando las condiciones normales de operación del SIN". <sup>1</sup>

(MIE.3.2) Falla: "Alteración o daño en cualquier parte del equipo, que varía las condiciones normales de operación". <sup>2</sup>

(MIE.3.3) Operación Normal: "Operación en la que se cumple la seguridad, continuidad y calidad establecida del servicio eléctrico". <sup>3</sup>

<sup>1</sup> NGD 3.1 del Reglamento de Operación

<sup>2</sup> NGD 3.1 del Reglamento de Operación

<sup>3</sup> NGD 3.1 del Reglamento de Operación



(MIE.3.4) Informe preliminar de un evento (IPE): es el documento donde se identifica el evento, presentándose de forma general lo sucedido, con la información obtenida por el CND hasta ese momento y lista la información requerida a los Agentes involucrados para el análisis del Evento.

(MIE.3.5) Informe final de un evento (IFE): es el documento que contiene toda la información entregada por los Agentes involucrados y el CND, con su respectivo análisis y conclusiones, estableciendo las causales del evento.

(MIE.4) Condiciones que ameritan la elaboración del Informe Preliminar de un Evento.

Se procederá a elaborar el IPE en los siguientes casos:

(MIE.4.1) Para todo evento que ocurra en el SIN o lo afecte, con excepción de:

(MIE.4.1.1) Aquellos eventos que ocurran en las subestaciones y líneas eléctricas que sean propiedad de los Distribuidores o Autogeneradores y que no afecte a otros Agentes.

(MIE.4.1.2.) Grandes Clientes y generación distribuida no supervisada por el CND.

(MIE.4.1.3) Aquellos eventos de Agentes Generadores que implique una pérdida de generación igual o menor a 50 MW, siempre y cuando no ocasionen una desviación de la frecuencia en el SIN, mayor de 0.2 Hz.

(MIE.4.2) Cualquier otro evento no contemplado en el numeral (MIE.4.1) pero que a criterio del CND sea importante reportar.

(MIE.4.3) Las anteriores excepciones no implicarán la falta del registro de ocurrencia de eventos. Para tal fin los Agentes Generadores entregarán al CND dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes, el registro de todos los eventos que se presenten en sus unidades detallando la fecha, la hora inicial y final, la causa y protección operada, según formato anexo. Apoyado en la información brindada por los Agentes, el CND publicará dentro de los siguientes cinco (5) días hábiles un reporte de todas las contingencias presentadas en las centrales de generación y que no implicaron un informe preliminar de evento, en el sitio web del CND. De no cumplir un Agente con la entrega de la información correspondiente, el CND notificará a la ASEP de dicho incumplimiento.

(MIE.5) Condiciones que ameritan la elaboración del Informe Final de un Evento.



Para cada IPE se procederá a elaborar el correspondiente IFE; con las siguientes excepciones:

- (MIE.5.1) Para eventos en las subestaciones y líneas de 115 kV y 230 kV que no afecten la operación normal del sistema.
- (MIE.5.2) Para eventos de pérdida de generación que no activen un esquema de desconexión de carga.
- (MIE.5.3) Para eventos de pérdida de generación externa al SIN que activen el esquema de desconexión de carga por baja frecuencia.
- (MIE.6) Intercambio de Información del evento.
- (MIE.6.1) El CND como responsable del servicio de Operación Integrada del SIN, constituye la primera instancia en detectar la ocurrencia de un evento en el sistema y localizar la zona de afectación del mismo.
- (MIE.6.2) Al ocurrir un evento, el CND procederá a obtener del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCADA) los registros de tiempo de actuación de los relevadores de protección, tiempo de apertura de los interruptores de las líneas, generadores y otros equipos del SIN, registros de niveles de voltaje en barras de 230/115 kV, potencia en generadores, potencia en las líneas de transmisión, demanda en los puntos de entrega a los Distribuidores y Grandes Clientes, y la frecuencia del sistema.
- (MIE.6.3) En el caso de que el evento ocurra y/o afecte la red eléctrica de un Distribuidor o Gran Cliente, el CND solicitará la información al Distribuidor o Gran Cliente.
- (MIE.6.3.1) El Distribuidor o Gran Cliente, deberá suministrar al CND su versión del evento, en un plazo no mayor de trece (13) días hábiles contados a partir de la entrega del IPE, y debe incluir la siguiente información:
- Causa, carga desconectada y energía no servida.
  - Protecciones y alarmas que se activaron.
  - Oscilografías disponibles capturadas por los relevadores de las protecciones involucradas por evento.
  - Registros de eventos del SCADA.
  - Registros de los relevadores de protección durante el evento.
  - Perfiles de voltaje en las subestaciones afectadas.
  - Demanda en los puntos de entrega no supervisados por el CND.



- (MIE.6.4) Si el evento ocurre y/o afecta a un Agente Generador, Cogenerador o Autogenerador, el CND solicitará la información al Agente Generador, Cogenerador o Autogenerador.
- (MIE.6.4.1) El Agente Generador, Cogenerador o Autogenerador, deberá suministrar al CND su versión del evento, en un plazo no mayor de tres (3) días hábiles contados a partir de la entrega del IPE, y debe incluir la siguiente información:
- Causa del evento.
  - Protecciones y alarmas que se activaron.
  - Oscilografías disponible capturadas por los relevadores de las protecciones involucradas por evento.
  - Registros de eventos del SCADA.
  - Registros de los relevadores de protección durante el evento.
  - Gráficos de generación (potencia activa y potencia reactiva).
- (MIE.6.5) Si el evento ocurre y/o afecte las líneas o redes de transmisión de un Agente Transportista, el CND solicitará la información al agente Transportista.
- (MIE.6.5.1) El agente Transportista deberá suministrar al CND su versión del evento, en un plazo no mayor de tres (3) días hábiles contados a partir de la entrega del IPE, y debe incluir la siguiente información:
- Causa del evento.
  - Protecciones que operaron.
  - Oscilografías disponibles capturadas por los relevadores de las protecciones involucradas por evento.
  - Registros de los relevadores de protección durante el evento.
- (MIE.6.6) Cuando la información solicitada por el CND se refiera a los relevadores de protección, el Agente deberá utilizar el formulario adjunto "Información de los Relevadores de Protección".
- (MIE.6.7) Cualquier información adicional o aclaración solicitada por parte del CND a los Agentes involucrados en el evento, debe ser atendida en el lapso de los siguientes dos (2) días hábiles después de la solicitud.
- (MIE.6.8) Los Agentes del Mercado deben asegurarse que la información asociada a un evento (registros, oscilografías, etc.) esté siempre disponible para su análisis y buscarán los mecanismos necesarios para que la memoria de sus equipos cuente con la capacidad suficiente para grabarla durante el tiempo necesario, desde la condición de pre falla hasta que la falla sea despejada. El Agente que requiera modificar sus instalaciones para obtener la información asociada al evento, deberá entregar un cronograma con el plan de acción para la implementación de las mejoras de los equipos involucrados en un período no mayor a cuarenta y cinco (45) días hábiles posterior a la solicitud del CND. La implementación de las mejoras deberá darse en un periodo no mayor a





dieciocho (18) meses a partir de la puesta en vigencia de ésta metodología.

(MIE.6.9) En caso de eventos con interrupción total del SIN los Agentes del Mercado dispondrán de tres (3) días hábiles adicionales para la entrega de la información solicitada por el CND.

(MIE.7) Informe Preliminar del Evento (IPE).

(MIE.7.1) El CND preparará el IPE a más tardar el primer día hábil después de ocurrido el evento, con la información preliminar obtenida en el CND.

(MIE.7.2) El IPE una vez elaborado por el CND, se colocará en el sitio web del CND y se comunicará a los Agentes del Mercado y a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ANSEP), sobre su publicación.

(MIE.7.3) El IPE contará como mínimo con la siguiente información:

- Generales del evento (fecha, hora, tipo, equipo afectado, etc.)
- Agentes involucrados
- Descripción del evento
- Área afectada
- Causa
- Energía no suministrada
- Protecciones
- Alarmas
- Potencia Activa y reactiva
- Observaciones
- Información recibida
- Información solicitada.

(MIE.8) Informe Final del Evento (IFE).

(MIE.8.1) El CND procederá a realizar un análisis detallado del evento con la información recabada en el IPE, la información suministrada por los Agentes del Mercado involucrados en el evento y cualquier información adicional necesaria solicitada por el CND a los Agentes.

(MIE.8.2) El propósito del IFE es:

- Determinar la(s) causa(s) que provocó (aron) el evento.
- Analizar sus efectos.
- Evaluar el desempeño de las protecciones existentes.
- Esclarecer las anomalías encontradas si las hubiese.
- Indicar los correctivos necesarios de requerirse.
- Evaluar las maniobras realizadas por el CND y los Agentes del Mercado

durante el recobro de la operación normal del SIN.

- (MIE.8.3) Formarán parte del IFE:
- El IPE del evento preparado por el CND.
  - El Informe del o de los Agentes del Mercado involucrados.
  - Toda información adicional solicitada por el CND a los Agentes del Mercado.
  - Los análisis, evaluaciones, conclusiones y recomendaciones finales preparadas por el CND.
- (MIE.8.4) El IFE deberá ser entregado a más tardar treinta (30) días calendarios después de presentado el IPE.
- (MIE.8.5) El IFE, una vez elaborado por el CND, se publicará en el sitio web del CND y se notificará sobre su publicación a los Agentes del Mercado, así como a la ASEP.



Formularios Adjuntos.

Formulario para la Información de los Relevadores de Protección, y para los Esquemas Suplementarios.





INFORMACION DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION															
EQUIPO FALLADO															
PROTECCION 1						PROTECCION 2									
ES [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ]	FS [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ]	GENERACION	TRANSMISION		DISTRIBUCION		ES [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ]	FS [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ] [ ]	GENERACION	TRANSMISION		DISTRIBUCION			
		FASES	FASES	FASES	FASES	FASES			FASES	FASES	FASES	FASES			
		87G	21	21	21	21			21	87G	21	21	21	21	21
		87GT	21N	21N	21N	21N			21N	87GT	21N	21N	21N	21N	21N
		50	67	67	67	67			67	50	67	67	67	67	67
		51	50	50	50	50			50	51	50	50	50	50	50
		27	51	51	51	51			51	27	51	51	51	51	51
		81	87T	81	81	81			81	81	87T	81	81	81	81
		32	87B	27	27	27			27	32	87B	27	27	27	27
			87L	87T	87L	87L			87L		87L	87T	87L	87L	87L
	81	87B	81	81	81		81	87B	81	81	81				
	59	87L	59	59	59		59	87L	59	59	59				
BLOQUEO		86	<input type="checkbox"/>	86	<input type="checkbox"/>	86	<input type="checkbox"/>	86	<input type="checkbox"/>	86	<input type="checkbox"/>	86	<input type="checkbox"/>		

  

ESQUEMAS DE PROTECCION											
<b>DISTANCIA - PROTECCION P1</b> <input type="checkbox"/> ZONA 1 <input type="checkbox"/> ZONA 2 <input type="checkbox"/> ZONA 3 <input type="checkbox"/> ZONA INV   DISTANCIA = _____ KMS   Icc = _____ AMPS											
<b>ARRANQUE</b> <input type="checkbox"/> ZONA 1 <input type="checkbox"/> ZONA 2 <input type="checkbox"/> ZONA 3 <input type="checkbox"/> ZONA INV <b>DISPARO ASISTIDO</b> SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>											
<b>TONO TELEPROTECCION</b> ENVIADO <input type="checkbox"/> RECIBIDO <input type="checkbox"/> <b>BLOQUEO OSCILACIONES</b> SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>											
<b>TIEMPO DE DISPARO</b> _____ SEG											
<b>DISTANCIA - PROTECCION P2</b> <input type="checkbox"/> ZONA 1 <input type="checkbox"/> ZONA 2 <input type="checkbox"/> ZONA 3 <input type="checkbox"/> ZONA INV   DISTANCIA = _____ KMS   Icc = _____ AMPS											
<b>ARRANQUE</b> <input type="checkbox"/> ZONA 1 <input type="checkbox"/> ZONA 2 <input type="checkbox"/> ZONA 3 <input type="checkbox"/> ZONA INV <b>DISPARO ASISTIDO</b> SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>											
<b>TONO TELEPROTECCION</b> ENVIADO <input type="checkbox"/> RECIBIDO <input type="checkbox"/> <b>BLOQUEO OSCILACIONES</b> SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>											
<b>TIEMPO DE DISPARO</b> _____ SEG											
<b>DIFERENCIAL - P1</b> DE LINEA <input type="checkbox"/> DE TRANSFORMADOR <input type="checkbox"/> DE GENERADOR <input type="checkbox"/> DE BARRA <input type="checkbox"/> <b>TIEMPO DE DISPARO</b> _____ SEG Icc = _____ AMPS											
<b>DIFERENCIAL - P2</b> DE LINEA <input type="checkbox"/> DE TRANSFORMADOR <input type="checkbox"/> DE GENERADOR <input type="checkbox"/> DE BARRA <input type="checkbox"/> <b>TIEMPO DE DISPARO</b> _____ SEG Icc = _____ AMPS											
<b>SOBRECORRIENTE - P1</b> DIRECCIONAL <input type="checkbox"/> NO DIRECCIONAL <input type="checkbox"/> FASE <input type="checkbox"/> TIERRA <input type="checkbox"/> INST. <input type="checkbox"/> <b>TIEMPO</b> _____ <b>TIEMPO DE DISPARO</b> _____ SEG   Icc = _____ AMPS											
<b>SOBRECORRIENTE - P2</b> DIRECCIONAL <input type="checkbox"/> NO DIRECCIONAL <input type="checkbox"/> FASE <input type="checkbox"/> TIERRA <input type="checkbox"/> INST. <input type="checkbox"/> <b>TIEMPO</b> _____ <b>TIEMPO DE DISPARO</b> _____ SEG   Icc = _____ AMPS											



**FORMULARIO DE ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS**

**ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA**

ESCALONES	<input type="checkbox"/> INTERCONEXION-1	<input type="checkbox"/> INTERCONEXION-2			
	<input type="checkbox"/> PRIMERO	<input type="checkbox"/> SEGUNDO	<input type="checkbox"/> TERCERO	<input type="checkbox"/> CUARTO	<input type="checkbox"/> QUINTO
MEGAWATTS	_____	_____	_____	_____	_____
CIRCUITOS	_____	_____	_____	_____	_____
	_____	_____	_____	_____	_____
	_____	_____	_____	_____	_____
	_____	_____	_____	_____	_____
	_____	_____	_____	_____	_____

**ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJO VOLTAJE**

ESCALONES	<input type="checkbox"/> PRIMERO	<input type="checkbox"/> SEGUNDO	<input type="checkbox"/> TERCERO
MEGAWATTS	_____	_____	_____
CIRCUITOS	_____	_____	_____
	_____	_____	_____
	_____	_____	_____
	_____	_____	_____

**ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR PERDIDA DE TRANSFORMADOR (T3 PANAMA)**

ESCALONES	<input type="checkbox"/> PRIMERO	<input type="checkbox"/> SEGUNDO	<input type="checkbox"/> TERCERO	<input type="checkbox"/> CUARTO	<input type="checkbox"/> QUINTO
MEGAWATTS	_____	_____	_____	_____	_____
CIRCUITOS	_____	_____	_____	_____	_____
	_____	_____	_____	_____	_____
	_____	_____	_____	_____	_____

**ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR PERDIDA DE GENERADOR (BAYANO)**

SUBESTACION <u>MONTE OSCURO</u>	CIRCUITOS _____	TRANSFORMADOR _____	MEGAWATTS _____
---------------------------------	-----------------	---------------------	-----------------





COLOCAR NOMBRE DE EMPRESA							
REPORTE MENSUAL DE EVENTOS							
# EVENTO	CENTRAL	EQUIPOS AFECTADOS	GENERALES		CAUSA	PROTECCIONES	COMENTARIOS
			FECHA INICIAL (dd/mm/a a hh:mm)	FECHA FINAL (dd/mm/a a hh:mm)			
1							
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							

Metodología para Normar el Intercambio de Información para la elaboración de los Informes de Eventos en el Sistema Interconectado Nacional