

PLIEGO GEEAC 01

GENERADORES DE ENERGIA ELECTRICA DEL AREA DEL COMAHUE

CONCURSO PUBLICO NACIONAL E INTERNACIONAL

**Para la
CUARTA LINEA DEL SISTEMA DE TRANSMISION
COMAHUE - BUENOS AIRES**

CONSTRUCCION, OPERACION Y MANTENIMIENTO

**ANEXO VIII - B
ESPECIFICACIONES TECNICAS PARA PROVISION, MONTAJE Y
PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE DESCONEXION AUTOMATICA
DE GENERACION**

INDICE

	Página
1.- INTRODUCCION	1
2.- GENERALIDADES	2
3.- DESCRIPCION GENERAL	3
PLC en las estaciones transformadoras (E.T.)	3
PLC en las centrales generadoras	4
Estación Maestra	4
Canal de Datos	4
Teleprotección	4
4.- PROYECTO TECNICO DAG ETAPA II	5
4.1 Especificación de Estación Maestra	5
4.1.1 Hardware de la Estación Maestra	5
4.1.2 Software de la Estación Maestra	7
4.1.3. Alimentación Ininterrumpible de Energía Eléctrica (UPS)	11
4.2. Especificaciones de PLC de las Estaciones Remotas	12
4.2.1. Aspectos Generales del Hardware	12
4.2.2. Aspectos Generales del Software	13
4.2.3. Comunicaciones	14
4.2.4. Tiempo de Respuesta	15
4.2.5. Alimentación Eléctrica	15
4.2.6 Programador	15
4.3. Equipos Intermedios	15
4.3.1 Relés de Control Intermedios	15
4.3.2. Relés de Repetición de Indicación de Estado	16
4.3.3. Transductores Eléctricos de Medición	16
4.3.4. Armarios para Equipamiento Auxiliar (opcional)	17
4.3.5. Instalación, Puesta en Servicio y Ensayos	17

GEEAC 01

5.	LISTADO DE PLANOS ASOCIADOS AL PROYECTO DAG	18
6.	EQUIPAMIENTO DAG ASOCIADO A LA CUARTA LINEA	18

ANEXO VIII B

SISTEMA DE DESCONEXION AUTOMATICA DE GENERACION (DAG)

1.- INTRODUCCION

La Secretaría de Energía por medio de la Resolución 285/94, publicada en el Boletín Oficial del 23/09/96, resolvió que la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CMMESA) definiera los recursos estabilizantes necesarios para mantener el nivel de confiabilidad requerido en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) e incrementar los límites de transferencia en el corredor COMAHUE - BUENOS AIRES del Sistema de Transporte en Alta Tensión .

Esto tiene por finalidad extremar la funcionalidad de los Sistemas de Control para mantener el nivel de confiabilidad requerido en el MEM ante fallas en el Sistema de Transporte de Alta Tensión del SADI.

La Resolución consideró adicionalmente la necesidad de que fuese revisado el esquema vigente a esa fecha de la Desconexión Automática de Generadores (DAG) y de los esquemas de Estabilización de Potencia para amortiguar oscilaciones que son causa de limitaciones de transporte .

CMMESA mediante el Pliego GEE N° 1/95, denominado "Recursos Estabilizantes para el SADI" definió un Proyecto Técnico por medio del cual se implementó la DAG ETAPA II, cuyos considerandos se encuentran contenidos en este Anexo.

La Cuarta Línea en su diseño debe considerar la Resolución 285/94, cualquiera sea la modalidad de interconexión con la Transportista en las Estaciones Transformadoras.

En este Anexo, además de describirse el proyecto DAG ETAPA II, se indica la situación del equipamiento existente en las estaciones transformadoras y las obligaciones que tendrá el Contratista en referencia a este tema.

2.- GENERALIDADES

El diseño conceptual de la DAG, está basado en la provisión de estaciones remotas inteligentes en base a Controladores Lógicos Programables (PLC), en todas las estaciones transformadoras de 500 kV y centrales generadoras en el Corredor Comahue - Buenos Aires.

La DAG consiste básicamente en una Estación Maestra (EM) y 18 Estaciones Remotas (ER), de las cuales 11 están ubicadas en Estaciones Transformadoras (ET) y 7 en Centrales Generadoras (CG).

En la Estación Maestra se ha instalado un sistema de supervisión y control tipo Micro Scada, cuya función es obtener información del estado de la red, para procesar los datos, enviarlos a la ER y recibir órdenes para efectuar los disparos DAG.

El intercambio de datos entre la EM y las ER se realiza mediante vínculos de comunicaciones multi-drop. Esto permite que en caso de una salida de servicio de una o más secciones de cualquiera de las líneas del corredor, la EM establezca las condiciones de la Red y prepare a los Generadores, a través de las ER, para la desconexión automática de generación en el valor apropiado.

Para lograr los tiempos de respuesta requeridos para la desconexión de generadores, las ER de las estaciones transformadoras y de las centrales generadoras se comunican utilizando equipos de señalización para teleprotección. El actual esquema opera de manera que los equipos de Teleprotección suministran 3 señales de disparo con código propio. Estas señales de disparo son utilizadas para proveer tres niveles diferentes de desconexión de generación, de acuerdo con el despacho de carga y la configuración de la red. Con esta disposición, se mantendrá al mínimo el número de generadores que se desconectarán en una contingencia dada, dentro de las limitaciones impuestas por la cantidad de generadores necesarios para cubrir las condiciones más exigentes.

3.- DESCRIPCIÓN GENERAL

La implementación de la optimización de la Transmisión Comahue - Buenos Aires ante la pérdida de uno o más elementos serie consta de una estación central maestra redundante situada en Chocón Oeste y de 14 PLC (controladores lógicos programables) remotos ubicados en las ET y centrales generadoras. Además integran el sistema los 4 PLC suministrados anteriormente a la Transportista, en el marco de una provisión que se denominó DAG Primera Etapa.

Los PLC ubicados en los emplazamientos son los responsables de adquirir la información local y de informar periódicamente a la estación maestra la configuración del sistema; esta información es necesaria para determinar los niveles de desconexión de generación asignados a cada planta generadora.

La estación maestra se comunica periódicamente con los PLC de las estaciones transformadoras para asignarle una matriz lógica de determinación de nivel DAG, y con los PLC de las plantas generadoras para asignar la cantidad de generadores afectados a desconexión ante una contingencia en el Corredor Comahue - Buenos Aires.

A continuación se describen en forma reducida, las funciones del equipamiento asociado a la función DAG.

PLC en las estaciones transformadoras (E.T.)

Los PLC situados en las estaciones transformadoras son los encargados de adquirir las señales de posición de interruptores y seccionadores, señales de disparo a los interruptores, potencias circulantes por las líneas y corrientes por los capacitores en cada uno de los emplazamientos.

Dichas señales son procesadas de acuerdo a una serie de criterios lógicos, a determinar por los Agentes del MEM, que dan por resultado el nivel de contingencia. Para cada tipo de contingencia existe un nivel de DAG asociado mediante una matriz lógica, la cual es modificada cíclicamente de acuerdo a lo dispuesto por la estación maestra.

El muestreo de señales analógicas y digitales establece variables de configuración de la estación, las cuales son transmitidas a la estación maestra.

PLC en las centrales generadoras

Los PLC instalados en las centrales generadoras adquieren las señales de posición de interruptores, seccionadores y las potencias generadas por cada máquina.

El muestreo de señales analógicas y digitales establece variables de configuración según criterios lógicos a determinar por los Agentes del MEM las cuales son transmitidas a la estación maestra.

Periódicamente la estación maestra determina el nivel de desconexión de generación de acuerdo a los cambios en la configuración del sistema de transmisión y selecciona el número apropiado de generadores a desconectar para cada nivel a través de relés auxiliares de los PLC.

Estación Maestra

La función de la Estación Maestra es la de interrogar a los PLC instalados en las estaciones transformadoras de 500 kV y en las centrales generadoras del corredor Comahue - Buenos Aires, sobre las variables de configuración, a fin de determinar los distintos niveles DAG a asignar a cada PLC ubicado en las centrales generadoras y estaciones transformadoras (la lógica a ser implementada es descripta en el párrafo 4.1.2 Software de la estación maestra).

Canal de datos

El intercambio de datos entre la Estación Maestra y los PLC se hará mediante un canal de datos de 600 bit/seg en configuración multi-drop.

Teleprotección

Los PLC remotos situados en las estaciones transformadoras, envían 3 tipos de señales de disparo a las centrales generadoras. Dichas señales se corresponden con los niveles de DAG 1, 2 o 3 de desconexión.

Las señales de disparo son transmitidas por los equipos de teleprotección existentes situados a ambos extremos de los sistemas de onda portadora Ezeiza - Chocón Este y Abasto - Chocón Oeste.

Desde allí la orden de disparo ingresa nuevamente a otro sistema de teleprotección interconectado a través de radioenlaces existentes entre las

estaciones transformadoras y las centrales generadoras vecinas. Las señales de disparo llegan así a los PLC de las centrales generadoras, los que actúan sobre las máquinas correspondientes.

Los canales de teleprotección son redundantes y envían sus tres disparos en forma codificada.

La totalidad de los canales de telecomunicaciones, incluyendo los modems, fueron provistos por terceros.

4.- PROYECTO TECNICO DAG ETAPA II

4.1.- ESPECIFICACIONES DE LA ESTACION MAESTRA

4.1.1. HARDWARE DE LA ESTACION MAESTRA

La Estación Maestra cumple las funciones de un sistema de supervisión, control y adquisición de datos, SCADA, dual, redundante, ubicada en El Chocón Oeste, cuyas tareas en términos generales son:

- Adquisición de Datos
- Análisis
- Envío de señales

La adquisición de datos provenientes de los PLC instalados en las estaciones transformadoras de 500 kV y en las centrales generadoras, permiten conformar una base de datos dinámica de la topología de la red, la que se actualiza cíclicamente por un período de tiempo predeterminado. La base de datos dinámica permite realizar el monitoreo del sistema eléctrico a través de pantallas gráficas.

El análisis cíclico y los cambios topológicos del sistema, además de las variaciones de carga, configurarán los parámetros que se utilizan para correr un programa de cálculo especialmente diseñado, para determinar:

- Nivel de generación a desconectar en el sistema por los PLC ubicados en las Centrales Generadoras.
- Criterio a ser utilizado por los PLC ubicados en las estaciones transformadoras, para asignar a las diferentes contingencias el nivel de DAG (nivel 1, 2 ,3).

Una vez que la EM concluye el análisis envía una señal de comando particular a cada uno de los PLC ubicados en las ER, a través de los canales de datos de 1200 bit/seg.

En las centrales generadoras, la señal recibida activa una función interna del PLC (matriz lógica), que dispone la apertura o el cierre de los contactos de los relés auxiliares de salida encargados de seleccionar el número apropiado de generadores para cada nivel de DAG.

En las estaciones transformadoras, la señal recibida activará en cada PLC una función interna, la cual por su parte emitirá la señal DAG a los dos equipos de teleprotección ubicados en la estación .

El tiempo empleado para que la Estación Maestra concluya el análisis de los requerimientos de DAG y prepare a todas las estaciones remotas para actuar en caso de contingencias en un tiempo inferior a los 20 milisegundos, lo cual está subeditado a la actuación del sistema de comunicaciones.

El sistema con el cual opera la Estación Maestra, proporciona alarmas tanto las del Sistema Eléctrico como las propias del MicroSCADA.

Los Canales de Comunicación que permiten enlazar la Estación Maestra y las Remotas, tienen la capacidad de transmitir datos a una velocidad de 1200 bit/seg, para el monitoreo de la topología del sistema y el despacho de generación. La interfaz de comunicación tiene la capacidad de expansión para recibir enlaces adicionales en el caso de considerar comunicaciones alternativas entre los PLC de las estaciones remotas y la estación maestra.

Las interfases de comunicación satisfacen las Recomendaciones V24 y V28 de la CCITT, para la conexión de modems analógicos y la Recomendación G703 de la CCITT, para la conexión a medios de comunicación en banda ancha .

Los equipos de la Estación Maestra y todo el equipamiento adicional, son confiables en la operación continua y tienen la capacidad de satisfacer una disponibilidad general del 99,98%.

4.1.2. SOFTWARE DE LA ESTACION MAESTRA

La Estación Maestra tiene capacidad para soportar las siguientes funciones:

- a. **-Adquisición de datos.** Adquisición y procesamiento de datos de todas las estaciones remotas del sistema.
- b. **-Topología de la red.** Monitoreo de las posiciones de interruptores y seccionadores de los circuitos y determinación de la topología de la red. Esto incluye los reactores shunt, capacitores serie y disponibilidad de resistencias de frenado.
- c. **-Despacho de generación.** Monitoreo de las posiciones de los interruptores de los generadores y las salidas de potencia activa.
- d. **-Transmisión de potencia.** Monitoreo de la transmisión de la potencia en las estaciones y centrales eléctricas del Corredor Comahue - Buenos Aires.
- e. **-Determinación de los requerimientos de DAG.** La determinación del nivel de generación a desconectar y preparación de generadores mediante los PLC de las estaciones remotas, en función del tipo de evento (nivel 1, 2 ó 3), en base a tablas de límites de fácil actualización por parte de los operadores en forma remota.
- f. **- Análisis post-falla.** Se proveerán capacidades para el análisis de incidentes que resulten en la emisión del comando de DAG.

- g.- **Supervisión on-line del sistema.** Rutinas de ensayos espontáneos y cíclicos que detectan los errores y emiten una indicación inmediata de los mismos.

Protocolo de Comunicaciones

Para el intercambio de datos entre la Estación Maestra y los PLC de las Estaciones Remotas, tanto los nuevos como los existentes, se utiliza el protocolo de telecontrol IEC 870. El Contrato DAG provee un diccionario de datos de los PLC de estaciones remotas existentes y disposición de la interfaz.

Requerimientos de DAG

Esta función es implementada cíclicamente y en forma espontánea cuando cambia la topología de la red o cuando aumenta la carga en una cantidad predefinida. El número de generadores a desconectar para una falla en particular dependerá de lo siguiente :

- a.- **Despacho de carga.** En los momentos de máxima carga y generación, el número de generadores a desconectar para mantener la estabilidad también será el máximo. En los momentos de carga mínima es improbable que se deba desconectar algún generador.
- b.- **Configuración de la red.** Cuando todas las líneas de 500 kV estén en servicio en la red de transmisión, es decir condición (n), la capacidad de transmisión del sistema luego de la falla será mayor que para el sistema en una condición pre-falla (n-1). La capacidad total de generadores a desconectar para la configuración (n-1) probablemente será superior que para la configuración (n).
- c.- **Severidad de la falla.** Una falla que eléctricamente se encuentre cerca de la generación del Comahue y cause la pérdida de una línea de transmisión aumentando en gran medida la impedancia de transferencia de la red, requerirá que se desconecten más

generadores que una falla eléctricamente distante de la generación del Comahue.

- d.- **Prioridad de generadores.** En los casos que haya opciones entre los generadores a desconectar, la selección se realizará en un orden de prioridad configurable. Se deberá disponer de funciones cuyo objetivo sea uniformar la participación del uso de DAG en las diferentes centrales en base a un parámetro como el siguiente: energía entregada por los generadores preparados para DAG dividida por la energía entregada por la central para un período, por ejemplo, mensual.

Los estudios de diseño de estabilidad transitoria desarrollados anteriormente, establecen el número de generadores a desconectar según la localización y la severidad de la falla. Sobre los resultados de los estudios de estabilidad se construyen "Tablas" que abarcan todas las combinaciones de circunstancias que requiere la desconexión de generadores.

La Estación Maestra prepara a las Estaciones Remotas asociando los Niveles de DAG 0, 1, 2 y 3 con salidas de servicio específicas. Por ende, para cada configuración de despacho de carga y de red particular, los niveles de DAG se establecen de la siguiente forma:

- a.- **Nivel 3.** Corresponde al número de generadores a desconectar para las fallas con localización más graves y más severas, por ejemplo salida de servicio de dos circuitos debido a tornado.
- b.- **Nivel 2.** Corresponde a la condición de gravedad siguiente y requiere que se desconecten menos generadores que en el Nivel 3.
- c.- **Nivel 1.** Corresponde a la condición de gravedad subsiguiente y requiere que se desconecten menos generadores que en el Nivel 2.
- d.- **Nivel 0.** Corresponde a la condición en la que en caso de falla no se requiere la desconexión de ningún generador.

El tiempo máximo de procesamiento para que el sistema concluya el análisis de los requerimientos de DAG y prepare todas las estaciones remotas no excede los 20 segundos.

Interfaz hombre - máquina

El diseño de la interfaz hombre - máquina está basado en paquetes de software estándar conforme a especificaciones OSF/MOTIF y X-Windows. Tiene capacidad de paneo, zoom, movimiento por "layers" y ventanas para que el operador pueda desplazarse por las distintas pantallas.

El sistema tiene facilidades para exhibir la red de transmisión de 500 kV del esquema de DAG, incluyendo diagramas unifilares de las estaciones transformadoras. La pantalla indica la distribución geográfica de las líneas de transmisión y de las estaciones transformadoras.

Además tiene capacidad para que el operador pueda modificar en línea el orden de prioridad de desconexión de generadores. Esta capacidad está protegida mediante una contraseña (password de seguridad para evitar modificaciones no autorizadas).

También puede exhibir en pantalla el estado de los ajustes de la DAG para cada una de las estaciones remotas.

El sistema soporta ayuda en línea con pantallas que pueden ser configuradas para satisfacer los requerimientos de CAMMESA.

4.1.3. ALIMENTACION ININTERRUMPIBLE DE ENERGIA ELECTRICA (UPS)

Se dispone de alimentación ininterrumpible de energía eléctrica (UPS) para alimentar al sistema computarizado de la Estación Maestra y otros equipos adicionales esenciales. En caso de corte de la alimentación de red, el equipo de alimentación ininterrumpible de energía eléctrica tiene capacidad para alimentar el equipamiento de la Estación Maestra por un período de 8 horas con un 25% de capacidad adicional de reserva. El equipo de alimentación ininterrumpible de energía eléctrica es confiable en operación continua y presenta una disponibilidad compatible con el requerimiento de disponibilidad general de la Estación Maestra.

El sistema de alimentación ininterrumpible de energía eléctrica consta de un cargador rectificador con baterías sin mantenimiento, un inversor, un conmutador estático de by-pass y conmutador manual de by-pass para mantenimiento.

Los equipos funcionan con los siguientes modos de operación:

- a.- **Normal.** La carga es provista en forma continua por el inversor. El rectificador / cargador de batería alimenta con corriente continua al inversor y al mismo tiempo mantiene las baterías a plena carga. El conmutador estático está sincronizado a la frecuencia de la línea de alimentación, de manera que una conmutación automática no cause la interrupción de la carga.
- b.- **Sobrecarga.** En caso de sobrecarga, el conmutador estático transfiere automáticamente la carga a la alimentación de la línea, sin interrupción. El mismo conmutador volverá a conectar automáticamente, sin interrupción, la carga al inversor cuando la corriente de carga retorne al nivel normal.
- c.- **Corte de la energía de red.** En caso de corte de la alimentación eléctrica de red al equipo de alimentación ininterrumpible de energía eléctrica, el inversor toma energía de la batería. No existen interrupciones a la carga en el momento en que se restablezca la energía eléctrica. El rectificador / cargador vuelve a cargar la batería sin ninguna interrupción a la carga.
- d.- **Conmutador estático.** En caso de falla del rectificador / cargador de la batería o del inversor, la carga es conmutada automáticamente a la derivación utilizando el conmutador estático. Esta transferencia no causa interrupción de la carga. Cuando sea necesario también es posible realizar una conmutación manual al by-pass, como por ejemplo, para mantenimiento.

4.2.- ESPECIFICACIONES DE PLC DE LAS ESTACIONES REMOTAS

4.2.1. ASPECTOS GENERALES DEL HARDWARE

El diseño de los PLC de las estaciones remotas es flexible y expansible e incorpora las más recientes tecnologías probadas en cuanto a confiabilidad, disponibilidad y facilidad de mantenimiento.

Este diseño permite asegurar la operación satisfactoria de los PLC en un ambiente eléctricamente hostil, típico de las instalaciones eléctricas de alta tensión. Para evitar el funcionamiento incorrecto o el daño del equipo, cuando está sometido a interferencia provocada por las conmutaciones del sistema, corrientes de falla y descargas atmosféricas, todos los circuitos de entrada y salida (I/O) de los PLC de las estaciones remotas y los circuitos de alimentación eléctrica tienen aislación y/o inmunidad a las interferencias eléctricas. En los casos en que la soportabilidad inherente de los módulos I/O de los PLC remotos no satisfaga los requerimientos especificados en la norma IEC 255-4 (clase II), deberán intercalarse los equipos que provean las características requeridas.

Los PLC de las estaciones remotas tienen interfaces a través de un campo de conexión con puentes seccionables, de tal forma que la entrada / salida pueda ser aislada y puesta en servicio. Los PLC remotos están equipados para satisfacer los requerimientos de I/O (entrada / salida) mínimos detallados en las planillas de cada estación del proyecto DAG.

El diseño de la lógica de los PLC en Abasto, Olavarría, Bahía Blanca, Choele Choel y El Chocón Oeste, tuvo en cuenta la futura construcción de la Cuarta Línea en 500 kV entre el Comahue y Gran Buenos Aires. La programación debe ser actualizada.

Los equipos de PLC de estaciones transformadoras remotas se montaron dentro de un armario conforme a los requerimientos especificados.

4.2.2. ASPECTOS GENERALES DEL SOFTWARE

El software de aplicación permite la ejecución de las funciones de los PLC remotos a través de paquetes estándar y/o especialmente desarrollados que conforman la aplicación.

Los PLC remotos de las estaciones monitorean las posiciones de interruptores y seccionadores y determinan si salieron de servicio seccion(es) de línea(s) y emiten un comando de DAG. Los Agentes del MEM, a través de CAMMESA, definen los principios lógicos detallados que se necesitan para establecer cuándo se requiere la emisión de un comando de DAG. Se estima que la lógica requerida para la detección de salidas de servicio de una línea implica típicamente la implementación de 100 funciones lógicas y 10 temporizadores.

En los casos en que se hayan desarrollado especialmente paquetes de software para satisfacer los requerimientos, los derechos de los mismos son de propiedad de CAMMESA, así como toda documentación de soporte y códigos fuente de este software .

El software estándar de los PLC remotos permite sustentar al menos las siguientes funciones básicas sin limitarse necesariamente solo a éstas:

- a.- **Adquisición y procesamiento de datos.** Preparación de datos para la transmisión, transmisión de datos y conformación de funciones de control comandadas por la Estación Maestra.
- b.- **Transmisión de comandos DAG.** Comandos de salida de teleprotección de niveles 1, 2 ó 3, asociados con salidas particulares de servicio (sólo estaciones remotas en estaciones transformadoras). Recepción de señales desde la Estación Maestra para activar o modificar funciones y criterios para establecer la DAG requerida (nivel 1, 2, 3) para los diferentes eventos.
- c.- **Recepción de comandos de DAG.** Preparación de los interruptores de generador para disparo, basados en la recepción de señales de teleprotección de los niveles 1, 2 y 3 (sólo estaciones remotas en centrales generadoras).

- d.- **Configuración de parámetros de software.** Ensayo y monitoreo de todos los módulos de PLC remotos utilizando un equipo de ensayo en PC tipo laptop y el puerto de interfaz local.
- e.- **Supervisión del sistema en línea.** Rutinas de ensayo cíclicas y espontáneas que identifican cualquier error y lo indican de inmediato.

4.2.3. COMUNICACIONES

Los PLC remotos tienen interfases con los siguientes recursos de comunicaciones :

- a.- Una (1) interfaz de comunicaciones serie para conexión al canal analógico de transferencia de datos.
- b.- Tres (3) señales de DAG de los equipos de teleprotección .
- c.- Dos (2) comunicaciones serie para conexión a una terminal local y una futura extensión de PLC.

4.2.4. TIEMPO DE RESPUESTA

A los fines de satisfacer los tiempos de respuesta requeridos para todo el esquema de DAG, el tiempo de procesamiento entre la presentación de una entrada al PLC remoto y la salida del comando de DAG requerido no debe exceder los 20 ms.

4.2.5. ALIMENTACION ELECTRICA

Los PLC remotos son alimentados desde una fuente de corriente alterna.

La estación remota está equipada con una fuente de alimentación integral a batería/cargador con capacidad para alimentar al equipo remoto por un período mínimo de 8 horas de operación continua.

4.2.6. PROGRAMADOR

Se dispone de un programador portátil para el mantenimiento del software de la estación remota. Este equipo está provisto con el software necesario para el ensayo y mantenimiento del hardware y software de los PLC remotos.

4.3. EQUIPOS INTERMEDIOS

4.3.1 RELES DE CONTROL INTERMEDIOS

Los relés de control intermediarios deberán tener alto grado de confiabilidad. Se aceptarán relés de tipo enchufable con zócalo base, siempre que CAMMESA considere que los contactos y los zócalos son aptos para las respectivas cargas a conmutar.

Los circuitos de control de equipamiento primario operan a 220, 110 ó 50 Vcc según la central generadora o estación transformadora.

4.3.2. RELES DE REPETICION DE INDICACION DE ESTADO

Cada uno de los relés de repetición debe tener como mínimo tres conjuntos de contactos y cada uno cierra cuando se energiza la bobina del relé. Los relés de repetición serán de tipo enchufable y se proveerán completos con zócalo base.

4.3.3. TRANSDUCTORES ELECTRICOS DE MEDICION

Se proveerán transductores de potencia activa (MW) individuales como elementos sueltos para ser montados en los armarios de equipos existentes o nuevos.

Las señales de entrada de los transductores serán analógicas, permanentes, de corriente alterna y las de salida analógicas, permanentes, lineales de corriente continua. Estos transductores serán aptos para cargas trifásicas no equilibradas.

Los transductores de medición del sistema de potencia proveerán separación galvánica entre la corriente primaria, los transformadores de tensión y las estaciones remotas.

Los transductores de medición y los transformadores intermedios conectados a los transformadores de medición principales de un circuito principal, deberán mantenerse totalmente segregados de aquellos asociados con cualquier otro circuito principal de la red.

Todos los transductores deben tener bloques terminales de ensayo para permitir la prueba por inyección de señales de cada uno de los transductores, sin interferencia en la operación continua de otros aparatos conectados a los mismos transformadores de tensión y corriente. No será posible abrir un circuito secundario de transformador primario de corriente mientras se realizan los ensayos de inyección de señal.

Cada entrada de corriente está diseñada para soportar en forma permanente el 200% de la corriente nominal y 10 veces su valor nominal durante 5 segundos.

Cada entrada de tensión es capaz de soportar el 120% de la tensión nominal en forma continua y 2 veces la tensión nominal durante 10 segundos.

Los transductores están protegidos en una forma aprobada contra daños debido a sobretensiones y sobrecarga de corriente en el circuito conectado.

Los transductores están diseñados para operar con cualquier impedancia de carga entre 20 y 1000 ohms, manteniendo la exactitud de las mediciones de acuerdo con la Clase 0.5 de la norma IEC 51 e IEC 688.

Se provee alimentación auxiliar de CC desde el sistema de Alimentación de CC del lugar de instalación de los transductores. Se hace notar la naturaleza fluctuante de la tensión de CC por lo que se tomarán las medidas adecuadas para que ninguna variación entre -15% y +15% de la tensión nominal cause una inexactitud

detectable. La tensión nominal en cada estación remota es la especificada y existente en la misma.

4.3.4. ARMARIOS PARA EL EQUIPAMIENTO AUXILIAR (OPCIONAL)

Existen armarios para los equipos auxiliares en estación remota. Los armarios están completos y tienen dimensiones tales que permiten instalar todos los relés, transductores y bloques terminales.

4.3.5. INSTALACION , PUESTA EN SERVICIO Y ENSAYOS

No se pueden llevar a cabo ensayos del sistema real que demuestren la efectividad de la DAG puesto que ello implica introducir fallas en el sistema, desconectar generadores y la posible desconexión de carga. Por lo tanto, la DAG será instalada, puesta en servicio y ensayada de acuerdo con un procedimiento que garantizará su efectividad en las condiciones de falla reales.

5. LISTADO DE PLANOS ASOCIADOS AL PROYECTO DAG

Denominación	Tema
E - 0001	Entradas Analógicas a los PLC
E - 3001	Entradas Discretas a los PLC
E - 3002	Optoacoplamiento de señales DAG
E - 3003	Interconexión Relés de configuración y PLC
E - 3004	Alarmas

E - 3005	Salidas de Alarmas desde PLC
E - 3008	Salidas de Alarmas desde PLC

Si bien se estima que esta documentación no es necesaria para la preparación de ofertas, puede ser obtenible en CAMMESA.

6. EQUIPAMIENTO DAG ASOCIADO A LA CUARTA LINEA

De acuerdo a lo señalado en la descripción del Proyecto DAG II ETAPA efectuado anteriormente, corresponderá al Proyecto de Cuarta Línea proveer, instalar y ensayar el equipamiento complementario que se enumera en forma no excluyente a continuación:

1. Módulos de Entrada / Salida (I / O) para PLC.
2. Relés de control intermedio.
3. Relés de repetición de indicación de estado.
4. Transductores eléctricos de medición.
5. Cableado y conexiones de señales analógicas y digitales desde equipos primarios hasta bornera de terminales del PLC de la estación remota que corresponda.
6. Comunicación para DAG por onda portadora sobre la Cuarta Línea (OPLAT)
7. Cableado de interconexión desde PLC de estación remota hasta equipo de transmisión OPLAT Cuarta Línea y conexión en ambos extremos.

El Contratista deberá elaborar el proyecto y solicitar su revisión y aprobación.