



Ref.: Informa favorablemente Procedimiento DP "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento", del CDEC-SIC, de conformidad a lo previsto en el artículo 10° del Decreto Supremo N° 291, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

SANTIAGO, 04 AGO. 2014
3 5 4
RESOLUCIÓN EXENTA N°

VISTOS:

- a) Lo dispuesto en el D.L. N°2.224 de 1978, que crea la Comisión Nacional de Energía, modificado por Ley N° 20.402 de 2009, muy especialmente lo señalado en el Artículo 9°, letra h);
- b) Lo establecido en el Decreto con Fuerza de Ley N° 4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982, en adelante, "Ley General de Servicios Eléctricos" o la "Ley";
- c) Lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 291 de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que aprueba el Reglamento que Establece la Estructura, Funcionamiento y Financiamiento de los Centros de Despacho Económico de Carga establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, modificado por el Decreto Supremo N°115 de 2012, del Ministerio de Energía, en adelante "Reglamento CDEC";
- d) Lo establecido en la Resolución Exenta N° 321, de la Comisión Nacional de Energía, de 21 de julio de 2014, que dicta la Norma Técnica con exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central, publicada en el Diario Oficial con fecha 25 de julio de 2014;
- e) Lo informado por el Director de Peajes del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central, en adelante CDEC-SIC, a la Comisión Nacional de Energía, mediante cartas D.O. N°1108/2010, de fecha 16 de diciembre de 2010 y D.O. N°097/2011, de fecha 02 de febrero de 2011; y



- f) La resolución N°1600 de 2008, de la Contraloría General de la República.

CONSIDERANDO:

- a) Que, en virtud de lo dispuesto en el artículo 10° del Reglamento CDEC, los Procedimientos de las Direcciones Técnicas del Centro de Despacho Económico de Carga, en adelante CDEC, y sus modificaciones deberán ser informados favorablemente por la Comisión en forma previa a su aplicación;
- b) Que, el Director de Peajes del CDEC-SIC, mediante carta D.O. N°1108/2010, de fecha 16 de diciembre de 2010, envió a esta Comisión el Procedimiento DP "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento", para su informe favorable; y
- c) Que, en conformidad a lo dispuesto en el artículo Cuarto de la Resolución Exenta N° 321, de la Comisión Nacional de Energía, de 21 de julio de 2014, que dicta la Norma Técnica con Exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central, se aplicarán transitoriamente los Procedimientos DO y DP que cuenten con el informe favorable de la Comisión, cuya elaboración mandataba el artículo 1-9 de la Norma Técnica dictada mediante Resolución Ministerial Exenta N°9, de 14 de marzo de 2005, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, y sus modificaciones, hasta la dictación y entrada en vigencia de los Anexos Técnicos a que hace referencia el artículo 1-9 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central dictada conforme al artículo Primero de la citada Resolución Exenta N° 321, en tanto no contravengan las disposiciones de esta última.

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO: Infórmese favorablemente con carácter transitorio el Procedimiento DP "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento", presentado a esta Comisión por el Director de Peajes del CDEC-SIC, mediante carta D.O. N°1108/2010, de fecha 16 de diciembre de 2010, hasta la entrada en vigencia del Anexo Técnico "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento" señalado en el artículo 1-9 de Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para el Sistema Interconectado del Norte Grande y para el Sistema Interconectado Central, dictada mediante Resolución Exenta N° 321, de 21 de julio de 2014, de la Comisión Nacional de Energía, cuyo texto se transcribe a continuación.



PROCEDIMIENTO DP

INFORMACIÓN TÉCNICA DE INSTALACIONES Y EQUIPAMIENTO

1. ASPECTOS GENERALES

Artículo 1-1 Objetivos

El objetivo del presente procedimiento es especificar los criterios y consideraciones que se deben utilizar en la entrega de los antecedentes necesarios para dar cumplimiento con los requerimientos de información técnica del sistema interconectado central que señala el capítulo N° 9 de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (Norma Técnica o NT).

La información solicitada será procesada y almacenada en una base de datos por la Dirección de Peajes, para posteriormente ser publicada en el sitio Web del CDEC - SIC en archivos tipo planillas de cálculo (*.xls) o tipo Acrobat (*.pdf) según corresponda. (Art. 6-4).

Artículo 1-2 Responsabilidades de la DP

La Dirección de Peajes podrá:

- a) solicitar antecedentes de las instalaciones de los Coordinados con el fin de mantener debidamente actualizada la Información Técnica del SI.
- b) Solicitar toda la información complementaria a la señalada en a) precedente de las instalaciones de los Coordinados, para efectos de la realización de los estudios y análisis que la presente NT le encomienda a la DP y en general para todas las materias relacionadas con la aplicación de la NT que le corresponden". (Artículo 2-6 de la NT).

La DP deberá organizar y mantener actualizada la Información Técnica del SI para los estudios que la DP y/o DO deben realizar. Dicha Información Técnica estará integrada por los datos y antecedentes de las instalaciones de los Coordinados del SI según los formatos definidos en el presente Procedimiento DP.

Si un Coordinado no entrega uno o más parámetros técnicos de sus instalaciones, la DO o DP, según corresponda, estimará la información faltante. Para tal estimación, deberán adoptarse parámetros y modelos de instalaciones o equipamientos similares, o en su defecto, datos típicos publicados en la literatura técnica internacional. La DP deberá informar a cada Coordinado cuando se vea en la necesidad de estimar parámetros técnicos en sus instalaciones o equipamientos, en cuyo caso, el Coordinado asumirá los eventuales efectos que esta estimación pudiera ocasionar. Sin perjuicio de lo indicado la DP deberá dejar registro cuando se haya realizado una estimación de parámetros. (Art 6-12 de la NT).

Cuando un Coordinado informe cualquier cambio o modificación de uno o más datos de sus instalaciones o equipamientos, registrados en la Información Técnica, la DP dispondrá de un plazo máximo de 10 días para realizar la actualización que corresponda y notificar a



todos los Coordinados, actualizando al mismo tiempo la Información Técnica contenida en el sitio del WEB del CDEC. (Art. 6-10 de la NT).

Artículo 1-3 Responsabilidades de los Coordinados

Los Coordinados deberán entregar a la DP, los datos y antecedentes requeridos por ésta para mantener actualizada la información técnica del SI". (Artículo 2-7 letra g) de la NT).

Los Coordinados deberán entregar a la DO y/o DP según corresponda, la información necesaria para desarrollar los estudios establecidos en el capítulo N° 6 de la presente NT. (Artículo 2-7 letra i de la NT)).

Cada Coordinado deberá informar a la DP los parámetros técnicos y modelos correspondientes a sus instalaciones y equipamiento, en los formatos estándar definidos en el presente Procedimiento. (Artículo 6-6 de la NT).

Los Coordinados deberán hacer uso sólo del código alfanumérico señalado en el artículo precedente en relación a sus instalaciones, cada vez que entreguen información a la DP y/o DO, según corresponda, identificando el responsable y la fecha de entrega de cada campo o registro. (Artículo 6-8 de la NT).

Cada Coordinado deberá informar a la DP en un plazo no mayor a 10 días cualquier modificación o cambio que surja respecto a la Información Técnica entregada con anterioridad, junto con entregar los antecedentes que respalden dicha modificación". (Art. 6-9 de la NT).

Los antecedentes a integrar en la Información Técnica del SI comprenden los datos técnicos de unidades generadoras, del sistema de transmisión y de las instalaciones de clientes, además de los parámetros de operación de las unidades generadoras. (Art. 6-13 de la NT).

La Información Técnica mínima que deberá ser entregada por los Coordinados y que deberá ser publicada por la DP, será la que se señala en el Capítulo N° 9 de la NT". (Art. 6-20 de la NT).

Artículo 1-4 Información Requerida

A continuación se detalla la información que los coordinados deben entregar a la DP para dar cumplimiento al capítulo 9 de la Norma Técnica, para cada tipo de elemento perteneciente al SIC, según la clasificación indicada en dicho capítulo. Para esto, para los distintos tipos de elementos del SIC se indica:

Los datos que se deben entregar para cumplir con los requerimientos que impone la Norma Técnica y los datos adicionales que el CDEC - SIC solicita para complementar la información señalada.

Especificaciones para dar una correcta respuesta a los requerimientos realizados.

Anexo con la nomenclatura a utilizar para la confección de los códigos que identificarán a cada equipo del SIC en forma única.



Anexo que entrega información relevante sobre la modelación dinámica de los consumos de energía del sistema.

Anexo con el detalle de la información requerida para realizar el estudio de coordinación de protecciones en el SIC.

Anexo explicativo de los parámetros inerciales de las unidades generadoras.

El formato específico tipo planillas de cálculo u otros, se mantendrán publicados en la web del CDEC-SIC.

2. LINEAS DE TRANSMISIÓN

Los Coordinados que posean u operen líneas de transmisión pertenecientes al Sistema de Transmisión, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

Artículo 2-1 Información Líneas de Transmisión

- a) Nombre.
- b) Nombre del circuito.
- c) Nombre del tramo.
- d) Nombre de sección.
- e) Nombre del propietario.
- f) Nombre de las subestaciones que se encuentran en los extremos de la línea.
- g) Nombre de los paños de las subestaciones a los cuales la línea está conectada.
- h) Tensión nominal [kV].
- i) Longitud del conductor [km].
- j) Longitud estimada del trazado [km]
- k) Resistencia de secuencia positiva a 30°C y a 20°C (ambos casos a 50 Hz) [Ω /km].
- l) Reactancia de secuencia positiva a 50 Hz [Ω /km].
- m) Susceptancia de secuencia positiva a 50 Hz [$10^{-6}/\Omega$ -km].
- n) Resistencia de secuencia cero a 30°C y a 20°C (ambos casos a 50 Hz) [Ω /km].
- o) Reactancia de secuencia cero a 50 Hz [Ω /km].
- p) Susceptancia de secuencia cero a 50 Hz [$10^{-6}/\Omega$ -km].
- q) Capacidad de Corriente nominal permanente [A].
- r) Capacidad de Corriente admisible transitoria [A].
- s) Potencia nominal reactor de línea en terminal inicial [MVar].
- t) Reactancia de neutro del reactor de línea en terminal inicial [Ω].
- u) Potencia nominal reactor de línea en terminal final [MVar].
- v) Reactancia de neutro del reactor de línea en terminal final [Ω].
- w) Sección del conductor [mm].
- x) Tipo de conductor (ACSR, ACAR, entre otros).
- y) Número de conductores por fase.
- z) Sección del cable de guardia [mm²].
 - aa) Material del cable de guardia.



- bb) Resistividad del terreno [Ω -m].
- cc) Material de las torres (acero galvanizado, hormigón armado, entre otros).
- dd) Fecha de entrada en operación.
- ee) Fecha prevista de salida de servicio activo.
- ff) Tasa de fallas por concepto de indisponibilidad forzada [hrs/año].
- gg) Capacidad nominal de los TT/CC asociados a la línea [kA].
- hh) Capacidad de sobrecarga de los TT/CC asociados a la línea [kA].
- ii) Límites térmicos de la línea para una condición de operación sin sol para temperaturas ambiente comprendidas entre 0° C. y los 45° C., incluyendo ambas, con pasos de 2.5 °C [kA].
- jj) Límites térmicos de la línea para una condición de operación con sol para temperaturas ambiente comprendidas entre 0° C. y los 45° C., incluyendo ambas, con pasos de 2.5 °C [kA].
- kk) Límites de sobrecarga admisible de corta duración para una condición de operación sin sol para temperaturas ambientes comprendidas entre 10° C. y los 40° C., incluyendo ambas, para una corriente inicial por circuito igual al 0% de la corriente nominal por circuito y para una corriente inicial por circuito igual al 50% de la corriente nominal por circuito, entendiéndose por corta duración al período de duración igual a 15 minutos (Ref.: Art. 5-39 de la Norma Técnica) [kA].
- ll) Límites de sobrecarga admisible de corta duración para una condición de operación con sol para temperaturas ambiente comprendidas entre 10° C. y los 40° C., incluyendo ambas, para una corriente inicial por circuito igual al 0% de la corriente nominal por circuito y para una corriente inicial por circuito igual al 50% de la corriente nominal por circuito, entendiéndose por corta duración al período de duración igual a 15 minutos (Ref.: Art. 5-39 de la Norma Técnica) [kA].
- mm) Resistencia de acoplamiento entre las fases y conductor de guardia de secuencia cero [Ω /km].
- nn) Reactancia de acoplamiento entre las fases y conductor de guardia de secuencia cero [Ω /km].
- oo) Susceptancia de acoplamiento entre las fases y conductor de guardia de secuencia cero [$10^{-6}/\Omega$ -km].
- pp) Diagrama con la geometría de los tipos de torres de la línea de transmisión.

Artículo 2-2 Especificaciones Líneas de Transmisión

i)

En el literal a) se debe indicar el nombre de la línea de transmisión, de acuerdo a la nomenclatura siguiente:

SE N° 1 –SE N° 2 [Tensión nominal línea]kV

Donde:

SE N° 1: Subestación de uno de los extremos.

SE N° 2: Subestación del otro extremo.



ii)

En el literal b) se debe indicar el nombre de los circuitos de la línea, de acuerdo a la nomenclatura siguiente:

Circuito 1: C1

Circuito 2: C2

.

.

Circuito k: Ck

iii)

En el literal c) se debe indicar los nombres de los "tramos de línea". Se denomina "tramo de línea" al segmento de la línea de transmisión delimitado por sus elementos de seccionamiento, interruptores o desconectores, que se origina cuando existe alguna derivación eléctrica en algún punto intermedio de la línea entre las subestaciones que le dan nombre a esta.

Por ejemplo si existiera una derivación eléctrica, de nombre D1, en el punto medio de la línea SE Nº 1 – SE Nº 2 [Tensión nominal línea]kV, se observarían dos tramos de línea con los siguientes nombres:

Ej.: Tramo 1: SE Nº 1 – D1

Tramo 2: D1 - SE Nº 2

iv)

En el literal d) se debe indicar el nombre de la "sección de la línea". Se denomina "sección de línea" a los segmentos de la línea que poseen el mismo tipo de conductor. Se originarán secciones cuando en un una línea o en un "tramo de línea" existan segmentos de esta con conductores de distinto tipo.

v)

En el literal f) se deben indicar los nombres de las subestaciones de origen y fin de la línea.

vi)

En el literal g) se deben indicar los nombres de los paños de línea pertenecientes a las subestaciones "Extremo 1" y "Extremo 2" de los que está conectada la línea.

vii)

La información requerida en el literal q) se debe calcular suponiendo que el conductor está expuesto al sol, a una temperatura ambiente de 30 °C y con viento que incida en forma perpendicular a la línea a una velocidad de 0.61 [m/s].

viii)

Para el literal gg), se requiere especificar las capacidades para cada razón de transformación de ser el equipo multirazón.

ix)

Para los literales jj) y ll) de los requerimientos adicionales los cálculos se deben realizar suponiendo época estival considerando un tiempo de exposición al sol de 12 horas.



Para obtener más información se sugiere ver la norma IEEE Std.738 - 1993 y su modificación propuesta el 2002.

x)

Para los literales, ii), jj) kk) y ll) de los requerimientos adicionales los cálculos se deben realizar suponiendo que los conductores se encuentran sometidos a un tipo de viento en condiciones estándar, con una incidencia sobre la línea perpendicular y a una velocidad de 0.61 [m/s] (2 [ft/s]).

Para obtener más información se sugiere ver la norma IEEE Std.738 - 1993 y su modificación propuesta el 2002.

xi)

Para los literales s) y u) se deberá especificar si dichos equipos son o no desconectables.

xii)

Para el literal bb) se debe entregar el promedio de las resistividades del terreno medidas a lo largo de la línea.

xiii)

Para el literal ff) debe utilizarse la estadística disponible para la instalación.

3. EQUIPOS DE TRANSFORMACIÓN

Los Coordinados que posean u operen equipos de transformación pertenecientes al Sistema de Transmisión, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

Artículo 3-1 Información Equipos de Transformación de dos devanados

- a) Nombre.
- b) Nombre del propietario.
- c) Tipo de equipo de transformación.
- d) Estado del equipo de transformación.
- e) Nombre de las subestaciones de los extremos de AT y BT del transformador.
- f) Nombre de los paños de las subestaciones a los cuales está conectado.
- g) Capacidad nominal [MVA].
- h) Capacidad nominal con refrigeración forzada [MVA].
- i) Límite de sobrecarga admisible de corta duración. Se entenderá por corta duración al período de duración igual a 15 minutos (Ref.: Art. 5-39 de la Norma Técnica) [kA].
- j) Relación de transformación y tensiones nominales.
- k) Impedancia de secuencia positiva de la prueba de cortocircuito para las posiciones de tap mínima, central y máxima, tomando como base los valores nominales del equipo [%].



- l) Potencia utilizada para calcular las impedancias de secuencia positiva [MVA].
- m) Impedancia de secuencia cero de la prueba de cortocircuito para las posiciones de tap mínima, central y máxima, tomando como base los valores nominales del equipo [%].
- n) Potencia utilizada para calcular las impedancias de secuencia cero [MVA].
- o) Reactancia de magnetización de secuencia positiva [%].
- p) Potencia utilizada para calcular la reactancia de magnetización de secuencia positiva [MVA].
- q) Reactancia de magnetización de secuencia cero [%].
- r) Potencia utilizada para calcular la reactancia de magnetización de secuencia cero [MVA].
- s) Pérdidas en el cobre de la prueba de cortocircuito para las posiciones de tap mínima, central y máxima [kW].
- t) Resistencia y reactancia de neutro a tierra en alta y baja tensión [Ω].
- u) Tipo de cambiador de tap (en vacío o en carga) (automático o manual), ubicación del cambiador de tap, cantidad de pasos y rango de regulación.
- v) Tap de operación normal (sólo para transformadores con cambiador de tap en vacío).
- w) Tap Central.
- x) Relación Tensión/Tap [%].
- y) Nivel básico de aislamiento [kV].
- z) Grupo de conexión.
- aa) Pérdidas en vacío [kW].
- bb) Pérdidas a plena carga (pérdidas por los enrollados + pérdidas de magnetización) [kW].
- cc) Método de conexión a tierra de cada neutro (sólidamente conectado a tierra, vía impedancia u otro método).
- dd) Máxima sobrecarga admisible [MVA] y curva de sobrecarga sin pérdida de vida útil [% de sobrecarga v/s tiempo], indicando la(s) temperatura(s) ambiente considerada(s).
- ee) Tasa de indisponibilidad forzada [hrs. /año].
- ff) Tasa de indisponibilidad programada [hrs. /año].

Artículo 3-2 Información Equipos de Transformación de tres devanados

- a) Nombre.
- b) Nombre del propietario.
- c) Tipo de equipo de transformación.
- d) Estado del equipo de transformación.
- e) Nombre de las subestaciones de los extremos del transformador.
- f) Nombre de los paños de las subestaciones a los cuales está conectado.
- g) Capacidad Nominal para Alta, Media y Baja Tensión [MVA].
- h) Capacidad máxima con refrigeración forzada para Alta, Media y Baja Tensión [MVA].



- i) Límite de sobrecarga admisible de corta duración para Alta, Media y Baja Tensión. Se entenderá por corta duración al período de duración igual a 15 minutos (Ref.: Art. 5-39 de la Norma Técnica) [kA].
- j) Relaciones de transformación y tensiones nominales.
- k) Impedancia de secuencia positiva para la posición de tap mínima, central y máxima tomando como base los valores nominales del equipo. Este dato se necesita para la impedancia medida entre alta y media tensión, la impedancia medida entre media y baja tensión, y para la impedancia media entre baja y alta tensión [%].
- l) Potencias utilizadas para calcular las impedancias de secuencia positiva [MVA].
- m) Impedancia de secuencia cero. Este dato se necesita para la impedancia medida entre alta y media tensión, la impedancia medida entre media y baja Tensión, y para la impedancia media entre baja y alta tensión [%].
- n) Potencias utilizadas para calcular las impedancias de secuencia cero [MVA].
- o) Reactancia de magnetización de secuencia positiva [%].
- p) Potencia utilizada para calcular la reactancia de magnetización de secuencia positiva [MVA].
- q) Reactancia de magnetización de secuencia cero [%].
- r) Potencia utilizada para calcular la reactancia de magnetización de secuencia cero [MVA].
- s) Pérdidas en el cobre de la prueba de cortocircuito para las posiciones de tap mínima, central y máxima. Este dato se necesita para la resistencia entre alta y media tensión, la resistencia medida entre media y baja tensión, y para la resistencia media entre baja y alta tensión [kW].
- t) Resistencia y reactancia de neutro a tierra en alta, media y baja tensión [Ω].
- u) Tipo de cambiador de tap (en vacío o en carga) (manual o automático), cantidad de pasos y rango de regulación. Estos datos se necesitan para alta, media y baja tensión.
- v) Tap de operación normal (sólo para transformadores con cambiador de tap en vacío). Estos datos se necesitan para alta, media y baja tensión.
- w) Tap Central. Estos datos se necesitan para alta, media y baja tensión.
- x) Relación Tensión/Tap [%]. Estos datos se necesitan para alta, media y baja tensión.
- y) Nivel básico de aislamiento [kV].
- z) Grupo de conexión.
- aa) Pérdidas en vacío [kW].
- bb) Pérdidas a plena carga [kW].
- cc) Método de conexión a tierra de cada neutro (sólidamente conectado a tierra, vía impedancia u otro método).
- dd) Máxima sobrecarga admisible, curva de daño [MVA].
- ee) Tasa de indisponibilidad forzada [hrs. /año].
- ff) Tasa de indisponibilidad programada [hrs. /año].



Artículo 3-3. Especificaciones Equipos de Transformación

i)

Para el literal x) tanto para transformadores de 2 devanados y 3 devanados, la relación Tensión/Tap se debe calcular de la siguiente forma:

$$Paso = \frac{(V_{MAX} - V_{MIN}) / V_{nominal}}{NTap - 1}$$

En donde Vmax corresponde a la tensión a Tap máximo, Vmin corresponde a la tensión a Tap mínimo, Vnominal corresponde a la tensión nominal y NTap corresponde al número total de taps del transformador.

ii)

En el literal c) correspondiente tanto a transformadores de 2 devanados y a transformadores de 3 devanados, se debe indicar si el equipo de transformación mencionado corresponde a un transformador, autotransformador, a un banco de transformadores o a un regulador.

iii)

En el literal d), tanto para los transformadores de 2 devanados como para los de 3 devanados, se debe indicar si corresponde a un transformador en servicio, de reserva conectada o de reserva en frío.

iv)

Para el literal u) tanto para transformadores de 2 devanados y 3 devanados, para cada paso del tap se debe indicar la variación de tensión asociada.

v)

Para el literal i) tanto para transformadores de 2 devanados y 3 devanados, el límite de sobrecarga admisible de corta duración se debe estimar suponiendo que la carga previa del equipo de transformación era la nominal y que la temperatura ambiente es igual a 30 °C.

vi)

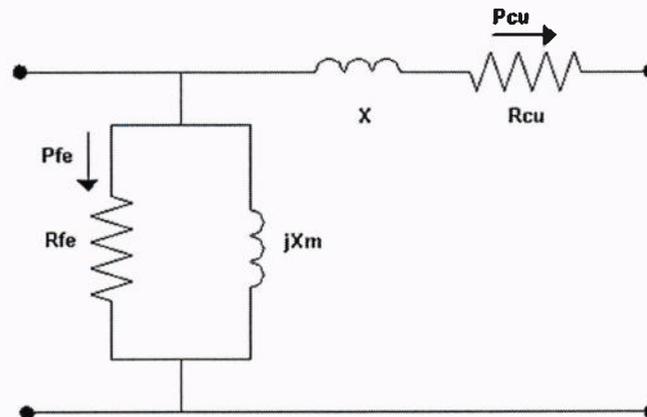
Para el literal y) tanto para transformadores de 2 devanados y 3 devanados, el Nivel Básico de aislamiento (BIL) solicitado corresponde al interno.

vii)

Para los literales ee) y ff) tanto para transformadores de 2 devanados y 3 devanados, debe utilizarse la estadística disponible para la instalación.

viii)

Modelo equivalente aproximado de un transformador monofásico.



En donde:

- Rfe : Resistencia que representa a las pérdidas en el hierro (Pfe).
- Xm : Representa la reactancia de magnetización.
- Rcu : Resistencia que representa las pérdidas en el cobre (Pcu).
- X : Representa la reactancia de fuga.

4. INTERRUPTORES DE MANIOBRA

Los Coordinados que posean u operen interruptores de maniobra pertenecientes al Sistema de Transmisión, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

Artículo 4-1 Información Interruptores de Maniobra

- a) Nombre del propietario.
- b) Nombre de la subestación o punto de conexión de derivación en la cual se encuentra el interruptor.
- c) Nombre del paño en el cual se encuentra el interruptor.
- d) Tipo de Interruptor.
- e) Modelo.
- f) Fabricante.
- g) Tensión nominal [kV].
- h) Corriente nominal [A].
- i) Capacidad de ruptura, simétrica y asimétrica [kA].
- j) Capacidad de cierre en cortocircuito [kA].
- k) Ciclo de operación nominal.
- l) Tipo de medio aislante (aceite, neumático, SF6, vacío, entre otros).
- m) Modo de accionamiento (monopolar o tripolar).
- n) Operación en vacío o con carga.



- o) Nombre del elemento conectado al interruptor.
- p) Tiempo de apertura [s].
- q) Tiempo de cierre [s].
- r) Especificación de la norma de fabricación.

Artículo 4-2 Especificaciones Interruptores de Maniobra

i)

La información solicitada en el literal i) corresponde a valores RMS.

ii)

En el literal d) se debe indicar si el interruptor está asociado a una línea, a un transformador, a una barra (seccionador) o a la barra de transferencia (acoplador).

iii)

En el literal k) se debe señalar la secuencia de operación del interruptor en caso de falla.

iv)

En el literal r) se debe identificar la institución emisora de la norma, así como su número y año de emisión. Si la institución es distinta de IEC o ANSI/IEEE, se deberá entregar además una copia de la norma correspondiente.

5. SUBESTACIONES

Los Coordinados que posean u operen subestaciones pertenecientes al Sistema de Transmisión, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

Artículo 5-1 Información Subestaciones

- a) Barras de conexión involucradas, su capacidad térmica (corriente permanente y corriente de cortocircuito [kA]) y su tipo de conductor.
- b) Equipos de transformación.
- c) Interruptores (especificar si corresponden a interruptores de paño de línea, seccionadores de barra, de transferencia, u otros).
- d) Desconectadores.
- e) Conexiones de puesta a tierra.
- f) Equipos de medición.
- g) Equipos de sincronización.
- h) Equipos de comunicaciones.
- i) Sistemas de protección.
- j) Transformadores de medida (corriente y tensión).
- k) Pararrayos.
- l) Diagrama unilíneal de la subestación, señalando la capacidad nominal de todos los equipos primarios.
- m) Propietario de la subestación.
- n) Propietario de cada elemento.



Artículo 5-2 Especificaciones Subestaciones

i)

En el literal e) se debe indicar si la subestación posee conexiones de puesta a tierra y sus ubicaciones.

Respecto a los equipos de los literales b), c), d), f), g), h), i), j), k) que componen la S/E, la información solicitada corresponde a los nombres que los identifique.

6. DISPOSITIVOS DE RECONEXIÓN DE LINEAS DE TRANSMISIÓN

Los Coordinados que posean u operen dispositivos de reconexión de líneas de transmisión pertenecientes al Sistema de Transmisión, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

Artículo 6-1 Información Dispositivos de Reconexión

- a) Nombre de la subestación en la cual se encuentra.
- b) Paño en el cual se encuentra el interruptor sobre el que opera.
- c) Nombre de la línea en la cual opera.
- d) Tipo de dispositivo.
- e) Tipo de operación (monopolar, tripolar, instantáneo, sincroverificado).
- f) Tiempo de reconexión [s].
- g) Número de intentos de reconexión.
- h) Propietario
- i) Informe de programación del Relé que opera sobre el dispositivo de reconexión.
- j) Tiempos de reposición [s].

Artículo 6-2 Especificaciones Dispositivos de Reconexión

i)

En el literal d) se debe indicar el tipo relé que opera sobre el equipo de reconexión.



7. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA

Los Coordinados que posean u operen equipos de compensación de potencia reactiva pertenecientes al Sistema de Transmisión, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

Artículo 7-1 Información Bancos de Condensadores

- a) Nombre del propietario.
- b) Nombre de la subestación o punto de derivación en que se encuentra.
- c) Nombre del paño al cual se encuentra conectado.
- d) Tensión nominal [kV].
- e) Máximo Número de pasos del banco.
- f) Potencia Reactiva por pasos del banco [MVar].
- g) Capacidad total del banco [MVar].
- h) Rango de operación [kV] o [MVar]
- i) Características del control automático.
- j) Tipo de conexión.

Artículo 7-2 Especificaciones Bancos de Condensadores

i)

Para el literal i) se debe adjuntar el esquema de control de los bancos de condensadores con sus respectivos parámetros. Los cuales pueden ser de tipo control horario, por tensión, por factor de potencia, etc.

En general, si el modelo del equipo es R-L, R-L-C u otro, especificar las reactancias que definen el modelo.

Artículo 7-3 Información Compensadores Estáticos de Reactivos

- a) Nombre del propietario.
- b) Nombre de la subestación o punto de derivación en que se encuentra.
- c) Nombre del paño al cual se encuentra conectado.
- d) Tensión nominal [kV].
- e) Capacidad máxima de absorción de reactivos [MVar].
- f) Capacidad máxima de inyección de reactivos por condensador [MVar].
- g) Número total de condensadores.
- h) Características del control automático.
- i) Rango de operación [kV] o [MVar].
- j) Tipo de conexión.



Artículo 7-4 Especificaciones Compensadores Estáticos de Reactivos

i)

Para el literal h) se debe adjuntar el esquema de control del compensador estático de reactivos con sus respectivos parámetros.

Artículo 7-5 Información Compensación Serie

- a) Nombre del propietario.
- b) Nombre de la subestación o punto de derivación en que se encuentra.
- c) Nombre del paño al cual se encuentra conectado.
- d) Tensión nominal [kV].
- e) Impedancia [Ω].
- f) Corriente Nominal [kA].
- g) Límite de sobrecarga admisible de corta duración, Se entenderá por corta duración al período de duración igual a 15 minutos (Ref.: Art. 5-39 de la Norma Técnica).
- h) Rango de operación [kV] o [MVar].
- i) Características del control automático.

Artículo 7-6 Especificaciones Compensación Serie

i)

Para el literal i) se debe adjuntar el esquema de control de la compensación serie con sus respectivos parámetros.

Artículo 7-7 Información Condensador Sincrónico

- a) Nombre del propietario.
- b) Nombre de la subestación o punto de derivación en la cual se encuentra.
- c) Nombre del paño al cual se encuentra conectado.
- d) Tensión nominal [kV].
- e) Capacidad máxima de absorción de reactivos [MVar].
- f) Capacidad máxima de inyección de reactivos [MVar].
- g) Características del control automático.
- h) Rango de operación [kV] o [MVar].
- i) Tipo de conexión.

Artículo 7-8 Especificaciones Condensador Sincrónico

i)

Para el literal g) se debe adjuntar el esquema de control del condensador sincrónico con sus respectivos parámetros.



Artículo 7-9 Reactores

- a) Nombre del propietario.
- b) Nombre de la subestación o punto de derivación en la cual se encuentra.
- c) Nombre del paño al cual se encuentra conectado.
- d) Tensión nominal [kV].
- e) Máximo Número de pasos del reactor.
- f) Reactivos por paso del reactor [MVar].
- g) Capacidad total del reactor [MVar].
- h) Rango de operación [kV] o [MVar].
- i) Características del control automático.
- j) Tipo de conexión.
- k) Impedancia de neutro del reactor de línea [Ω].

Artículo 7-10 Especificaciones Reactores

i)

Para el literal i) se debe adjuntar el esquema de control de los reactores.

Para el literal k), si el modelo del equipo es R-L, R-L-C u otro, especificar las impedancias (esquema y valores) que definen el modelo.

8. OTROS EQUIPOS DE CONTROL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Los Coordinados que posean u operen equipos de control del Sistema de Transmisión, tales como, FACTS, convertidores de corriente continua (HVDC), entre otros, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

Artículo 8-1 Información Otros Equipos de Control del Sistema de Transmisión

- a) Nombre del propietario.
- b) Nombre de la subestación o punto de derivación en la que se encuentra.
- c) Nombre del paño al que se encuentra conectado en el caso que corresponda.
- d) Tipo de equipo.
- e) Características técnicas.
- f) Esquema de funcionamiento
- g) Modo de operación.
- h) Capacidad nominal.
- i) Rango de operación.
- j) Características del control principal.
- k) Señales de control suplementaria.
- l) Punto de conexión.
- m) Sistema de protección.
- n) Instalación asociada al equipo de control.



Artículo 8-2 Especificaciones Otros Equipos de Control del Sistema de Transmisión

i)

Para el literal f) se debe adjuntar el esquema de control del dispositivo con sus respectivos parámetros.

ii)

Para el literal g) se debe especificar si el modo de operación es automático, manual, discreto, temporizado u otro.

9. SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Los Coordinados que posean u operen sistemas de protecciones, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

Artículo 9-1 Información Sistemas de Protección

- a) Nombre del propietario.
- b) Nombre de la subestación o punto de derivación en la que se encuentra.
- c) Nombre del paño al que se encuentra conectado en el caso que corresponda.
- d) Instalación protegida por el sistema de protección.
- e) Tipo de relé de protección o tipo de función en caso de ser relé multifunción.
- f) Características de operación.
- g) Rangos de operación.
- h) Ajustes.
- i) Procedimiento de lectura e interpretación del significado de cada alarma o indicación o registro oscilográfico.

Artículo 9-2 Especificaciones Sistemas de Protección

i)

En el literal e) se debe indicar si el relé es de tipo sobrecorriente, diferencial, distancia, etc.

ii)

En el literal f) se debe indicar si es de tipo inverso, muy inverso, tiempo definido, instantáneo, etc.

iii)

Para el literal h) se debe adjuntar el informe de ajustes de protecciones.

iv)

Para el literal i) se debe adjuntar el informe de interpretación del significado de cada alarma o indicación.

v)

Se debe entregar la información solicitada en el anexo 3.



10. UNIDADES GENERADORAS

Los Coordinados que posean u operen medios de generación que operen en sincronismo, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los antecedentes generales que a continuación se especifican:

Artículo 10-1 Información Unidades Generadoras

- a) Identificación de las centrales de su propiedad, indicando para cada una el nombre, tipo, localización y características generales.
- b) Cantidad de unidades generadoras.
- c) Puntos de conexión al SI a través de los cuales inyecta energía.
- d) Para cada unidad generadora:
 - i. Potencia máxima Bruta [MW].
 - ii. Consumos propios como porcentaje de la potencia máxima bruta.
 - iii. Capacidad máxima, potencia neta efectiva [MW].
 - iv. Potencia mínima técnica [MW].
 - v. Tasa de indisponibilidad forzada total [hrs. /año].
 - vi. Tasa de indisponibilidad forzada en horas de punta [hrs. /año].
 - vii. Tasa de indisponibilidad programada [hrs. /año].
 - viii. Tensión nominal [kV].
 - ix. Factor de potencia nominal.
 - x. Método de conexión del neutro a tierra.
- e) Reactancia sincrónica de eje directo, X_d [%].
- f) Reactancia sincrónica de eje en cuadratura, X_q [%].
- g) Reactancia de secuencia cero, x_0 [%].
- h) Resistencia de secuencia cero, r_0 [%].
- i) Reactancia de secuencia negativa, x_2 [%].
- j) Resistencia de secuencia negativa, r_2 [%].
- k) Reactancia subtransitoria saturada, x''_{dsat} [%].
- l) Resistencia del estator [%].
- m) Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje directo, T'_d [%].
- n) Constante de tiempo transitoria de cortocircuito eje en cuadratura, T'_q [%].
- o) Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje directo, T''_d [%].
- p) Constante de tiempo subtransitoria de cortocircuito eje en cuadratura, T''_q [%].
- q) Reactancia transitoria de eje directo, X'_d [%].
- r) Reactancia transitoria de eje en cuadratura, X'_q [%].
- s) Reactancia subtransitoria de eje directo, X''_d [%].
- t) Reactancia subtransitoria de eje en cuadratura, X''_q [%].
- u) Reactancia de saturación de Potier, X_p [%].
- v) Momento de inercia del generador [kg m²].
- w) Reactancia de neutro a tierra [Ω].
- x) Resistencia de neutro a tierra [Ω].
- y) Curva de magnetización de la unidad generadora a circuito abierto para las siguientes condiciones:
 - 120 % de la tensión nominal.
 - 110 % de la tensión nominal.
- z) Sistemas de protecciones y ajustes.



- aa) Tipo de máquina (turbina hidráulica, turbina de vapor, turbina de gas, motor de combustión interna, entre otras) indicando, si corresponde, combustible primario utilizado.
- bb) Principales características técnicas (marca, fabricante, año de fabricación, potencia nominal, potencia máxima y mínima técnica, velocidad nominal en [rpm], sobrevelocidad máxima admisible, curvas características dadas por el fabricante).
- cc) Constante de inercia mecánica (H [s]) del conjunto máquina motriz-generador (incluyendo compresor cuando corresponda), tiempo de lanzamiento, arranque mecánico o constante de aceleración del grupo (T_a [s]) y factor GD^2 [kg m²] o en su defecto WR^2 [lb ft²].

Para los distintos tipos de turbinas se deberá entregar:

Para el caso de turbinas hidráulicas:

- a) Constante de tiempo de arranque de la columna de agua (TW).

Para el caso de turbinas a vapor:

- b) Diagrama de bloques de la turbina con sus respectivos parámetros.
- c) Fracción de potencia desarrollada en cada etapa (HP, IP, LP).
- d) Constantes de tiempo del vapor en cada etapa (HP, IP, LP).
- e) Curvas características de la turbina.
- f) Gradiente máximo de toma de carga y de reducción de carga [MW/min.].
- g) Restricciones para el funcionamiento en subfrecuencia.

Para el caso de turbinas a gas:

- h) Diagrama de bloques de la turbina con sus respectivos parámetros.
- i) Constantes de tiempo (dinámica de la turbina, combustor, compresor y gases de escape).
- j) Curvas características de la turbina.
- k) Tipo de combustible y consumo específico.
- l) Restricciones para el funcionamiento en subfrecuencia.

Para el caso de turbinas a eólicas:

- m) Curva característica de la potencia de salida en función de la velocidad del viento.

Los Coordinados que posean u operen medios de generación que operen en sincronismo, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico la información de la fuente primaria de energía que se especifica en el presente artículo.

Para el caso de unidades hidroeléctricas:

- a) Principales características técnicas, incluyendo capacidades máximas, del sistema de aducción hidráulica (memoria descriptiva, diagrama con la vista en corte longitudinal y dimensiones físicas de la tubería de aducción, conducción forzada, distribuidor y difusor).



- b) Esquema hidráulico de afluentes, canales o túneles de aducción, canales de riego, embalse y/o estanque de regulación.
- c) En el caso de existir canales de riego se deben indicar los compromisos de riego que afecten la producción, como también cualquier otro compromiso o restricción, ambiental u otra, que afecte la disponibilidad de agua de la unidad.
- d) Para el caso de canales y túneles de aducción se debe informar las capacidades máximas y mínimas expresadas en metros cúbicos por segundo [m^3/s], además de limitaciones de llenado, vaciado y otras en los canales.
- e) En el caso de embalses se debe proporcionar la curva de embalse en volumen [hm^3] o [dam^3] y energía [GWh] en función de la cota expresada en metros sobre el nivel del mar [$msnm$].
- f) En el caso de estanques de regulación se debe indicar su volumen máximo y su equivalente en energía.
- g) Potencia Bruta en [MW] en función del caudal turbinado (curva y valor medio) y, si corresponde, en función de la cota del embalse.
- h) Caudales máximos y mínimos de turbinación.
- i) Constante de Allievi.
- j) Estadísticas de caudales medidos en [m^3/s] de los últimos 46 años anteriores a la puesta en servicio de las unidades. Esta estadística deberá ser complementada al inicio de cada año, a más tardar el 30 de abril, con la estadística real registrada el año inmediatamente anterior. En todo caso, la información estadística a entregar inicialmente deberá comenzar desde el año hidrológico 1960-1961.

Para el caso de unidades térmicas con turbinas de vapor:

- k) Principales características técnicas de la caldera (marca, fabricante, año de fabricación, memoria descriptiva del proceso de producción de vapor, tipo de combustible, curva de consumo específico, consumo específico medio, curva de consumo incremental, costo variable no combustible).
- l) Modelo simplificado de la caldera que considere sus características geométricas y funcionales, incluyendo la constante de tiempo de acumulación de vapor, parámetros asociados al proceso de recalentamiento de vapor, modelo y parámetros del sistema de control de aire y combustible, modelo y parámetros del regulador de presión con sus correspondientes ajustes.
- m) Tiempos de estabilidad térmica frente a variaciones de carga.
- n) Estados de operación restringidos (entrada/salida de quemadores, apertura de válvulas parcializadoras, niveles de vibración inadmisibles, entre otras).
- o) Toda otra restricción o compromiso, ambiental u otro, que afecte la producción de la unidad.

Para el caso de parques eólicos:

- p) Distribución de frecuencia para velocidad del viento.
- q) Potencia y energía generable.
- r) Estadísticas de vientos medidos con detalle horario en el lugar de emplazamiento del parque eólico para al menos los últimos 3 años anteriores a la puesta en servicio de las unidades. Esta estadística deberá ser

complementada al inicio de cada año con la estadística real registrada el año inmediatamente anterior.

- s) Predicción de vientos para horizontes de 24 horas para con actualización cada 3 horas. La entrega de esta información se realizará a la DO para los efectos de la planificación de la operación.

Los Coordinados que posean u operen medios de generación que operen en sincronismo, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico la información del Controlador de Velocidad que a continuación se indica:

- a) Principales características técnicas (marca, fabricante, año de fabricación, tipo de controlador: PI o PID, mecánico-hidráulico, electro-hidráulico, digital-electro-hidráulico, entre otros).
- b) Banda muerta ajustable (rango de ajuste, calibración actual).
- c) Estatismo permanente (rango de ajuste, valor actual).
- d) compensaciones dinámicas (amortiguamientos del regulador).
- e) Diagramas funcionales del lazo de regulación de velocidad con sus respectivos parámetros (ganancias y constantes de tiempo con sus rangos de ajuste y valor actual; características de válvulas, límites, zonas muertas, entre otros).
- f) Para el caso de que la central cuente con un control centralizado de generación, el propietario deberá proveer el diagrama funcional de la unidad de mando remoto que interactúa con las consignas individuales de carga de las unidades generadoras, informando sus respectivos parámetros.
- g) Resultados de los ensayos del lazo de control automático de velocidad/carga de la unidad generadora, realizados a los efectos de identificar con precisión la respuesta dinámica de este sistema de control incluyendo automatismos asociados como el cierre rápido de válvulas (fast valving) o reducción controlada de generación (RCG).
- h) Tiempos de crecimiento (T_r) y establecimiento (T_s) medidos sobre la respuesta en potencia (T_r : tiempo que demora la señal en pasar del 10 % al 90 % del valor final; T_s : tiempo necesario para que la señal ingrese dentro de una banda de ± 10 % alrededor del valor final deseado).

Para el caso de turbinas hidroeléctricas:

- i) Estatismo transitorio δ (rango de ajuste, calibración actual).
- j) Constante de Tiempo de Amortiguamiento T_d ó Constantes Proporcional (KP), integral (KI) y derivativa (KD) del compensador dinámico directo.
- k) Características del limitador electrónico de carga.

Para el caso de turbinas a vapor:

- l) En caso que el Controlador de Velocidad tenga compensaciones dinámicas, proveer la función transferencia con todos sus parámetros.
- m) Variador de velocidad/consigna (indicar si el consignador de carga se basa en potenciómetro motorizado, consignador estático, entre otros).
- n) Gradiente de toma de carga [MW/min.].
- o) Características del limitador de carga.



Para el caso de turbinas a gas:

- p) En caso de que el controlador de velocidad tenga compensaciones dinámicas, proveer la función transferencia con todos sus parámetros.
- q) Diagrama de bloques y parámetros del control de aceleración.
- r) Diagrama de bloques y parámetros del control de temperatura de gases de escape.
- s) Diagrama de bloques y parámetros del control del caudal de aire de entrada al compresor (IGV).
- t) Características del limitador electrónico de carga.

Para el caso de motores de combustión interna:

- u) Diagrama de bloques con sus respectivos parámetros del controlador de velocidad/carga con sus correspondientes compensaciones dinámicas y filtros de supresión de frecuencias torsionales.
- v) Relación estática del motor y retardo TD asimilable al tiempo de reacción de la combustión en los cilindros.
- w) Dinámica del turbocargador, representada por la ganancia KTC y la constante de tiempo TTC.
- x) Factor de reducción del torque mecánico del motor en función de la relación equivalente combustible/aire.

Para el caso de turbinas eólicas:

- y) Diagrama de bloques del Controlador de Velocidad con sus correspondientes compensaciones dinámicas y parámetros.

Los Coordinados que posean u operen medios de generación que operen en sincronismo, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico la información del Controlador de Tensión o Controlador de Potencia Reactiva que a continuación se indica:

- a) Diagrama de bloques con sus correspondientes parámetros de control.
- b) Ganancia estática.
- c) Corrientes máximas y mínimas de excitación.
- d) Limitadores del sistema de excitación.
- e) Diagrama de bloques con los correspondientes parámetros de control del PSS.
- f) Tensiones Máxima y Mínima Admisible, Sistema de protecciones y ajustes, incluyendo:
 - i. Márgenes de subexcitación y sobreexcitación.
 - ii. Diagrama PQ de cada una de sus unidades generadoras. La información suministrada debe corresponder a datos del fabricante del equipamiento o la correspondiente a los protocolos o ensayos de recepción de la unidad u obtenida por medio de ensayos realizados sobre la unidad generadora, o bien, de cualquier otra documentación del propietario que confirme que tal



diagrama corresponde al diseño de la unidad generadora y por ende está garantizado. Para el caso de unidades eólicas se informarán los datos del fabricante del equipamiento correspondientes a los protocolos o ensayos de recepción de la unidad u obtenida por medio de ensayos realizados sobre la unidad generadora, o bien, de cualquier otra documentación del propietario que confirme que la zona de operación entregando o absorbiendo reactivos corresponde al diseño de la unidad generadora.

iii. Zonas prohibidas de generación de potencia activa y reactiva.

11. EQUIPOS DE COMPENSACIÓN DE ENERGÍA ACTIVA

Los Coordinados que posean u operen Equipos de Compensación de Energía Activa, deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

Artículo 11-1 Información Equipos de compensación de energía activa

- a) Nombre del equipo.
- b) Nombre del propietario del equipo.
- c) Nombre de la(s) subestación(es) o punto(s) de derivación en(entre) la(s) que se encuentra.
- d) Nombre del paño al que se encuentra conectado en el caso que corresponda.
- e) Tipo de equipo.
- f) Capacidad Nominal [kW].
- g) Tensión Nominal [kV].
- h) Capacidad de almacenamiento [kWh].
- i) Rango de Operación en función del tiempo (Potencia v/s Tiempo).
- j) Características del control automático.
- k) Vida útil expresada en tiempo de operación y cantidad de operaciones de conexión y desconexión.

12. INSTALACIONES DE CLIENTES

Los propietarios de Instalaciones de Clientes deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

Artículo 12-1 Información Instalaciones de Clientes

- a) Nombre del retiro
- b) Nombre del propietario de la instalación de cliente asociada al retiro.
- c) Tipo de retiro (Regulado, Libre).
- d) Punto de conexión al SI a través de los cuales retira energía en términos físicos, no comerciales.
- e) Capacidad de sus instalaciones para el Control de Tensión. Indicar los equipos que permitan realizar esta acción, tales como compensación de reactivos,



transformadores con cambiadores de derivación, u otros que pertenezcan a sus instalaciones de clientes.

- f) Consumo de energía y potencia previstos en períodos mensuales, bajo diferentes hipótesis (más probable, alta y baja).
- g) Características de las curvas de carga típicas. Curvas de carga típicas horarias por mes y tipo de día (laboral, lunes, sábado y festivo) [MW].
- h) Demanda en horas de máxima carga en período de punta y fuera de punta. Indicar la hora y la potencia consumida en MW
- i) Constantes para determinar el comportamiento estático de la carga, en sus componentes activa y reactiva, con las variaciones de frecuencia y tensión:
 - i. Coeficiente ponderador del cuadrado de la tensión en P: $p1$
 - ii. Coeficiente ponderador de la tensión en P: $p2$
 - iii. Coeficiente constante en P: $p3$
 - iv. Coeficiente ponderador de la variación de frecuencia en P: Kpf
 - v. Coeficiente ponderador del cuadrado de la tensión en Q: $q1$
 - vi. Coeficiente ponderador de la tensión en Q: $q2$
 - vii. Coeficiente constante en Q: $q3$
 - viii. Coeficiente ponderador de la variación de frecuencia en Q: Kqf

Para el caso de la dependencia con la tensión, en casos debidamente justificados podrán informarse los exponentes del modelo reducido siguientes:

- ix. Exponente de dependencia de la tensión en P: kpu
- x. Exponente de dependencia de la tensión en Q: kqu

- j) Descripción general de la carga.
- k) Potencia interrumpible [MW].
- l) Potencia no interrumpible [MW].
- m) Consideraciones especiales.
- n) Constantes para determinar el comportamiento dinámico de la carga con las variaciones de frecuencia y tensión:
 - i. Dependencia de la frecuencia en P: kpf [s].
 - ii. Dependencia de la frecuencia en Q: kqf [s].
 - iii. Dependencia de la tensión en P: kpu [s].
 - iv. Dependencia de la tensión en Q: kqu [s].
 - v. Constante de tiempo de la frecuencia en P: Tpf [s].
 - vi. Constante de tiempo de la frecuencia en Q: Tqf [s].
 - vii. Constante de tiempo de la tensión en P: Tpu [s].
 - viii. Constante de tiempo de la tensión en Q: Tqu [s].
 - ix. $T1$ [s].

Artículo 12-2 Especificaciones Instalaciones de Clientes

i)

Para el literal e) se debe señalar si se posee o no instalaciones para el control de tensión. En el caso que se posea, se debe indicar los tipos de instalaciones (condensadores para controlar tensión, transformadores reguladores, entre otros). No se deben incluir los condensadores cuyo objetivo sea sólo el mejorar el factor de potencia.



ii)

En el literal j) se debe indicar la composición de la carga, como por ejemplo hornos, motores, aire acondicionado, u otros, indicando las proporciones correspondientes y la capacidad por cada uno de estos tipos. Si se trata de instalaciones de distribución, en que la carga tiene una composición diversa se permitirá señalar en este punto "circuito de media tensión de distribución". En este caso se deberá indicar además las proporciones de carga según tipo de tarifa.

iii)

En el literal m) de los requisitos adicionales se debe indicar las consideraciones especiales respecto a la flexibilidad de la demanda, como por ejemplo tiempos máximos o mínimos asociados.

iv)

Para contestar la información correspondiente al los literales i) y n) se debe remitir al anexo 2.

13. BARRAS

Los propietarios de Barras de subestaciones deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

Artículo 13-1 Información Barras

- a) Nombre de la subestación en la cual se encuentra.
- b) Nombre del propietario.
- c) Capacidad Nominal de corriente permanente de las barras a temperatura ambiente igual a 30°C [kA].
- d) Capacidad Nominal de corriente de cortocircuito de duración de 1 segundo o bien a 3 segundos de las barras [kA].

14. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los propietarios de Transformadores de Corriente deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

Artículo 14-1 Información Transformadores de Corriente

- a) Nombre de la subestación en la cual se encuentra.
- b) Nombre del propietario.
- c) Nombre del paño en el cual se encuentra.
- d) Nombre de la línea conectada con el T/C.
- e) Corriente nominal permanente de los TT/CC [kA].
- f) Razón(es) transformación de los TT/CC.
- g) Corriente de sobrecarga de corta duración (evaluada en 1 o a 3 segundos) de los TT/CC [kA].
- h) Precisión de los TT/CC.



15. TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Los propietarios de Transformadores de Potencial deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

Artículo 15-1 Información Transformadores de Potencial

- a) Nombre de la subestación en la cual se encuentra.
- b) Nombre del propietario.
- c) Nombre del paño en el cual se encuentra.
- d) Nombre de la línea o barra conectada con el T/P.
- e) Clase de aislación de TT/PP [kV].
- f) Razón de transformación de los TT/PP.
- g) Precisión de los TT/PP.

16. TRAMPAS DE ONDAS

Los propietarios de Trampas de Ondas deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

Artículo 16-1 Información Trampas de Ondas

- a) Nombre de la subestación en la cual se encuentra.
- b) Nombre del propietario.
- c) Nombre del paño en el cual se encuentra.
- d) Nombre de la línea conectada con a la trampa de ondas.
- e) Corriente Nominal permanente [kA].
- f) Corriente de cortocircuito de corta duración (evaluada en 1 o a 3 segundos) [kA].

Artículo 16-2 Especificaciones Trampas de Onda

i)

Para los literales e) y f) los datos solicitados son RMS.

17. DESCONECTADORES

Los propietarios de Desconectadores deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

Artículo 17-1 Información Desconectadores

- a) Nombre de la subestación en la cual se encuentra.
- b) Nombre del propietario.
- c) Nombre del paño en el cual se encuentra.
- d) Nombre de la línea conectada con el desconectador.
- e) Corriente Nominal permanente [kA].



- f) Corriente de cortocircuito de corta duración (evaluada en 1 o a 3 segundos) [kA].

Artículo 17-2 Especificaciones Desconectadores

i)

Para los literales e) y f) los datos solicitados son RMS.

18. PARARRAYOS

Los propietarios de Pararrayos de subestaciones deberán entregar a la DP mediante informe escrito y en medio electrónico los datos que a continuación se especifican:

Artículo 18-1 Información Pararrayos

- a) Nombre de la subestación en la cual se encuentra.
- b) Nombre del propietario.
- c) Tensión nominal [kV].
- d) Corriente de descarga nominal.
- e) Tensión Residual [kV].

Artículo 18-2 Especificaciones Pararrayos

i)

Para el literal d) los datos solicitados son peak.

ii)

Para el literal e), los datos solicitados son peak para 10 kA y forma de onda 8/20 us. Si se dispone la curva de tensión residual en función de la corriente o valores de esta tensión para otras corrientes, estas deben ser informadas.



ANEXO 1

NOMENCLATURA DE LAS CLAVES PARA LA BASE DE DATOS

1. Coordinados

Los coordinados se clasificaran de acuerdo al giro al que pertenezcan. Los giros y su respectiva identificación se señalan a continuación:

| | |
|---|-----|
| Cliente Regulado | : R |
| Cliente Libre | : L |
| Propietario de Instalación de transmisión | : T |
| Propietario de Instalación de generación | : G |
| Autoproducer | : A |

Código Coordinado:

Corresponde a 3 Dígitos indexados con una letra que identifica al tipo de coordinado.

Ej. R001

Ej. L001

2. Subestaciones

Se definirá a las subestaciones como elemento de referencia para las siguientes instalaciones:

- a) Equipos de transformación
- b) Equipos de compensación de potencia reactiva
- c) Barras
- d) Paños
- e) Sistemas de protección.

El código asociado a cada subestación estará compuesto por los siguientes campos:

Código Propietario:

Corresponde al código del coordinado propietario de la subestación.

Ej. T001

Código Propio:

Identifica a una subestación dentro del conjunto total de subestaciones pertenecientes a un coordinado. Corresponde a las letras S y E indexadas con 3 dígitos.

Ej. SE001

Finalmente el código completo asociado a una subestación tendrá la forma siguiente:

Código Subestación:

Corresponde a la indexación de los códigos anteriores en el orden que se señala.

Ej. SE001T001



2.1. Equipos de transformación

Los elementos listados serán identificados como equipos de transformación:

- a) Transformadores.
- b) Autotransformadores.
- c) Banco de autotransformadores.

Su código asociado tendrá los siguientes campos:

Código Subestación:

Identifica a la subestación en la cual se encuentra.

Ej. SE001L001

Código Propio:

Identifica al dispositivo dentro del conjunto de equipos de transformación que un mismo coordinado posee en la subestación. Corresponde a las letras E y T indexadas con 2 dígitos.

Ej. ET01

Código Propietario:

Identifica al coordinado propietario del equipo de transformación.

Ej. L002

Código Equipo _____ :

Corresponde a la indexación de los códigos anteriores en el orden que se señala.

Ej. ET01L002SE001L001

2.2. Barras

El código asociado a las barras de las subestaciones tendrá la siguiente estructura:

Código Subestación:

Identifica a la subestación en la cual se encuentra.

Ej. SE001L002

Código Propio:

Identifica al elemento dentro del conjunto de barras que un mismo coordinado posee en la subestación. Corresponde a las letras B y A indexadas con 2 dígitos.

Ej. BA01

Código Propietario:

Corresponde al código del coordinado dueño de la barra.

Ej. L001

Así, el código asociado a una barra tendrá la siguiente forma:

Código Barra:

Corresponde a la indexación de los códigos anteriores en el orden que se señala.



Ej. BA01L001SE001L002

2.3. Paños

El código asociado a los paños de los distintos elementos pertenecientes a una subestación tendrá la siguiente estructura:

Código Subestación:

Identifica a la subestación en la cual se encuentra.

Ej. SE001L002

Código Propio:

Identifica al elemento dentro del conjunto total de paños que un mismo coordinado posee en la subestación. Corresponde las letras P y A indexadas con 2 dígitos.

Ej. PA01

Código Propietario:

Corresponde al código del coordinado propietario del paño.

Ej. L001

Así, el código asociado a un paño tendrá la siguiente estructura:

Código Paño:

Corresponde a la indexación de los códigos anteriores en el orden que se indica.

Ej. PA01L001SE001L002

2.3.1. Interruptores de maniobra

El código de los interruptores de maniobra de un paño, estará formado por los siguientes campos:

Código Paño:

Identifica al paño en el cual se encuentra.

Ej. PA01L001SE001L002

Código Propietario:

Identifica al coordinado propietario del elemento.

Ej. T001

Código Propio:

Identifica al elemento dentro del conjunto de interruptores pertenecientes al paño. Corresponde a las letras I y M indexada con 2 dígitos.

Ej. IM01

Así el código completo asociado a un interruptor de maniobra estará formado por:

Código Interruptor:

Corresponde a la indexación de los códigos anteriores en el orden que se indica.



Ej. IM01T001PA01L001SE001L002

2.3.2. Dispositivos de reconexión de líneas de transmisión

El código de los dispositivos de reconexión que sean parte de un paño, estará formado por los siguientes campos:

Código Paño:

Identifica al paño en el cual se encuentra.

Ej. PA01L001SE001L002

Código Propietario:

Identifica al coordinado propietario del elemento.

Ej. T001

Código Propio:

Identifica al dispositivo dentro del conjunto total de dispositivos pertenecientes a un paño. Corresponde a las letras D y R indexadas con 2 dígitos.

Ej. DR01

Así el código completo asociado a un dispositivo de reconexión tendrá la estructura siguiente:

Código Dispositivo:

Corresponde a la indexación de los códigos anteriores en el orden que se indica.

Ej. DR01T001PA01L001SE001L002

2.3.3. Transformadores de Corriente

El código de los Transformadores de Corriente que sean parte de un paño, estará formado por los siguientes campos:

Código Paño:

Identifica al paño en el cual se encuentra.

Ej. PA01L001SE001L002

Código Propietario:

Identifica al coordinado propietario del elemento.

Ej. T001

Código Propio:

Identifica al dispositivo dentro del conjunto total de dispositivos pertenecientes a un paño. Corresponde a las letras T y C indexadas con 2 dígitos.

Ej. TC01

Así el código completo asociado a un dispositivo de reconexión tendrá la estructura siguiente:

Código Dispositivo:

Corresponde a la indexación de los códigos anteriores en el orden que se indica.

Ej. TC01T001PA01L001SE001L002



2.3.4. Transformadores de Potencial

El código de los Transformadores de Potencial que sean parte de un paño, estará formado por los siguientes campos:

Código Paño:

Identifica al paño en el cual se encuentra.

Ej. PA01L001SE001L002

Código Propietario:

Identifica al coordinado propietario del elemento.

Ej. T001

Código Propio:

Identifica al dispositivo dentro del conjunto total de dispositivos pertenecientes a un paño. Corresponde a las letras T y P indexadas con 2 dígitos.

Ej. TP01

Así el código completo asociado a un dispositivo de reconexión tendrá la estructura siguiente:

Código Dispositivo:

Corresponde a la indexación de los códigos anteriores en el orden que se indica.

Ej. TP01T001PA01L001SE001L002

2.3.5. Trampas de Ondas

El código de las Trampas de Ondas que sean parte de un paño, estará formado por los siguientes campos:

Código Paño:

Identifica al paño en el cual se encuentra.

Ej. PA01L001SE001L002

Código Propietario:

Identifica al coordinado propietario del elemento.

Ej. T001

Código Propio:

Identifica al dispositivo dentro del conjunto total de dispositivos pertenecientes a un paño. Corresponde a las letras T y O indexadas con 2 dígitos.

Ej. TO01

Así el código completo asociado a un dispositivo de reconexión tendrá la estructura siguiente:

Código Dispositivo:

Corresponde a la indexación de los códigos anteriores en el orden que se indica.

Ej. TO01T001PA01L001SE001L002

2.3.6. Desconectores

El código de los Desconectores que sean parte de un paño, estará formado por los siguientes campos:

Código Paño:

Identifica al paño en el cual se encuentra.

Ej. PA01L001SE001L002

Código Propietario:

Identifica al coordinado propietario del elemento.

Ej. T001

Código Propio:

Identifica al dispositivo dentro del conjunto total de dispositivos pertenecientes a un paño. Corresponde a las letras D y C indexadas con 2 dígitos.

Ej. DC01

Así el código completo asociado a un dispositivo de reconexión tendrá la estructura siguiente:

Código Dispositivo:

Corresponde a la indexación de los códigos anteriores en el orden que se indica.

Ej. DC01T001PA01L001SE001L002

2.4. Sistemas de Protección

El código de los sistemas de protección que sean parte de una subestación estará formado por los siguientes campos:

Código Subestación:

Identifica a la subestación en la cual se encuentra.

Ej. SE001L002

Código Propietario:

Identifica al coordinado que es propietario del sistema de protección.

Ej. T001

Código Propio:

Identifica al dispositivo dentro del conjunto total de sistemas de protección que un coordinado posee en la subestación. Corresponde a las letras S y P indexadas con 2 dígitos.

Ej. SP01

Así el código completo asociado a un sistema de protección estará formado por:

Código Sistema:

Corresponde a la indexación de los códigos anteriores en el orden que se indica.

Ej. SP01T001SE001L002



2.5. Equipos de compensación de potencia reactiva

Los elementos listados serán considerados como equipos de compensación de potencia reactiva:

- a) Bancos de Condensadores.
- b) Reactores.
- c) Condensadores Sincrónicos.
- d) Condensadores Serie.

El código de los equipos de compensación de potencia reactiva que sean parte de una subestación estará formado por los siguientes campos:

Código Subestación:

Identifica a la subestación en la cual se encuentra.

Ej. SE001L002

Código Propietario:

Identifica al coordinado que es propietario del equipo de compensación de potencia reactiva.

Ej. T001

Código Propio:

Identifica al equipo dentro del conjunto total de equipos de compensación que un mismo coordinado posee en una subestación. Corresponde a las letras E y C indexadas con 2 dígitos.

Ej. EC01

Así el código completo asociado a un equipo de compensación estará formado por:

Código Equipo:

Corresponde a la indexación de los códigos anteriores en el orden que se indica.

Ej. EC01T001SE001L002

2.6. Pararrayos

El código de los Pararrayos que sean parte de una subestación estará formado por los siguientes campos:

Código Subestación:

Identifica a la subestación en la cual se encuentra.

Ej. SE001L002

Código Propietario:

Identifica al coordinado que es propietario del sistema de protección.

Ej. T001



Código Propio:

Identifica al dispositivo dentro del conjunto total de sistemas de protección que un coordinado posee en la subestación. Corresponde a las letras P y A indexadas con 2 dígitos.

Ej. PA01

Así el código completo asociado a un sistema de protección estará formado por:

Código Sistema:

Corresponde a la indexación de los códigos anteriores en el orden que se indica.

Ej. PA01T001SE001L002

3. Líneas de transmisión

Las líneas de transmisión tendrán un código asociado que será compuesto por los siguientes campos:

Código Propio:

Identifica a la línea dentro del conjunto de líneas pertenecientes a un coordinado. Corresponde a las letras L y T indexadas con 3 dígitos.

Ej. LT001

Código Circuito:

Identifica al circuito de la línea. Corresponde a la letra C indexada con 1 dígito.

Ej. C1

Código Tramo:

Identifica al tramo de línea dentro del conjunto de tramos pertenecientes a una línea. Corresponde a las letras T y R indexadas con 2 dígitos.

Ej. TR01

Código Sección:

Identifica a la sección dentro del conjunto de secciones, ya sea, dentro de la línea o dentro de un tramo de línea. Corresponde a la letra S indexada con 2 dígitos.

Ej S01

Código Propietario:

Identifica al coordinado propietario de la línea, del tramo o de la sección de la línea.

Ej. T005

Código línea:

Corresponde a la indexación de los códigos anteriores, en el caso que corresponda, en el orden que se indica.

Ej. LT001C1TR01S01T005

En el caso que la línea de transmisión no posea circuitos, tramos y/o secciones, sus lugares en el esquema de codificación será reemplazado por "-".

Ej. LT001C1TR01---T005



Ej. LT001--TR01S01T005

4. Unidades generadoras

El código asociado a una unidad generadora estará compuesto por los siguientes campos:

Código Central:

Identifica a la central dentro del conjunto de centrales pertenecientes a un coordinado, de la cual forma parte la unidad generadora.

Ej. C01

Código propietario:

Identifica al coordinado propietario de la unidad generadora.

Ej. G001

Código Propio:

Identifica a la unidad dentro del conjunto de unidades pertenecientes a una central. Corresponde a la letra U indexada con 2 dígitos.

Ej. U01

De esta forma el código completo asociado a una unidad generadora será de la siguiente forma:

Código Unidad:

Corresponde a la indexación de los códigos anteriores en el orden que se indica.

Ej. C01U01G001

5. Retiros de Clientes

Corresponde al lugar físico en el cual los coordinados retiran energía. Su código estará compuesto por los siguientes campos:

Código Subestación:

Identifica a la subestación en la cual se realiza el retiro de energía.

Ej. SE001L002

Código propietario:

Identifica al coordinado propietario del retiro.

Ej. R001

Código Propio:

Identifica al retiro entre el conjunto total de retiros que posee un coordinado.

Ej. RET001

De esta forma el código completo asociado a un retiro de energía será de la siguiente forma:

Código Unidad:

Corresponde a la indexación de los códigos anteriores en el orden que se indica.

Ej. RET001R001SE001L002

ANEXO 2**1. Introducción**

En los sistemas de potencia, los consumos eléctricos están compuestos por diferentes tipos de dispositivos. Esto provoca que sea difícil una identificación exacta de las componentes dinámicas y estáticas de las cargas del sistema.

Teniendo en cuenta estos antecedentes, un consumo eléctrico se puede modelar de la siguiente forma:

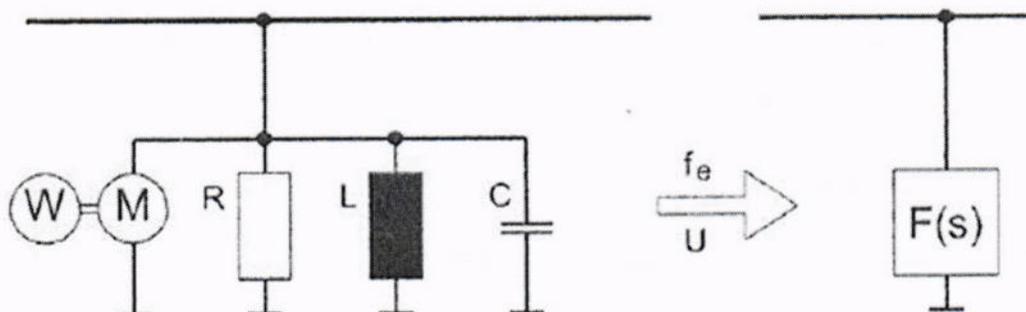


Figura 1. Modelo general de una carga eléctrica

2. Modelos estáticos de carga

La dependencia de la tensión y de la frecuencia de un consumo se puede modelar simplificada como se muestra en las siguientes ecuaciones. En dichas ecuaciones el subíndice 0 indica la condición inicial de operación.

$$P = P_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^{kpu} \cdot (1 + K_{pf} \cdot \Delta f)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^{kqu} \cdot (1 + K_{qf} \cdot \Delta f)$$

Los valores de los exponentes "kpu" y "kqu" representan una agregación de características de carga. En particular, si el comportamiento de la carga se asemeja sustancialmente a un



modelo de potencia constante o de corriente constante o de impedancia constante, los valores que estos índices toman son los siguientes:

| Índice | Valor | Comportamiento |
|---------|-------|----------------------|
| kpu,kqu | 0 | Potencia Constante |
| kpu,kqu | 1 | Corriente Constante |
| kpu,kqu | 2 | Impedancia Constante |

Sin perjuicio de lo anterior, el modelo que mejor represente la característica real de la carga puede corresponder a un número racional distinto de los anteriores.

El modelo desagregado de carga estática corresponde al denominado modelo ZIP que a continuación se describe:

$$P = P_0 \cdot \left[p_1 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right) + p_3 \right] \cdot (1 + K_{pf} \cdot \Delta f)$$

$$Q = Q_0 \cdot \left[q_1 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \cdot \left(\frac{V}{V_0} \right) + q_3 \right] \cdot (1 + K_{qf} \cdot \Delta f)$$

3. Comportamiento Dinámico

Para simular el comportamiento transitorio de una carga, esta puede ser modelada mediante una carga estática y una dinámica. Esto es definiendo un porcentaje del total del consumo total como estático y el otro como dinámico.

La dependencia del voltaje y de la frecuencia de una carga puede ser modelada de acuerdo al diagrama presentado en la

Figura 2, con su correspondiente representación lineal mostrado en la Figura 3

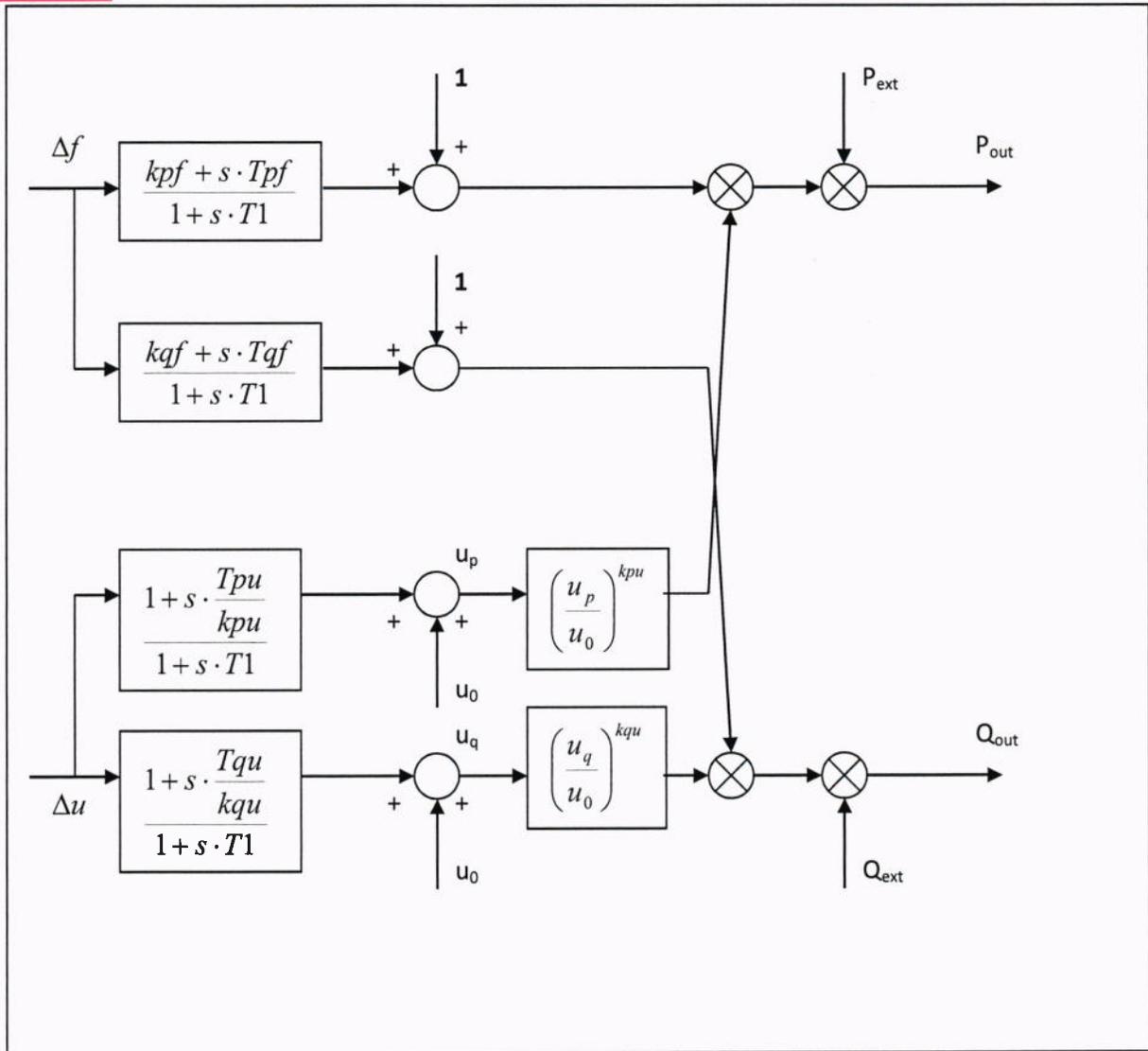


Figura 2: Modelo no lineal para una carga dinámica.

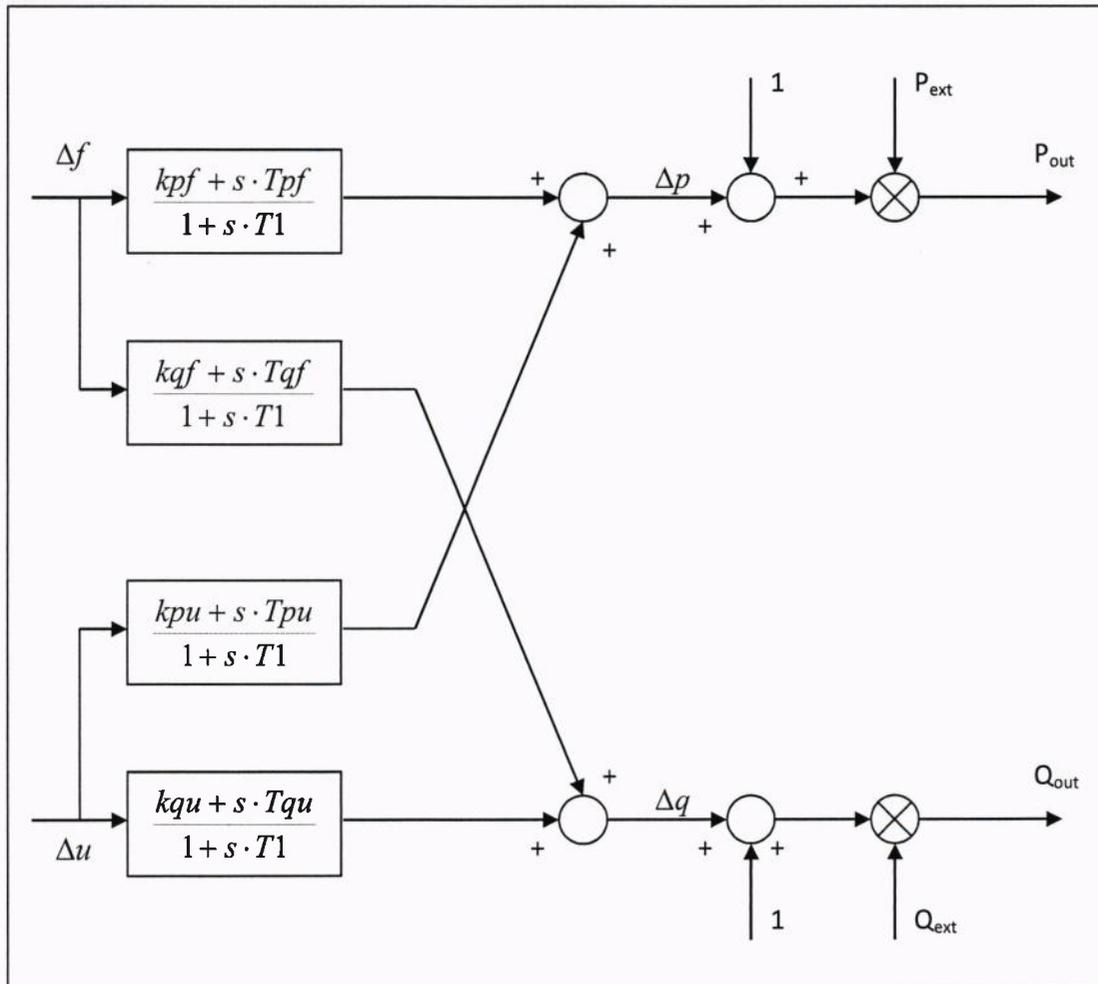


Figura 3: Modelo lineal para una carga dinámica.

Donde,

- Δf : Variación de frecuencia.
- Δu : Variación de tensión.
- k_{pu} : Dependencia de la tensión de la potencia activa.
- k_{qu} : Dependencia de la tensión de la potencia reactiva.
- k_{pf} : Dependencia de la frecuencia de la potencia activa.
- k_{qf} : Dependencia de la frecuencia de la potencia reactiva.
- T_{pu} : Constante de tiempo de la tensión para P.
- T_{pf} : Constante de tiempo de la frecuencia para P.
- T_{qu} : Constante de tiempo de la tensión para Q.
- T_{qf} : Constante de tiempo de la frecuencia para Q.
- T_1 : Constante de tiempo de la carga dinámica.
- u_0 : Tensión inicial.
- P_{ext} : Potencia activa inicial.
- Q_{ext} : Potencia reactiva inicial.



ANEXO 3

Información requerida para los Estudios de Protecciones

Dado que los ajustes, alcances, curvas y diagramas de operación son diferentes según el tipo de instalación a la que se aplican, se han clasificado los requerimientos de información de acuerdo con el tipo de instalación protegida. Para dicha clasificación se consideraron 7 grupos correspondientes a protecciones de Líneas, Transformadores, Unidades Generadoras, Barras, Interruptores, Instalaciones de Compensación (Compensación Serie, Bancos de Condensadores, Reactores, CER, etc.) y Otras Protecciones en Instalaciones de Clientes Regulados y Libres.

En forma general, para todas las instalaciones de los Coordinados, se requerirá un diagrama unilineal que considere los equipos primarios, el control y las protecciones asociadas, de todas las instalaciones consideradas en el estudio, es decir, Líneas, Transformadores, Unidades Generadoras, Barras, Interruptores, Instalaciones de Compensación e Instalaciones de Clientes Regulados y Libres.

Finalmente, toda aquella información considerada relevante para el estudio de verificación de la coordinación de las protecciones definido en la NT y que no se encuentre indicada como un requerimiento en los puntos siguientes, deberá ser anexada con la información solicitada.

1. Protecciones de Líneas

En este tipo de protecciones se consideran los esquemas principal y secundario, para fallas entre fases y residuales, así como las funciones de protección especial que cada línea en particular pueda tener, dentro de estas últimas se consideran las funciones de bloqueo o trip ante oscilaciones de potencia, funciones de bloqueo por pérdida de potenciales, funciones de cierre contra falla, funciones especiales para líneas en paralelo o de doble circuito y todas aquellas funciones que den orden de apertura sobre el interruptor de alguno de los extremos de la línea.

1.1. Protecciones de Distancia para fallas entre fases y residuales

- Código 21/21N
- Subestación
- Paño de línea en que se encuentra instalada y sobre el cual actúa.
- Fabricante.
- Modelo.
- Tipo: (electromecánica, electromagnética, electrónica, numérica, etc.)
- Versión de relé y firmware (en el caso de las numéricas)



- Sistema (principal, respaldo)
- Razón de TT/PP
- Razón de TT/CC principales y auxiliares
- Ajustes para protecciones 21 y 21N para cada zona en forma independiente.
 - N° de Zonas.
 - Dirección de operación (adelante, atrás).
 - Diagrama en el plano R-X de cada zona ó las ecuaciones que permitan construir este diagrama.
 - Característica de operación de cada zona (Mho, cuadrilateral, etc.).
 - Alcances en Ohms secundarios de Z, ángulo de orientación en grados y desplazamiento del origen (En el caso de las características Mho).
 - Alcances en Ohms secundarios de R y X (En el caso de las características Cuadrilaterales).
 - En las características que difieran de las anteriormente indicadas, se requieren los ajustes que permitan construir el diagrama R-X.
 - Tiempo de operación
 - Diagrama PQ a tensión nominal que indique las limitaciones que impone en la transmisión de la línea, considerando la direccionalidad.
- Ajustes para cada una de las funciones especiales (Oscilación de Potencia, Pérdida de Potenciales, Cierre contra fallas, Funciones especiales para líneas en paralelo o de doble circuito, funciones de sobrecarga térmica, etc.)
 - Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su activación
 - Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su desactivación
 - Acciones realizadas por la función (Bloqueo, trip, Alarma, Activación de funciones de sobre-corriente de emergencia, etc.)
 - Diagrama lógico simplificado que relacione los puntos anteriores (Actuación, Desactivación y Acciones).
 - Criterios para el ajuste de la función.
 - Diagrama PQ a tensión nominal que indique las limitaciones que impone en la transmisión de la línea (En el caso de la Oscilación de potencia, y las funciones de sobrecorriente de emergencia)
- Manual del fabricante de la protección.

1.2. Protecciones Diferenciales de línea

- Código 87L
- Subestación
- Paño de línea en que se encuentra instalada y sobre cuales actúa.
- Marca
- Modelo



- Tipo: (electromecánica, electromagnética, electrónica, numérica, etc.)
- Versión de relé y firmware (en el caso de las numéricas)
- Sistema (principal, respaldo)
- Razón de TT/PP
- Razón de TT/CC principales y auxiliares
- Ajustes para protecciones 87L
 - Diagrama en el plano Corriente diferencial V/S Corriente de Restricción ó las ecuaciones que permitan construir este diagrama o el que la protección utilice para su operación.
 - Pick Up de Corrientes diferenciales y de restricción en todos los tramos del diagrama de operación indicado en el punto anterior.
 - Tiempos de operación.
 - Para el caso de protecciones de Comparación de Fase, se deberá indicar las condiciones de arranque o ajustes de sensibilidad, los ajustes de los ángulos de operación y/o de bloqueo, así como también la combinación de corrientes de secuencia que se compara, y los tipos de enlace de comunicaciones que se utiliza.
 - Para el caso de protecciones de Hilo Piloto, se deberá indicar las condiciones de arranque o ajustes de sensibilidad, el principio de funcionamiento (corrientes circulantes, tensiones opuestas, etc.), así como también la combinación de corrientes de secuencia que analiza.
- Ajustes para cada una de las funciones especiales habilitadas en el equipo.
 - Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su activación
 - Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su desactivación
 - Acciones realizadas por la función (Bloqueo, trip, Alarma, Activación de funciones de sobre-corriente de emergencia, etc.)
 - Diagrama lógico simplificado que relacione los puntos anteriores (Actuación, Desactivación y Acciones).
 - Criterios para el ajuste de la función.
 - Diagrama PQ a tensión nominal que indique las limitaciones que impone en la transmisión de la línea (En el caso de la Oscilación de potencia, y las funciones de sobrecorriente de emergencia u otras)
- Manual del fabricante de la protección.

1.3. Protecciones de Sobre-corriente para fallas entre fases y residuales

- Código 50/51/67/50N/51N/67N
- Subestación
- Paño de línea en que se encuentra instalada y sobre el cual actúa.



- Marca
- Modelo
- Tipo: (electromecánica, electromagnética, electrónica, numérica, etc.)
- Versión de relé y firmware (en el caso de las numéricas)
- Sistema (principal, respaldo)
- Razón de TT/PP (en el caso de las protecciones de sobrecorriente con retención de tensión).
- Razón de TT/CC principales y auxiliares
- Ajustes
 - Tipo de curva (Definido, Inversa, Muy Inversa, Ext. Inversa, etc.)
 - Norma de la curva (IEC, ANSI, IAC, etc.)
 - Pick Up (Amperes)
 - Lever
 - Curvas de operación Tiempo V/S Corriente (Escala Log-Log)
 - Direccionalidad (en el caso de las 67/67N)
 - Tipo y variables de Polarización (en el caso de las 67/67N)
 - Diagrama PQ a tensión nominal que indique las limitaciones que impone para la transferencia, considerando la direccionalidad.

- Manual del fabricante de la protección.

1.4. Esquemas de Tele – Protecciones

- Subestación
- Paño de línea en que se encuentra instalada y sobre el cual actúa.
- Esquema de operación (Aceleración de Desenganche, Comparación Direccional, POTT, PUTT, TDD, Esquemas de Bloqueo, etc.)
- Medio de comunicación y redundancia o respaldo.
- Tiempo de transmisión de las señales (desde que la señal es emitida por el equipo de protección local hasta la llegada al circuito de desenganche del interruptor del extremo remoto).
- Señales que activan el envío.
- Condiciones que se deben cumplir para que la señal de recepción provoque la apertura del interruptor o el bloqueo, de acuerdo con el esquema de operación de la tele-protección.

Adicionalmente, para cada línea se requiere el informe de especificación de ajustes actualizado que considere los criterios aplicados en la coordinación de todas las protecciones de la línea y las funciones especiales, así como los escenarios de generación y los niveles de cortocircuito empleados.



2. Protecciones de Transformadores

En este tipo de protecciones se consideran los esquemas principal y secundario, para fallas entre fases y residuales, así como las funciones de protección propias del transformador, dentro de estas últimas se consideran las funciones sobrecarga, restricción por armónicas, funciones de sobrecorriente de respaldo, etc. En caso que existan instaladas otras protecciones o funciones de protección no consideradas anteriormente y que den orden de desenganche sobre alguno de los paños que sirven al transformador, se deberán incorporar sus ajustes, condiciones de activación, diagramas y tiempos de operación, de acuerdo con lo indicado en el punto 2.4.

2.1. Protecciones Diferenciales y relé auxiliar de transformador

- Código 87T
- Subestación
- Paños de interruptor sobre los cuales actúa a través del relé auxiliar de desenganche (86T).
- Marca
- Modelo
- Tipo: (electromecánica, electromagnética, electrónica, numérica, etc.)
- Versión de relé y firmware (en el caso de las numéricas)
- Sistema (principal, respaldo)
- Razón de TT/PP
- Razón de TT/CC principales y auxiliares
- Ubicación de TT/CC principales
- Ajustes para protecciones 87T
 - Diagrama en el plano Corriente diferencial V/S Corriente de Restricción ó las ecuaciones que permitan construir este diagrama o el que la protección utilice para su operación, incluyendo la restricción por armónicas.
 - Pick Up de Corrientes diferenciales y de restricción en todos los tramos del diagrama de operación indicado en el punto anterior.
 - Tiempos de operación.
- Ajustes para cada una de las funciones especiales habilitadas en el equipo.
 - Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su activación
 - Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su desactivación
 - Acciones realizadas por la función (Bloqueo, trip, Alarma, Activación de funciones de sobre-corriente de emergencia, etc.)
 - Diagrama lógico simplificado que relacione los puntos anteriores (Actuación, Desactivación y Acciones).
 - Criterios para el ajuste de la función.



- Manual del fabricante de la protección.
- Diagrama lógico que incluya todas las entradas y salidas del relé auxiliar de la protección diferencial y sus tiempos de actuación.

2.2. Protecciones de Distancia de Mínima Impedancia para fallas entre fases y residuales

- Código 21T
- Relé auxiliar de desenganche a través del cual opera.
- Misma información solicitada en el caso de protección de distancia de Líneas (punto 1.1)

2.3. Protecciones de Sobre-corriente para fallas entre fases y residuales

- Código 50/51/67/50N/51N/67N
- Relé auxiliar de desenganche a través del cual opera.
- Misma información solicitada en el caso de protección de distancia de Líneas (punto 1.3)

2.4. Protecciones o funciones no consideradas

- Subestación
- Paño de línea en que se encuentra instalada y sobre el cual actúa.
- Relé auxiliar de desenganche a través del cual opera.
- Marca
- Modelo
- Tipo: (electromecánica, electromagnética, electrónica, numérica, mecánica, térmica, etc.)
- Versión de relé y firmware (en el caso de las numéricas)
- Razón de TT/PP
- Razón de TT/CC principales y auxiliares
- Ajustes para cada una de las funciones habilitadas en el equipo.
 - Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su activación
 - Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su desactivación
 - Acciones realizadas por la función (Bloqueo, trip, Alarma, Activación de funciones de sobre-corriente de emergencia, etc.)
 - Diagrama lógico simplificado que relacione los puntos anteriores (Actuación, Desactivación y Acciones).
 - Criterios para el ajuste de la función.
 - Diagrama PQ que indique las limitaciones que impone en la transformación del equipo primario.



- Manual del fabricante de la protección.

Adicionalmente, para cada Transformador se requiere el informe de especificación de ajustes actualizado que considere los criterios aplicados en la coordinación de las protecciones, así como los escenarios de generación y los niveles de cortocircuito empleados.

3. Protecciones de Unidades Generadores

En este tipo de protecciones se consideran los esquemas principal y secundario, para fallas entre fases y residuales, para cortocircuitos entre espiras o fases abiertas, las protecciones asociadas a los Esquemas de Desconexión Automática de Generación (EDAG), así como las funciones de protección propias de las unidades generadoras, dentro de estas últimas se consideran las funciones:

- Protección diferencial transversal o de fase partida (87E)
- Relé de distancia de respaldo (21)
- Relé de Volts por Hertz (24)
- Relé de sincronismo (25)
- Relé de baja tensión (27)
- Relé direccional de potencia (32)
- Relé de pérdida de excitación (40)
- Relé de desbalance del generador (46)
- Sobrecarga (49)
- Sobrecorriente con retención de tensión (51V)
- Relé de sobretensión de fase, secuencia negativa y residual (59, 59_2, 59N)
- Relé detector de tierra (64)
- Relés de baja y sobre frecuencia (81U, 81O)
- Otros.

3.1. Protecciones Diferenciales y relé auxiliar de transformador

- Código 87G
- Relé auxiliar de desenganche a través del cual opera.
- Misma información solicitada en el caso de protecciones diferenciales de transformadores (punto 2.1)

3.2. Protecciones de Sobre-corriente para fallas entre fases y residuales

- Código 50/51/67/50N/51N/67N
- Relé auxiliar de desenganche a través del cual opera.



- Misma información solicitada en el caso de protección de distancia de Líneas (punto 1.3)

3.3. Protecciones Propias de la Unidad Generadora

- Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su activación
- Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su desactivación
- Acciones realizadas por la función (Bloqueo, trip, Alarma, Activación de funciones de sobre-corriente de emergencia, etc.)
- Relé auxiliar de desenganche a través del cual opera
- Diagrama lógico simplificado que relacione los puntos anteriores (Actuación, Desactivación y Acciones).
- Criterios para el ajuste de la función.
- Diagrama que indique las limitaciones que impone la función de protección en la Inyección de la Unidad Generadora.
- Manual del fabricante de la protección.

Adicionalmente, para cada Unidad Generadora se requiere el informe de especificación de ajustes actualizado que considere los criterios aplicados en la coordinación de las protecciones, así como los escenarios de generación y los niveles de cortocircuito empleados.

4. Protecciones de Barras

En este tipo de protecciones se consideran todos los esquemas para fallas entre fases y residuales de cada barra o sección de barra. Principalmente, las protecciones diferenciales de barra y su relé auxiliar de barra. Adicionalmente se debe entregar la información de las protecciones de sobretensión (59) u otras protecciones que estén instaladas en las barras y den activación del relé auxiliar de desenganche (86B).

4.1. Protecciones Diferenciales y relé auxiliar de Barras

- Código 87B
- Principio de funcionamiento (sobrecorriente, alta impedancia, réplica de barras, etc.)
- Misma información solicitada en el caso de protecciones diferenciales de transformadores (punto 2.1)

4.2. Protecciones de sobretensión

- Código 59
- Subestación



- Paño de línea o barra en que se encuentra instalada y paños sobre los cuales actúa.
- Marca
- Modelo
- Tipo: (electromecánica, electromagnética, electrónica, numérica, etc.)
- Versión de relé y firmware (en el caso de las numéricas)
- Razón de TT/PP
- Ajustes
 - Tipo de curva (Tiempo Definido, Inversa, Muy Inversa, Ext. Inversa, etc.)
 - Norma de la curva (IEC, ANSI, IAC, etc.)
 - Pick Up (Volts ff ó fn)
 - Lever
 - Curvas de operación Tiempo V/S Tensión (Escala Log-Log)
- Manual del fabricante de la protección.

Adicionalmente, para cada Barra se requiere el informe de especificación de ajustes actualizado que considere los criterios aplicados en la coordinación de las protecciones, así como los escenarios de generación y los niveles de cortocircuito empleados.

5. Protecciones de Interruptores

En este tipo de protecciones se consideran los esquemas para fallas entre fases y residuales, así como las funciones de protección propias del interruptor, dentro de estas últimas se consideran las funciones de discordancia de polos, baja presión de aceite o gas, etc.

5.1. Protecciones contra fallas del interruptor

- Código 50BF
- Subestación
- Paño en que se encuentra instalada y sobre cuales actúa.
- Relé auxiliar de desenganche a través del cual opera.
- Marca
- Modelo
- Tipo: (electromecánica, electromagnética, electrónica, numérica, etc.)
- Versión de relé y firmware (en el caso de las numéricas)
- Razón de TT/CC principales y auxiliares
- Ajustes
 - Pick Up (Amperes)
 - Tiempo de operación
 - Retrip (si o no)
 - Tiempo de retrip

- Tipo de esquema (tripolar o monopolar)
- Manual del fabricante de la protección.

5.2. Protecciones propias del interruptor

- Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su activación
- Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su desactivación
- Acciones realizadas por la función (Bloqueo, trip, Alarma, Activación de funciones de sobre-corriente de emergencia, etc)
- Diagrama lógico simplificado que relacione los puntos anteriores (Actuación, Desactivación y Acciones).
- Criterios para el ajuste de la función.
- Manual del fabricante de la protección.

Adicionalmente, para cada Interruptor se requiere el informe de especificación de ajustes actualizado que considere los criterios aplicados en la coordinación de las protecciones, así como los escenarios de generación y los niveles de cortocircuito empleados.

6. Protecciones de Instalaciones de Compensación

En este tipo de protecciones se consideran los esquemas principal y secundario, para fallas entre fases y residuales, así como las funciones de protección propias de la instalación de compensación, dentro de estas últimas se consideran las funciones sobrecarga (49), sobretensión (59,59N,59_2), baja tensión (27), sobrecorriente con retención de tensión (51V), y todas las protecciones propias de este tipo de equipamiento.

- Subestación
- Paño en que se encuentra instalada y sobre cuales actúa.
- Sistema (principal, respaldo)
- Marca
- Modelo
- Tipo: (electromecánica, electromagnética, electrónica, numérica, etc.)
- Versión de relé y firmware (en el caso de las numéricas)
- Razón de TT/PP
- Razón de TT/CC principales y auxiliares
- Ajustes
 - Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su activación
 - Condiciones ajustes y tiempo requerido para su desactivación
 - Acciones realizadas por la función (Bloqueo, trip, Alarma, Activación de funciones de sobre-corriente de emergencia, etc.)



- Diagrama lógico simplificado que relacione los puntos anteriores (Actuación, Desactivación y Acciones).
- Criterios para el ajuste de la función.
- Diagrama que indique las limitaciones que impone la función de protección en las características de operación de la instalación de Compensación.
- Manual del fabricante de la protección.

6.1. Protecciones propias de las instalaciones de compensación

- Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su activación
- Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su desactivación
- Acciones realizadas por la función (Bloqueo, trip, Alarma, Activación de funciones de sobre-corriente de emergencia, etc.)
- Diagrama lógico simplificado que relacione los puntos anteriores (Actuación, Desactivación y Acciones).
- Criterios para el ajuste de la función.
- Diagrama que indique las limitaciones que impone la función de protección en las características de operación de la instalación de Compensación.
- Manual del fabricante de la protección.

Adicionalmente, para cada Instalación de Compensación se requiere el informe de especificación de ajustes actualizado que considere los criterios aplicados en la coordinación de las protecciones, así como los escenarios de generación y los niveles de cortocircuito empleados.

7. Otras Protecciones en Instalaciones de Clientes Regulados y Libres

En este tipo de protecciones se consideran los esquemas principal y secundario, para las funciones de protección propias de la instalación o Esquemas de Desconexión Automático de Carga (EDAC), dentro de estas últimas se consideran las funciones sobretensión (59,59N,59_2), baja tensión (27) y relés de baja y sobre frecuencia (81U, 81^o), y todas las protecciones propias de este tipo de equipamiento.

- Subestación
- Paño en que se encuentra instalada y sobre cuales actúa.
- Sistema (principal, respaldo)
- Marca
- Modelo
- Tipo: (electromecánica, electromagnética, electrónica, numérica, etc.)
- Versión de relé y firmware (en el caso de las numéricas)
- Razón de TT/PP



- Razón de TT/CC principales y auxiliares
- Ajustes
 - Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su activación
 - Condiciones ajustes y tiempo requerido para su desactivación
 - Acciones realizadas por la función (Bloqueo, trip, Alarma, Activación de funciones de sobre-corriente de emergencia, etc.)
 - Diagrama lógico simplificado que relacione los puntos anteriores (Actuación, Desactivación y Acciones).
 - Criterios para el ajuste de la función.
 - Diagrama que indique las limitaciones que impone la función de protección en las características de operación de la instalación del Cliente.
- Manual del fabricante de la protección.

7.1. Protecciones propias de las instalaciones de los Clientes

- Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su activación
- Condiciones, ajustes y tiempo requerido para su desactivación
- Acciones realizadas por la función (Bloqueo, trip, Alarma, Activación de funciones de sobre-corriente de emergencia, etc.)
- Diagrama lógico simplificado que relacione los puntos anteriores (Actuación, Desactivación y Acciones).
- Criterios para el ajuste de la función.
- Diagrama que indique las limitaciones que impone la función de protección en las características de operación de la instalación del Cliente.
- Manual del fabricante de la protección.

Adicionalmente, para cada Instalación se requiere el informe de especificación de ajustes actualizado que considere los criterios aplicados en la coordinación de las protecciones, así como los escenarios de generación y los niveles de cortocircuito empleados.

ANEXO 4

Ecuaciones de rotación para las máquinas rotatorias

Los parámetros solicitados para las unidades generadoras se ajustarán a las siguientes ecuaciones de para el conjunto turbina - generador:



Constante de Inercia [s]:

$$H = \frac{5,48 \cdot 10^{-9} \cdot J \cdot (RPM)^2}{S_{base}}$$

$$H = \frac{1,37 \cdot 10^{-9} \cdot GD^2 \cdot (RPM)^2}{S_{base}}$$

$$H = \frac{2,31 \cdot 10^{-10} \cdot WR^2 \cdot (RPM)^2}{S_{base}}$$

Donde:

- J : Momento de inercia del conjunto [kg m²]
- RPM : Velocidad de rotación [r.p.m.].
- S_{base} : Potencia base aparente [MVA]
- GD^2 : Inercia del conjunto [kg m²]
- WR^2 : Inercia del conjunto [lb ft²]

ARTICULO SEGUNDO: El presente Procedimiento DP "Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento", deberá estar disponible en el sitio de dominio electrónico del CDEC-SIC para cualquier interesado, a más tardar dentro de los dos días hábiles siguientes a la fecha de comunicación de la presente Resolución Exenta al Director de Peajes del CDEC-SIC.

ARTÍCULO TERCERO: Comuníquese la presente Resolución Exenta al Director de Peajes del CDEC-SIC a través de su envío por correo electrónico.

Anótese y comuníquese.



ANDRÉS ROMERO CELEDÓN
SECRETARIO EJECUTIVO (PYT)
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

ARC/MDA/CZR/JMA/EST/DZG/JCB/GFS/gav

DISTRIBUCIÓN:

1. Presidente Directorio del CDEC-SIC
2. Superintendencia de Electricidad y Combustibles
3. Gabinete Secretaría Ejecutiva CNE
4. Departamento Jurídico CNE
5. Departamento Eléctrico CNE

Exp. N°4023-2010 y N°268-2011