

CIRCULAR No.001

PARA: Transportadores y/o Operadores de los
Sistemas de Transmisión Regional y/o
Sistemas de Distribución Local

DE: DIRECCION EJECUTIVA

ASUNTO: Manual de Operación Tipo - CNO

Santa Fe de Bogotá, D.C., 5 de Febrero de 1999

En cumplimiento de lo establecido en el Numeral 5.51. del Reglamento de Distribución, Resoluciones CREG-070 y CREG-117 de 1998, atentamente informamos que el C.N.O. entregó el Manual de Operación Tipo para los STR's y/o SDL's.

El Manual puede ser consultado en nuestra página Internet, www.creg.gov.co, así:

NORMAS-CIRCULARES-1999-CIRCULAR001-99.

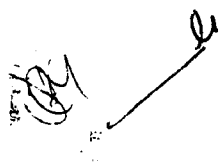
Adicionalmente se recuerda a todos los OR's que el plazo para la expedición del Manual de Operación de su Sistema, vence el día 27 de Marzo de 1999 según se establece en el Reglamento de Distribución.


JOSE CAMILO MANZUR J.
Director Ejecutivo

B\\Documento en DOCUMENTO

☎ 611 5000 FAX : 6115427 - 236 8331 e-mail: creg@creg.gov.co

✉ Cra 11 No. 84-51 Piso 3º, Santafé de Bogotá D.C. Colombia



Consejo Nacional de Operación

C N O

Manual de Operación Tipo

**Sistemas de Transmisión Regionales (STR's) y/o Sistemas de Distribución
Locales (SDL's)**

Resolución CREG-070 de 1998 “Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica” numeral 5.5.1

Santa Fe de **Bogotá**, Enero de 1999

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCION	5
2. CAMPO DE APLICACIÓN	5
3. DEFINICIONES	5
3.1 ENTIDADES	5
3.1.1 CENTRO NACIONAL DE DESPACHO (CND)	5
3.1.2 CENTRO REGIONAL DE DESPACHO (CRD)	6
3.1.3 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN).....	6
3.1.4 SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL (STR)	6
3.1.5 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL)	6
3.1.6 CENTRO LOCAL DE DISTRIBUCIÓN (CLD)	6
3.2 PERSONAL DE OPERACION	6
3.2.1 CENTRO NACIONAL DE DESPACHO CND.....	6
3.2.1.1 INGENIERO DE TURNO	6
3.2.1.2 INGENIERO ANALISTA DE DESPACHO - CND	6
3.2.1.3 PROGRAMADOR	7
3.2.1.4 DESPACHADOR - CND	7
3.2.1.5 AUXILIAR DE INFORMACIÓN	7
3.2.2. CENTRO REGIONAL DE DESPACHO - CRD.....	7
3.2.2.1 INGENIERO DE TURNO	7
3.2.2.2 DESPACHADOR	7
3.2.3 CENTRO LOCAL DE DISTRIBUCIÓN	7
3.2.3.1 INGENIERO JEFE ZONA.....	7
3.2.3.2 DESPACHADOR DE DISTRIBUCIÓN	7
3.3 INSTALACIONES Y EQUIPO	7
3.3.1 ÁREA OPERATIVA.....	7
3.3.2 SISTEMA ELÉCTRICO.....	a
3.3.3 SUBESTACIÓN	a
3.3.4 CAMPO O BAHÍA	a
3.3.5 EQUIPOS DE MANIOBRA	a

3.3.6	EQUIPOS DE PROTECCIÓN	a
3.3.7	BARRAJE	a
3.3.8	CIRCUITO O LÍNEA	a
3.3.9	INTERRUPTOR	a
3.3.10	RECLOSER	a
3.3.11	RELÉ	9
3.3.12	HIDRÁULICO	9
3.3.13	SECCIONADOR	9
3.3.14	SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA	9
3.3.15	NOMENCLATURA OPERATIVA	9
3.4	DEFINICIÓN DEL ESTADO DE LOS EQUIPOS	9
3.4.1	TIPOS DE CONSIGNACIONES	9
3.4.2	BAJO CONSIGNACIÓN	10
3.4.3	DISPONIBLE	10
3.4.4	INDISPONIBLE	10
3.4.5	EN SERVICIO	10
3.4.6	FUERA DE SERVICIO	10
3.4.7	BAJO TENSION, EN VACÍO	10
3.4.8	ATERRIZADA	11
3.4.9	SIN TIERRAS	11
4.	EJECUCION DE MANIOBRAS	11
4.1	RETIRAR TIERRAS	11
4.2	PREPARAR UN CAMPO	11
4.3	ENERGIZAR UN CIRCUITO O INSTALACIÓN	11
4.4	SINCRONIZAR UN CIRCUITO O INSTALACIÓN	11
4.5	TRANSFERIR UN CIRCUITO O MANIOBRA DE BY-PASS	12
4.6	REGULACIÓN DE TENSION	12
4.7	PARA PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO PROGRAMADOS EN EQUIPOS O INSTALACIONES EN GENERAL	12
4.7.1	TRABAJOS PROGRAMADOS	12
4.7.1.1.	FUNCIONES DE LAS ENTIDADES Y PERSONAS QUE INTERVIENEN	12

4.7.2	EJECUCIÓN DE CONSIGNACIONES	13
4.7.3	INICIACIÓN DE MANIOBRAS	14
4.7.4	FINALIZACIÓN DE CONSIGNACIÓN	14
4.7.5	MANIOBRAS EN TRANSFORMADORES	14
4.7.5.1	DESENERGIZACIÓN	14
4.7.5.2	NORMALIZACIÓN	14
4.7.6	MANIOBRAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓNa.....	15
4.7.6.1	APERTURA	15
4.7.6.2	NORMALIZACIÓN	15
4.7.7	MANIOBRAS EN CIRCUITOS CON SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA	15
4.7.8	MANIOBRAS DE CAMBIO DE BARRAS CON INTERRUPTOR DE ACOPLE DE BARRAS **	16
4.7.9	MANIOBRAS DE CAMBIO DE BARRAS SIN INTERRUPTOR DE ACOPLEa.....	16
5.	CONSIGNAS GENERALES DE OPERACIÓN *	17
5.1	CRITERIOS BÁSICOS	17
5.2	EN OPERACIÓN NORMAL	17
5.2.1	ASPECTOS GENERALES	18
5.2.2	ADQUISICIÓN DE DATOS	18
5.2.3	ATENCIÓN DE FALLAS O CAMBIOS EN EL CRD O CLD	1a
5.2.4	ESQUEMA DE PRIORIDADES PARA LA ATENCIÓN DE FALLAS	19
5.3	CONSIGNAS ENTRE EL CND Y EL CRDa.....	19
5.4	CONSIGNAS DE OPERACIÓN PARA EL CRD *	19
5.5	CONSIGNAS ENTRE EL CRD Y EL CLD	20
5.6	CONSIGNAS DE OPERACIÓN DEL CLD	22
5.7	SITUACIONES ANORMALESa.....	23
5.7.1	DEL SISTEMAa.....	23
5.7.2	DE ORDEN PÚBLICOl..... *	23
5.8	EN AUSENCIA DE COMUNICACIONES	23
5.9	EN CONDICIONES DE EMERGENCIA	23

5.9.1	CASOS ESPECIALES	23
5.9.2	EVENTOS EN EL SISTEMA.....	24
5.9.3	ANÁLISIS DEL EVENTO.....	24
6.	PROCEDIMIENTOS PARA TRABAJOS EN CALIENTE, EN FRIO Y EN PROXIMIDAD DE TENSION	24
7.	LIMITES OPERATIVOS	25
7.1	INTRODUCCIÓN	25
7.2	CLASIFICACIÓN POR ELEMENTOS.....	25
7.2.1	UNIDADES DE GENERACIÓN	25
7.2.2	TRANSFORMADORES..	25
7.2.3	BARRAJES	25
7.2.4	LÍNEAS DE INTERCONEXIÓN	26
7.2.5	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	26
7.2.6	CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN.....	26
7.3	OTROS LIMITES	27

CONSIGNAS DE OPERACIÓN

1. INTRODUCCION

El objetivo del presente manual es **presentar las consignas de operación y procedimientos operativos del Sistema Eléctrico atendido por cada Agente.**

Varias son las razones que respaldan la elaboración y aplicación de las consignas y procedimientos descritos aquí, ellas son:

- La unificación en los criterios utilizados para las maniobras operativas del sistema.
- La utilización de un lenguaje común e interpretación correcta de las instrucciones y solicitudes.
- La implementación y utilización de la nomenclatura operativa de los equipos.
- La seguridad en las maniobras ejecutadas.
- La protección del personal que participa en la operación
- La prevención de fallas en el sistema, debida a errores en la operación.
- La protección de los equipos involucrados en la ejecución de las diferentes maniobras normales y de emergencia.

2. CAMPO DE APLICACIÓN

El presente manual contiene los procedimientos operativos en materia de coordinación, supervisión y control del sistema del OR, ejecución de maniobras, mantenimientos, seguridad industrial y demás prácticas que garanticen el óptimo desempeño de los STR's y/o SDL's.

3. DEFINICIONES

Para efectos del presente manual se aplicarán las definiciones que se lian a continuación

3.1 ENTIDADES

3.1.1 Centro Nacional de Despacho (CND)

Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN. También es el encargado de dar las instrucciones a los Centro Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de los equipos, con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al Reglamento de Operación y a todos los acuerdos del CNO.

3.1.2 Centro Regional de Despacho (CRD)

Es un **Centro de Supervisión y Control de la Operación de las redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, cuya función es la de coordinar la operación y maniobras de esos equipos con sujeción, en lo pertinente, a las instrucciones impartidas por el CND.**

3.1.3 Sistema Interconectado Nacional (SIN)

Es el sistema de potencia colombiano, que incluye las centrales generadoras hidráulicas y térmicas, las subestaciones, las líneas de interconexión entre áreas y todos los demás elementos de cada una de las empresas de las regiones del país.

3.1.4 Sistema de Transmisión Regional (STR)

Es el sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV. y que no pertenecen a un sistema de distribución local.

3.1.5 Sistema de Distribución Local (SOL)

Es el sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 KV. que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un Sistema de distribución municipal, distrital o local.

3.1.6 Centro Local de Distribución (CLD)

Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes y subestaciones de distribución. El CLD es equivalente al centro de teleoperación (CTC, CTZ).

Centros de teleoperación (CTC, CTZ):

- **Centro de Teleoperación Central (CTC).** Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes y subestaciones de distribución.
- **Centro de Teleoperación Zonal (CTZ).** Es un centro de supervisión y control de la operación de las redes y subestaciones de distribución, localizados en una misma zona.

3.2 PERSONAL DE OPERACION

3.2.1 Centro Nacional de Despacho CND

3.2.1.1 Ingeniero de Turno

Es el funcionario encargado de tomar las decisiones del Sistema Eléctrico Nacional.

3.2.1.2 Ingeniero Analista de Despacho - CND

Es el Ingeniero de turno responsable de la operación del SIN y encargado de correr los flujos, revisar hora a hora la demanda del Sistema.

3.2.1.3 Programador

Ingeniero encargado de todos los despachos y redespachos

3.21 .4 Despachador - CND

Es el funcionario que coordina con los Centros Regionales de Despacho las maniobras de la red Nacional.

3.2.1.6 Auxiliar de Información

Registra eventos y datos rutinarios para el informe diario de operación.

3.2.2. Centro Regional de Despacho - CRD

3.2.2.1 Ingeniero de Turno

- **Es su responsabilidad supervisar y controlar el Sistema de Transmisión Regional en tiempo real y coordinar diariamente la información operativa del CRD.**
- **Es el Analista de Energía encargado de tomar las decisiones relacionadas con el Sistema Eléctrico Regional.**
- **Encargado de todos los despachos y redespachos de las plantas de generación del Sistema.**
- **Es el Ingeniero de turno responsable de la operación del STR y encargado de correr los flujos, revisar hora a hora la demanda del Sistema.**
- **Coordina con los Centros Locales de Distribución las maniobras de la red regional**

3.2.2.2 Despachador

Supervisar y coordinar las condiciones de operación del CRD.

3.2.3 Centro Local de Distribución

3.2.3.1 Ingeniero Jefe Zona

Analista de Energía encargado de la zona delimitada por el CDL.

3.2.3.2 Despachador de Distribución

Es el funcionario que coordina con el CTC y/o CTZ y el ingeniero jefe o supervisor de la zona las maniobras y demás actividades operativas del área de distribución.

3.3 INSTALACIONES Y EQUIPO

3.3.1 Area Operativa

Comprende un conjunto de subestaciones, recursos de generación y demanda que presentan alguna restricción eléctrica que limitan los intercambios con el resto del sistema.

3.3.2 Sistema Eléctrico

Conjunto de instalación para la **generación, conversión, transmisión, transformación y distribución** de la energía eléctrica. Conectados físicamente y operando como una unidad integral.

3.3.3 Subestación

Es un **nodo** del sistema que **está** interconectado con los demás nodos mediante líneas y que por su diseño permite modificar la **topología** o **conectividad** de toda la red.

3.3.4 Campo o Bahía

Es el conjunto de equipos de **potencia** que al ser operados manual o automáticamente (ante consignas o ante fallas) modifican en la subestación la **conectividad** de líneas, transformadores, grupos generadores, acopladores de barras, bancos de condensadores, etc.

3.3.6 Equipos de Maniobra

Son los equipos eléctricos de potencia (interruptores, seccionadores de barras, seccionadores de línea y seccionadores de puesta a tierra), que al ser operados, conectan o desconectan los campos en la Subestación.

3.3.6 Equipos de Protección

Son los equipos que **sensan condiciones anormales** de operación de un sistema eléctrico y envían señal de activación a los equipos de desconexión. (Ej Relés, Disyuntores, Fusibles).

3.3.7 Barraje

Es el conjunto de elementos (inductores, barras, conectores y aisladores) instalados rígidamente y que sirven de **nodo de enlace** de los campos de la subestación. Un barraje puede ser principal, de reserva o de transferencia.

3.3.8 Circuito o Línea

Es el conjunto de líneas, **toma de conductores, aisladores y accesorios** que conectan dos subestaciones del sistema.

3.3.9 Interruptor

Es el elemento o equipo eléctrico con capacidad para **operar (abrir o cerrar)** bajo carga o falla, estableciendo el estado de conexión del campo.

3.3.10 Recioser

Es un elemento o equipo eléctrico que **puede operar (abrir o cerrar)** bajo carga o falla y que de acuerdo a su disposición puede **afectar la configuración** de la red y con base en sus ajustes puede realizar recierre sobre la línea o circuito implicito; teniendo como limitante la corriente de corto circuito.

3.3.11 Relé

Dispositivo diseñado de manera que cualquier cambio eléctrico, magnético o térmico sobre sus señales de entrada determinan el envío de una señal de desconexión automática en uno o mas circuitos eléctricos. (Ej. Relé de distancia, de Sobrecorriente, de Sobrecarga..).

3.3.12 Hidráulico

Es un elemento o equipo eléctrico que puede operar con carga o ante falla y que de acuerdo a su disposición sobre la red puede permitir seccionamientos, precisando que estos solo existen en niveles de tensión de 13.2 kv y que su mando es por pértiga.

NOTA: Se recomienda no cerrarlos hasta revisar la línea, debido a que estos tienen un poder de corte limitado.

3.3.13 Seccionador

Es el elemento o equipo eléctrico que al ser operado permite tener certeza de la apertura de un circuito mediante una confirmación visual. Esta diseñado para operar sin carga. Normalmente esta asociado a un interruptor de manera que permita aislarlo eléctricamente. Además esta conectado a un barraje o a un ducto.

3.3.14 Seccionador de Puesta a Tierra

Es el equipo que permite conectar sólidamente a la malla de tierra, una instalación o parte de ella. Su operación siempre es manual bajo una consigna específica de mantenimiento.

3.3.15 Nomenclatura Operativa

Es el código único de identificación de equipos del Sistema Eléctrico que permite diferenciarlos individualmente de cualquier otro similar en una subestación.

3.4 DEFINICIÓN DEL ESTADO DE LOS EQUIPOS

3.4.1 Tipos de Consignaciones

. CONSIGNACION NORMAL

Cuando el equipo, instalación o línea consignada sea retirado de la explotación o servicio, sin posibilidad de ser operado durante el tiempo que dura la consignación. Se observará la programación sugerida para la ejecución de trabajos programados, según lo consignado en el numeral 4.7

. CONSIGNACION ESPECIAL

Cuando el equipo, instalación o línea consignada requiere ser operada durante el tiempo de consignación con el fin de realizar pruebas de chequeo. Estas se pueden efectuar bajo normas de seguridad muy específicas a entera responsabilidad del jefe de trabajo y según los procedimientos de coordinación previos indicados en el numeral 4.7

. CONSIGNACION PARA EQUIPOS ENERGIZADOS

Cuando se realice mantenimiento o trabajos en equipos o líneas energizadas (en vivo o en caliente).

CONSIGNACION DE EMERGENCIA

En caso de estricta emergencia que demande reparaciones urgentes, se podrá omitir el trámite previo de solicitud de autorización de trabajo y permiso de consignación; pero como norma de seguridad, se debe consignar la instalación o equipo antes de iniciar la reparación.

Para estos casos, quien solicita la consignación será el jefe del grupo de trabajo previa confirmación del daño por reparar.

En caso grave en donde exista peligro de electrocución o daño de equipos, por caída de líneas energizadas, por incendio u otros, cualquier fundonado de la empresa o persona podrá solicitar la suspensión del servicio, previa identificación completa y haciendo claridad sobre los hechos. Quien proceda a consignar anotará e informará al jefe correspondiente o superior inmediato el caso sucedido, llenando y colocando un mensaje de no operar en el sistema de mando del interruptor de la instalación o equipo consignado.

Nota: En general toda consignación deberá de estar acompañada del respectivo mensaje en el despiague de la subestación o circuito donde se está realizando el trabajo.

3.4.2 Bajo Consignación

Es una instalación que se encuentra fuera de servicio y que se ha retirado de la explotación comercial para someterla a revisión o mantenimiento. La instalación queda a cargo de un "Funcionario responsable de la consigna", quien será la única persona autorizada para retomar a la explotación la instalación y equipos consignados.

3.4.3 Disponible

Es una instalación que en cualquier momento puede ser conectada al sistema. Normalmente se hace esta referencia cuando la instalación se encuentra fuera de servicio.

3.4.4 Indisponible

Es una instalación que se encuentra fuera de servicio, bajo consignación y que no puede ser conectada al Sistema debido a falla propia o ejecución de mantenimiento sobre ella.

3.4.5 En Servicio

Es una instalación que se encuentra con tensión en sus dos extremos y en condiciones de transportar energía.

3.4.6 Fuera de Servicio

Es aquella instalación o equipo que se encuentra desconectada del sistema, ya sea por consigna de operación o de mantenimiento.

3.4.7 Bajo Tensión, en Vacío

instalación bajo tensión y que por su estado de conectividad o el de sus elementos aledaños no se encuentra transportando energía.

3.4.9 Aterrizada

instalación que por medio de los seccionadores de puesta tierra, tierras portátiles u otro medio, se encuentra conectada a tierra.

3.4.9 Sin Tierras

Es aquella instalación totalmente desprovista de cualquier conexión a tierra; la certificación de este hecho, requiere que la persona que lo haga verifique en forma visual y directa que efectivamente se han retirado todas las puestas a tierra.

4. EJECUCION DE MANIOBRAS

4.1 RETIRAR TIERRAS

Es la acción de desconectar todas y cada una de las puestas a tierra que tenga una instalación. La persona que efectúe esta operación lo hará sólo bajo solicitud expresa del CRD y deberá verificar que la instalación quede sin tierras.

4.2 PREPARAR UN CAMPO

Es colocar en disponibilidad un campo o instalación, cerrando los seccionadores asociados a dicho campo.

Para ejecutar esta maniobra se requiere verificar que el campo esté sin tierras, luego de verificar lo anterior, se procede a cerrar los seccionadores de barras y de línea asociados al campo, de acuerdo a la solicitud expresa del CRD.

4.3 ENERGIZAR UN CIRCUITO O INSTALACIÓN

Es poner bajo tensión el circuito desde uno cualquiera de sus extremos.

Antes de ejecutar esta maniobra, debe verificarse que:

- El circuito esté SIN TIERRAS.
- El campo esté preparado.

Después de efectuadas las acciones anteriores y solo bajo solicitud expresa del CRD se puede proceder a energizar la instalación.

4.4 SINCRONIZAR UN CIRCUITO O INSTALACIÓN

Es la puesta en paralelo de dos Sistemas Eléctricos que se encuentran aislados eléctricamente entre sí, y que operan desfasados en frecuencia y voltaje.

Antes de ejecutar esta maniobra, debe verificarse que:

- Los voltajes sean iguales.
- Las frecuencias sean iguales.
- La diferencia en ángulos de fase sea cero.

Esta verificación debe efectuarse con los instrumentos apropiados (Sincronoscopio), luego de lo cual y bajo solicitud expresa del CRD, puede procederse a efectuar la maniobra.

4.6 TRANSFERIR UN CIRCUITO O MANIOBRA DE BY-PASS

Es cambiar el camino de atención de un circuito, de un interruptor y campo hacia otro normalmente llamados interruptor y campo de transferencia.

Se realiza cuando deba retirarse del servicio el interruptor del campo de salida, sin suspender en ningún momento el servicio en dicha salida o circuito. Debe efectuarse bajo solicitud expresa del CRD y con la supervisión de personal calificado.

4.6 REGULACIÓN DE TENSIÓN

Desde el CRD se regulará la tensión del sistema regional mediante un control eficiente de los recursos de potencia reactiva presentes en él.

Para la subir la tensión se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Dejar conectar automáticamente los bancos compensadores
2. Realizar los movimientos de tap's correspondiente.
3. Subir la potencia reactiva de las unidades de generación.

Para la bajar la tensión se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Bajar la potencia reactiva de las unidades de generación a cero.
2. Realizar los movimientos de tap's correspondiente.
3. Dejar desconectar automáticamente los bancos compensadores
4. Consumir potencia reactiva en las unidades de generación.

El operador de la planta es responsable del control local de la tensión y debe informar al CRD cuando la tensión esté por fuera del rango normal de funcionamiento.

4.7 PARA PROCEDIMIENTOS DE TRABAJO PROGRAMADOS EN EQUIPOS O INSTALACIONES EN GENERAL

Los trabajos son clasificados en programados; de urgencia y de emergencia.

Los pedidos de disponibilidad de un equipo son clasificados en estado de indisponibilidad programada, disponibilidad preventiva.

4.7.1 Trabajos Programados

Las empresas deberán definir las actividades, personas que intervienen y procedimientos de obligado cumplimiento tanto para el personal propio como para el personal de otras empresas eléctricas o clientes cuyos trabajos afecten su sistema.

4.7.1.1. Funciones de las entidades y personas que intervienen

Se definirán también las funciones específicas de quienes intervienen, así:

Los Centros de control en su función de estudio y aprobación de las desconexiones, las cuales deben solicitarse con la suficiente anticipación, a criterio de cada empresa.

Los solicitantes, quienes diligenciarán un formato único el cual debe ser aprobado por los jefes de las instalaciones a intervenir. En este formato se indicarán claramente las zonas a intervenir, las zonas de seguridad y el estado de los aparatos de corte o de seccionamiento, las zonas puestas a tierra, etc.

LOS solicitantes de la maniobra, quienes deben asegurar la creación de las zonas protegidas y entregar a su vez la instalación a los ejecutantes del trabajo con las máximas condiciones de seguridad. En este momento se hace entrega en consignación de los equipos a intervenir al ejecutante.

El Jefe de Trabajo o ejecutante, quién recibe la consignación con constancia escrita del estado en que recibe y a su vez como va devolviendo una vez finalice su intervención.

4.7.1.2 Procedimientos

Se debe describir completamente el proceso de solicitud, desde el momento de elaborar el formulario con la información técnica pertinente como fechas, horario, instalación afectada, aparatos de corte y/o señalización con su ubicación en esquemas unifilares, información acerca del estado final de la instalación luego de la intervención, el o los grupos de trabajo que intervienen, la utilización de códigos de colores en el formulario para aclarar las zonas intervenidas, las de seguridad, etc. Una vez aprobada la solicitud se envían los avisos respectivos a los usuarios en caso de afectación del servicio. El formulario aprobado con toda su información debe ser conocido previamente por las áreas involucradas directamente en los trabajos, y no debe existir variación alguna entre lo allí consignado y el estado real de la instalación en el momento de iniciar la ejecución de los trabajos.

De la misma forma debe consignarse el proceso de devolución de la consignación y de la maniobra como tal para llevar la instalación a sus condiciones iniciales una vez finalizada la intervención.

Es importante hacer énfasis en las medidas de seguridad en la ejecución de los trabajos para proteger la integridad física del personal. Por lo tanto se asegurará tanto la aplicación de las medidas propias tales como las normas reglas de oro:

1. Corte Visible
2. Enclavamiento y/o bloqueo y señalización
3. Verificación de la ausencia de Tensión
4. Puesta a tierra y Cortocircuito
5. Señalización y Delimitación de la zona protegida

4.7.2 Ejecución de Consignaciones

El responsable de cualquier programa de mantenimiento a ejecutarse y deberá dar cumplimiento a las siguientes consignas:

1. El tiempo de inicio y terminación del mantenimiento programado será cuando el CRD o CLD entregue el campo o línea abierta y cuando el Ingeniero o Supervisor de Mantenimiento Eléctrico entregue al CRD o CLD el campo o línea para su normalización.
2. La apertura y desenergización del equipo o circuito programado debe ser solicitada al CRD o CLD por el Ingeniero o Supervisor de Mantenimiento Eléctrico responsable del mantenimiento 15 minutos antes de la hora programada, el cual debe estar presente en la subestación o sitio de trabajo.

Cuando por alguna circunstancia deba ampliarse el tiempo programado del mantenimiento, se debe notificar oportunamente al CRD o CLD para dar la información a las Empresas Distribuidoras que pueden ser afectadas por este requerimiento.

En caso que la cuadrilla no se encuentre en el sitio del mantenimiento a la hora señalada, la programación de apertura y desenergización del equipo tendrá que ser sometida nuevamente a consideración de la Empresa que sea afectada en su servicio por esta programación. Se podrá dar la situación de suspensión y aplazamiento de este programa.

4.7.3 Iniciación de Maniobras

Confinada la programación de los trabajos a realizarse por parte del Ingeniero de turno del CRD o CLD. Este debe tener absoluta certeza del estado actual de la subestación donde se ejecutará dicha consignación, para facilitar las diferentes maniobras que se requieran hacer en los diferentes elementos que la constituyen, de acuerdo a una secuencia previamente establecida, e iniciar el proceso con los siguientes pasos:

1. Confirmar con las distribuidoras en aquellos programas de mantenimiento que requieran traslado de carga entre circuitos, que éstos han sido afectados en su totalidad, antes de proceder a las aperturas asociadas al mantenimiento. Con el fin de evitar que estas aperturas produzcan suspensiones de servicios no programados.
2. Verificar las condiciones de cargabilidad de los elementos asociados al dispuesto en la consignación, con el fin de confirmar si la salida de este no lleva asociados a una condición de sobrecarga o de riesgo para el sistema.
3. Ordenar las maniobras correspondientes.

4.7.4 Finalización de consignación

El responsable de ejecutar los trabajos confirma al CRD o CLD que los trabajos han terminado y que el personal se encuentra fuera de línea, para la normalización. Se deben realizar las siguientes gestiones:

1. Coordinar la normalización con las empresas electrificadoras. Se debe informar a las Empresas distribuidoras de la finalización del mantenimiento y coordinar con éstas, si es el caso la normalización de los equipos consignados.
2. Se debe verificar la normalización de los elementos en todos los aspectos, estados, señales y medidas de cargabilidad.

Los CRD o CLD realizarán un control del cumplimiento del horario de los mantenimientos y no autorizará aperturas no programadas o en períodos diferentes a los establecidos en la consignación.

4.7.5 Maniobras en Transformadores

Maniobras aplicables para cualquier transformador con la configuración de la figura 1

4.7.5.1 Desenergización.

1. Tener la certeza de que los circuitos de distribución asociados se encuentran abiertos o que la carga que éste transforma, será asumida por el transformador paralelo.
2. Abrir interruptor por el lado de baja
3. Abrir interruptor por el lado de alta
4. Abrir seccionador a barras baja tensión
5. Abrir seccionador a barras alta tensión (energizado)

4.7.5.2 Normalización

1. Confirmar retiro de tierras portátiles
2. Cerrar seccionador a barras baja tensión
3. Cerrar seccionador a barras alta tensión (energizado)
4. Cerrar interruptor por el lado de alta (se energiza el transformador)
5. Cerrar interruptor por el lado de baja (se energiza el baraje de baja tensión).

4.7.6 Maniobras en Líneas de Transmisión

Siempre que se va a proceder a abrir o cerrar un circuito, se deben cumplir unas condiciones especiales para poder maniobrar cualquiera de los interruptores involucrados.

Para la apertura son: flujos de carga, consecuencias de la apertura (desconexión del servicio, potencia a interrumpir), capacidad del circuito paralelo.

Para el cierre son: nodo más estable, configuración lineal o anillo, diferencia de tensiones, requerimientos de sincronismo.

Para maniobras en circuitos de 229 KV., 115 KV. y 34.5 KV. como el de la ^{¿dónde está?} figura 2, se debe cumplir con las siguientes consignas:

4.7.6.1 Apertura

Evaluada los aspectos anteriores, por parte del CRD se procede a abrir el circuito:

1. Abrir interruptor, de la línea Sub Radial en Sub inicial.
2. Abrir interruptor, de la línea Sub Inicial en Sub Radial.
3. Abrir seccionadores de línea y de barras de la línea Radial en Sub Inicial.
4. Abrir seccionadores de líneas y de barras de la línea Sub Inicial en Sub Radial
5. Cerrar seccionadores de puesta a tierra de la línea Sub Radial en Sub Inicial.
6. Cerrar seccionadores de puesta a tierra de la línea Sub Inicial en Sub Radial

Realizados los pasos anteriores el circuito queda "Abierto y aterrizado en Ambos Extremos".

4.7.6.2 Normalización

1. Abrir seccionadores de puesta a tierra (L199) del circuito Sub Radial en Sub Inicial.
2. Abrir seccionadores de puesta a tierra (L189) del circuito Sub Inicial en Sub Radial.
3. Cerrar seccionadores de línea (L197) y barras (L191) del circuito Sub Radial en Sub Inicial.
4. Cerrar seccionadores de línea (L187) y barras (L181) del circuito Sub Inicial en Sub Radial.
5. Cerrar interruptor (L190) de la línea Sub Radial en Sub Inicial.
6. Cerrar interruptor (L180) de la línea Sub Inicial en Sub Radial.

Realizado lo anterior, el circuito queda "Normalizado".

4.7.7 Maniobras en circuitos con seccionador de transferencia

Los circuitos con seccionadores de transferencia generalmente consisten en un seccionador instalado en paralelo al interruptor, para ser utilizado en el proceso de transferencia de la carga de un circuito al acople de barras.

Para transferir la carga del circuito al acople se deben seguir los siguientes pasos:

1. Cerrar seccionador de transferencia y seccionadores del acople de barras.
2. Cerrar interruptor de acople de barras.
3. Abrir interruptor del circuito.
4. Abrir seccionador de línea y seccionador de barras del circuito.

Para transferir la carga del awple al drcuito se **deben seguir los siguientes** pasos:

1. Cerrmr seccionador de **línea** y seccionador de **barras** del **circuito**.
2. Cerrar **interruptor** del **circuito**.
3. **Abrir** intenuptor de awple de **barras**.
4. Abtir seccionador de **transferencia** y seccionadores del awple de **barras**.

4.7.9 Maniobms de cambio de barras con interruptor de acople de barras.

Esta maniobm es **aplicable** a **cualquier subestación** de doble **barraje** wn intenuptor de awpie.

En **situación** normal de. este tipo de **subestaciones**, se tiene energizada **solamente** una de **las** banes. Por lo **tanto**, la **otra barra** tiene **abiertos** todos **los seccionadores asociados**, ei **interruptor de awple** **abierto** y ei seccionador de awple **hacia la barra energizada, abierto**. Para ei efecto se **considera** **desenergizada** la barra 2.

Secuencia de maniobms:

1. **Cerrar** seccionadores de awple **hacia ambas barras**
2. Cerrar interruptor de awpie (queda **energizada** la barra 2)
3. Cerrar seccionadores a **barras 2** de **los circuitos**.
4. **Abrir seccionadores** a **barras 1** de **los circuitos**.
5. **Abrir** intermptor de **acople**.
6. **Abrir seccionadores** del awpie. **Barra 1 desenergizada**

4.7.9 Maniobras de cambio de barras sin interruptor de acople

Para ei **caso** que **se** tiene de un doble **barraje** sin awple, el wncepto **básico** de la maniobm wnsiste en **reemplazar** dicho awple por uno de **los circuitos**, siempre y cuando fonne un **circuito** doble o anillo wn otro drcuito, teniendo en cuenta la **distribución** de flujos.

Transferencia de carga de la barra 1 (energizada) a la barra 2 (desenergizada). **Pasos a seguir:**

1. **Escoger** el **circuito** que **reemplaza** el awpie
2. **Abrir el interruptor** del drcuito **escogido**.
3. **Abrir el secdonador** **hacia la barra 1** del **circuito** eswgldo.
4. Cerrar seccionador **hacia la barra 2** del **circuito** eswgldo.
5. Cerrmr **interruptor** del **circuito** eswgldo (**energizada** la barra 2)
6. Cerrar seccionadoms **hacia la barra 2** de **los demás circuitos** y de **los transformadores**.
7. **Abrir seccionadores** **hacia la barra 1** de **los demás circuitos** y de **los transformadores** (**los mismos** del **paso anterior**).
8. **Realizados los** **pasos anteriores**, entonces queda **transferida** la **carga** de la barra 1 (**desenergizada**) a la barra 21 (**energizada**).

Para **normalizar** nuevamente la **carga** de la barra 1, se **siguen los** **pasos** **vistos anteriormente** teniendo en cuenta que ei **objetivo** de **las maniobras** es: **"Transferir la carga** de la barra 2 (**energizada**) a la barra 1 (**desenergizada**)".

5. CONSIGNAS GENERALES DE OPERACIÓN

5.1 CRITERIOS BÁSICOS

Los criterios en base en los cuales se establecen las consignas operativas para el sistema, son:

- El establecimiento de procedimientos de maniobra general aplicables a cualquier subestación y algunas excepciones comunes a varias subestaciones.
- Procedimientos organizados teniendo en cuenta normas de seguridad para el personal y el equipo para el manejo de la salida y entrada en servicio de los elementos de la red eléctrica.
- Procedimientos especiales para subestaciones indicando en ellas los equipos específicos que tienen un manejo especial por circunstancias determinadas o por requerimientos de control característico de algún elemento.
- En general, una secuencia organizada de trabajo, que permita agilidad en las maniobras para la prestación de un buen servicio.
- En general también, toda maniobra deberá ser autorizada de antemano e iniciada por el CRD o CLD salvo en casos como incendios, fallas no aclaradas, terremotos, explosiones u otros eventos que pongan en peligro vidas humanas y la integridad de los equipos de la subestación o planta. En estos casos el operador procederá a efectuar las maniobras necesarias y comunicará de inmediato al CRD o CLD.
- El operador deberá acatar consignas de operación ordenadas en forma verbal por el CRD y está obligado a comunicarlas a su relevo en el cambio de turno así como a dejarlas consignadas en el libro (bitácora) de la Subestación o Planta.
- El operador deberá solicitar las aclaraciones que considere necesarias al CRD con el fin de evitar maniobras equivocadas por errores de interpretación. El operador deberá tomar los datos rutinarios que se tienen establecidos y consignarlos en las planillas de operación de la subestación y/o planta (estará pendiente de las reservas de dichas planillas). También deberá acatar las órdenes de toma de datos no rutinarios ordenados por el CRD o CLD.

5.2 EN OPERACIÓN NORMAL

Los operadores deberán informar al CRD o CLD cualquier alteración en la operación del sistema tales como:

- Apertura manual o automática de interruptores y la operación de los relés de protección con sus respectivas señales.
- Entrada y salida de unidades de generación.
- Sobrecargas en equipos como líneas, circuitos, transformadores, generadores, bancos de condensadores de acuerdo con los valores fijados por el CRD como valores nominales de Operación.
- Altas temperaturas en transformadores, calentamiento en conductores, fugas de aceite o aislantes en equipos, pérdida apreciable de carga en circuitos.
- Estar pendientes del voltaje en las barras de su subestación o Planta e informar al CRD sobre las desviaciones respecto del valor a controlar fijado. (normalmente $\pm 5\%$).
- En las subestaciones donde se efectúa la regulación de voltaje con movimientos manuales de cambiadores de Tap's, éstos deben ser operados de acuerdo a los valores de regulación fijados por el CRD (sea puntualmente o en un valor determinado de tensión).

- La **regulación secundaria de frecuencia** se **efectúa en ocasiones** con algunas de las plantas de **generación**, de **acuerdo con las instrucciones** del CRD.
- Toda maniobra en el **Sistema deberá coordinarse** entre el CRD y las **subestaciones** utilizando el canal de radio para maniobras que **involucren más de una subestación**, siempre y cuando no existan **impedimentos técnicos** para ello, en cuyo caso se **utilizará el medio que indique el CRD**.
- Maniobras **individuales** en **subestaciones** se **pueden manejar** a través de los **teléfonos operativos** y en último caso vía **Telecom**.

5.2.1 Aspectos generales

- Se recomienda efectuar la entrega de turno **escribiendo los aspectos** importantes en el despliegue de **notas** del operador.
- En caso de **inconsistencias** en indicaciones, posiciones o medidas se debe **crear el respectivo reporte de falla** y **escribir en los despliegues correspondientes una nota con el número** de reporte de falla, al lado del **elemento, indicación o medida** que tiene la **inconsistencia**.
- Los datos **históricos del desempeño** de todos los **elementos** se **almacenarán** en **archivos** de fácil consulta, sobre este aspecto luego se **dará la instrucción** y mayor **información**.

6.2.2 Adquisición de datos

Es responsabilidad del personal de **operación** velar por que los **datos** que normalmente se **llevan sobre la operación y desempeño del sistema** se **almacenen** en **forma correcta**.

5.2.3 Atención de fallas o cambios en el CRD o CLD

Para la **atención de fallas o cambios** detectados en el CRD o CLD se **deben** tener en **cuenta los siguientes criterios**:

- Informar cuando una medida no **esté dando** un valor **lógico** de **acuerdo con la cargabilidad** del **elemento**.
- Informar cuando una medida o un **conjunto** de medidas **estén invalidadas** o no **corrientes**.
- Informar cuando una Unidad Terminal Remota (**RTU**) **esté fuera de servicio**.
- Si en una RTU se presentan **fallas** verificar si hay **problemas con el teléfono operativo**.
- El **grupo de mantenimiento de equipos, sistemas o telecomunicaciones** debe **informar previamente** al CRD los **trabajos** que se vayan a **realizar** en un **equipo (RTU's, etc.)** que **afecten la supervisión del sistema**.
- **Hacer el reemplazo manual de los datos inválidos** o fuera de **servicio** de las **siguientes estadísticas**:
- **Generación de las plantas MW y MVAR.**
- **Posición de Tap de autotransformadores.**
- **Potencia activa y reactiva** en líneas de **transmisión**.
- Los datos de **cargabilidad** de los **transformadores** de **subestaciones** que no **estén conectadas** al CRD o CLD o **cuya RTU esté fuera de servicio** más de un día, se **deben** llevar en un **formato** para tal fin.
- Los datos de **contadores** a las **24:00 horas** se **consignarán** diariamente en un **formato** para tal fin.

- En el caso de que uno o varios datos de contadores no se tengan por alguna razón, éstos se deben pedir a los operadores hora a hora y consignarlos en un formato especial mientras no se tengan.
- Los datos de demanda máxima del sistema se llevarán en un formato, teniendo en cuenta la información de SCADA de los respectivos despliegues.

5.2.4 Esquema de prioridades para la atención de fallas

Para la atención y solución de fallas se definen grupos, bajo criterios que garanticen la confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Regional:

Los programas de mantenimiento preventivo, pruebas sobre concentradores o enlaces críticos en los sistemas de comunicaciones, no se podrán afectar en periodos de demanda máxima (de 9 a 12 horas y de 18 a 21 horas).

Se debe garantizar siempre el respaldo de comunicaciones y sistemas redundantes, con el fin de mantener la continuidad del servicio ante fallas en los sistemas principales.

Cuando las fallas se deben a mantenimientos o cambios externos al CRD, es decir son responsabilidad de alguna de las empresas del Sector Eléctrico Regional, se tomarán las medidas necesarias para el cumplimiento de los Protocolos de Operación y Mantenimiento del CRD y de la gestión de la falla hasta su solución definitiva.

5.3 CONSIGNAS ENTRE EL CND Y EL CRD

- Ante situaciones de indisponibilidad de alguna unidad generadora se debe informar al CND la nueva disponibilidad de la planta o cadena vía telefónica, vía fax y vía web. Reportar la disponibilidad de las unidades, generadoras, hidrologías, solicitar redespachos y recibir autorizaciones del CND.
- En caso de un evento informar de la situación y solicitar información del resto del Sistema, para el restablecimiento de éste.
- Coordinar con el CND el ajuste de tensión en barras del área operativa del CRD y que esté dentro de los límites operativos.
- Coordinar con CND la ejecución de las consignaciones nacionales asociadas con el CRD.
- Al detectarse una salida del enlace se debe reportar al CND.
- Si el CND informa que la falla del enlace está en el CRD, se informará de inmediato al personal correspondiente desde el área operativa.

Lo anterior sin perjuicio de lo establecido en el Código de Redes (Resolución CREG 025/95).

8.4 CONSIGNAS DE OPERACIÓN PARA EL CRD

- Toda maniobra debe ser supervisada por el CRD durante todas las fases de apertura, cierre o puesta a tierra de cualquier elemento chequeando la concordancia de lo informado por el operador y el estado de los elementos en los despliegues del CRD. Si hay alguna duda hay que asegurarse si el error está en el patio de la subestación, haciendo una inspección visual por parte del operador, o en el CRD, y si es el caso crear el respectivo reporte de falla y escribir en el despliegue correspondiente una nota con el número de reporte de falla, al lado del elemento que tiene la inconsistencia.

- Pam ejecutar toda maniobra se debe verificar conectividad y consistencia de las medidas en los extremos del elemento a maniobrar.
- **Todo evento en el sistema** debe quedar almacenado en **el listado de eventos del CRD** y si es el caso dar una **alarma**. Por tal razón se debe chequear que los eventos sucedidos están en la lista de eventos.
- **Todo evento en el sistema de transmisión, transformación o generación** debe ser informado adicionalmente **por escrito**, indicando **las señales recibidas** por el operador de la **subestación o planta**, la secuencia de **eventos (SOE)** recibida en el CRD, **condiciones especiales** del evento, **información adicional de los operadores y posibles causas**.
- Las **alarmas del sistema** deben ser **observadas, analizadas y reconocidas** con frecuencia, con el fin de tener **información exacta** de lo que sucede y, **adicionalmente no cargar los computadores**.
- Las **maniobras sobre interruptores** telemandados **deberán efectuarse** desde el CRD **ordinando** con el operador mientras la maniobra no sea de **emergencia**. Si lo es, se **pueden** efectuar solamente **aperturas de interruptores** y luego **informar a la subestación**.
- El **punto de operación Local/Remoto** de los elementos del sistema debe ser **indicado a los operadores** por el CRD.
- Los **interruptores** telecomandados **deben** estar **con control remoto** en las **subestaciones** para que puedan ser **controlables** desde el CRD.
- Todos los eventos **ocurridos** en el Sistema de Potencia (S.P.) se consignarán en **el libro de operación**.
- El CRD debe **coordinar con las plantas** el **cumplimiento del programa** de despacho de **generación** de las unidades hora a hora. El control de la **generación** se **realizará** desde el CRD mediante el programa de AGC.
- Cuando se **efectúen** mantenimientos **que involucren** indisponibilidad de las unidades, aún cuando la máquina **este programada**, se **deberá** escribir en **el libro de bitácora** los tiempos en los cuales la máquina estuvo indisponible.
- En caso de **vertimientos o descargas** en los **embalses manejados** por el CRD se debe **informar al grupo de Información y Alerta del IDEAM** las horas en que **ocurrirá** y el **volumen del vertimiento** y la **duración**.

6.6 CONSIGNAS ENTRE EL CRD Y EL CLD

- Solo los CLD son los **autorizados** para **solicitar las maniobras**. El **flujo de la comunicación** con el CRD será entonces **el siguiente**:
- **Móviles ↔ CLD ↔ CRD**
- Los CLD **deben solicitar las maniobras** al CRD **vía radio** y **este se las confirmará por el mismo medio**.
- Las **comunicaciones** entre CLD y el móvil se **efectuarán por su propio medio de comunicaciones**

- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: Ante un disparo automático del interruptor de los drcuitos de 34.5 kv. que no **formen anillo**, el CRD realizara una prueba de **cierre al interruptor** en forma inmediata dependiendo **de fas señales e** informará al CLD **wrrespondiente** el resultado.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: Ante un disparo automático del interruptor de los drcuitos de 13.2 kv. o de los circuitos de 34.5 que **formen anillo** el CRD debe **informar** al CLD **wrrespondiente** **quien quedará** a cargo dei drcuito.
- Cuando se **presente ausencia** de **tensión** en una **subestación**, el CLD debe **proceder** a abrir los drcuitos **que alimenten cargas directas**.
- Cuando se **presente ausencia** de **tensión** total en el **sistema**, el CLD **coordinara** con el CRD los **procedimientos** y maniobms operativas **necesarias** pam on **pronto restablecimiento** del **Sistema Eléctrico** Regional.
- **Todo evento ocurrido** en un **circuito** de **distribución** **se debe** Informer al CLD **correspondiente**.
- El **operador** dei **CLD** **debe consignar** en el **libro o bitácora** el **nombre** de la persona **que solicita** la **apertura** de los **circuitos** de **distribución**.
- Los seccionamientos de un drcuito pam **aislar** una **falla** se **realizarán** de acuerdo con los **siguientes criterios**: **topología, topografía, clientes, estadística**, etc.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: Al **realizarse** tres **pruebas** de **cierre** con **rechazo** de los drcuttos de **distribución** el CRD le indicam al CLD el **numero** de **veces** que el **interruptor** ha **operado** con **falla**. El **numero máximo** de **pruebas** que se le pueden **realizar** al **circuito** queda establecido por el **numero máximo** de **veces** que el **interruptor** pueda **abrir** con **falla** **definido** al **realizársele** el **mantenimiento**.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: El CLD **correspondiente** **informará** at CRD la **prevención** de los drcuttos con la **respectiva indicación** dei **móvil** que va a **efectuar** las **labores** pam que en **caso** de **emergencia** **éste** pueda **solicitar** **directamente** la **apertura** del drcuito.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: El CRD **debe** **informar** al CLD **correspondiente** la **cancelación** de un **mantenimiento** **programado**..
- Los CLD'S podrán usar la **información** **recibida** por el CRD pam **realizar** sus **propios cálculos**.
- Los **limttes** de **aviso o alarma** de las en drcuitos y **barras** **corresponderán** con los **criterios** **establecidos** en las **consignas** de **operación** del CRD.
- Los CLD'S **mantendrán** los **colores** de **alarma** y **aviso** **establecidos** para el CRD
- La **información** a **intercambiar** entre el CRD Y CLD'S se **usará** para la **supervisión**, **control** del **sistema**, para tal fin se **establecen** los **datos** de **medidas e indicaciones** a **intercambiar**, como el **intercambio** del **registro cronológico** de **eventos** para los **estudios** **postoperativos**.

Lo anterior sin perjuicio de lo establecido en el Código de Redes (Resolución CREG 025/95).

6.6 CONSIGNAS DE OPERACIÓN DEL CLD

▪ Solo los centros de despacho son los autorizados para solicitar las maniobras. El flujo de la comunicación con el CRD debe ser el siguiente:

Móviles ↔ Centros Local de Distribución ↔ CRD

- Los centros local de distribución deben solicitar las maniobras al CRD por el canal de transmisión y este se las confirmará por el mismo canal.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: Ante un disparo automático del interruptor de los circuitos de 34.5 kV. que no formen anillo, el CRD realizará una prueba de cierre al interruptor e informará al centro local de distribución correspondiente el resultado.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: Ante un disparo automático del interruptor de los circuitos de 13.2 kV. o de los circuitos de 34.5 que formen anillo, el CRD debe informar al centro local de distribución correspondiente quien quedará a cargo del circuito.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: Cuando se presente ausencia de tensión en una subestación, el operador o desde el CRD se procede a abrir los interruptores de los circuitos que alimenten cargas directas.
- Todo evento ocurrido en un circuito de distribución se debe informar al Centro Local de Distribución correspondiente.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: El CRD debe consignar en el libro de la bitácora el nombre de la persona que solicita la apertura de los circuitos de distribución.
- Los seccionamientos de un circuito para aislar una falla se realizarán de acuerdo con los siguientes criterios: topología, topografía, clientes, estadística, etc.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: Al realizarse tres pruebas de cierre con rechazo de los circuitos de distribución, el CRD le indicará al centro local de distribución el número de veces que el interruptor ha operado con falla. El número máximo de pruebas que se le pueden realizar al circuito queda establecido por el número máximo de veces que el interruptor pueda abrir con falla definido al realizarse el mantenimiento.
- La siguiente recomendación a las empresas donde aplique: El centro local de distribución correspondiente informará al CRD, la prevención de los circuitos con la respectiva indicación del móvil que va a efectuar las labores para que en caso de emergencia éste pueda solicitar directamente la apertura del circuito.
- El CRD debe informar al centro local de distribución correspondiente la cancelación de un mantenimiento programado.

Lo anterior sin perjuicio de lo establecido en el Código de Redes (Resolución CREG 025195).

6.7 SITUACIONES ANORMALES

6.7.1 Del Sistema

Dependiendo de la magnitud de las violaciones 8 las restricciones eléctricas un sistema eléctrico de potencia puede transitar entre los estados normal-alerta- emergencia- Restablecimiento con rutas de transición variables. El objetivo de control es buscar que el sistema resida el mayor porcentaje de tiempo en el estado normal.

Ante la situación de indisponibilidad de un transformador o red de distribución el CLD coordinará con el ingeniero y/o supervisor de la zona, el máximo cubrimiento de la demanda y la máxima transferencia posible de carga y para el caso de la indisponibilidad del transformador, el área de distribución gestionará rápidamente la adecuación de una subestación móvil, que se adapte a los requerimientos técnicos de los equipos y la carga.

LO anterior sin perjuicio de lo establecido en el Código de Redes (Resolución CREG 025/95).

6.7.2 De Orden Público

Se define que el CLD puede residir en estados normal y anormal. La premisa del estado normal de orden público es que el sistema eléctrico de distribución está libre de acciones de sabotaje contra elementos de su estructura.

Las consignas de operación en condiciones anormales de orden público (CAOP), deberán cumplirse de acuerdo con el documento de ISA 94-074, tal como lo establece el Código de Redes (Resolución CREG 025/95).

Lo anterior sin perjuicio de lo establecido en el Código de Redes (Resolución CREG 025/95).

6.8 EN AUSENCIA DE COMUNICACIONES

En el caso de ausencia total de comunicaciones entre alguna subestación o planta y el CRD, el operador deberá seguir los criterios básicos de este capítulo.

Ante ausencia de tensión en los repetidores, detectable por la alarma sonora con que cuentan, se debe informar de inmediato al ingeniero de turno o al técnico de turno del departamento de telecomunicaciones y coordinar la atención de la falla y el restablecimiento del servicio en el menor tiempo posible, con el fin de evitar las descargas profundas de los bancos de baterías.

En el caso de las plantas generadoras, deberán seguir el programa de despacho enviado de antemano por el CRD.

6.9 EN CONDICIONES DE EMERGENCIA

6.9.1 Casos Especiales

1. Si en alguna oportunidad se presenta disparo de un transformador únicamente en un lado, es decir sólo por alta o solo por baja tensión, y hay falla real en este equipo, se debe abrir el interruptor del lado que no se disparó.
2. Cuando algún interruptor indique alarma de nivel bajo presión (aire o gas), reportarlo, con el objetivo de decidir en un caso dado la apertura o desconexión de dicho interruptor.

3. Cuando se presente disparo de un transformador por operación de la protección diferencial, Se debe hacer una inspección visual en el equipo y observar principalmente en el relé Bucholz el nivel del aceite e informar la situación para que el Centro de Control tome decida las acciones a seguir.

Nota: Es importante que la toma de señales sea clara ya que de ellas depende la reenergización de los equipos en el momento y posteriormente en el análisis de los eventos.

6.9.2 Eventos en el Sistema

Cuando se presente algún evento en una planta generadora, subestación, línea de transmisión etc., se debe seguir los siguientes procedimientos.

- El operador encargado de la planta generadora o subestación del Sistema confirma al CRD o CLD el evento presentado en dicho lugar.
- La información que debe reportar el operador, para la identificación de la falla será la siguiente:
 - Hora del evento, equipo o elemento involucrado.
 - Cambio de estado o situación que presenta.
 - Señales en relés y tableros
 - Detallar la causa que produjo la falla (si la conoce) ya sea por: descargas atmosféricas, animales, terremotos, contaminación, vientos, etc.

6.9.3 Análisis del evento.

Una vez confirmada la información del operador, se realiza el análisis por parte de CRD o CLD, quien tiene a su juicio la toma de decisiones para aplicar los correctivos necesarios en cuanto al restablecimiento y buen funcionamiento de los equipos del sistema.

De acuerdo con el análisis efectuado por el CRD o CLD, las alternativas para el restablecimiento pueden ser:

Normalización: Esta se lleva a cabo por autorización del CRD o CLD, teniendo en cuenta los procedimientos o consignas operativas para el Sistema.

Consignación: Si la normalización no se puede llevar a cabo debido a que la falla ha ocasionado avería en los equipos, entonces CRD o CLD los deja bajo consignación.

6. PROCEDIMIENTOS PARA TRABAJOS EN CALIENTE, EN FRÍO Y EN PROXIMIDAD DE TENSION

Las Empresas podrán definir sus procedimientos de trabajo y de aplicación de normas especiales de seguridad de su personal para los casos en que se trabaje en línea viva, igualmente para los trabajos cercanos a partes energizadas, de acuerdo a sus reglamentos propios de Higiene y Seguridad Industrial.

7. LIMITES OPERATIVOS

7.1 INTRODUCCIÓN

Dada la importancia de las señales de prevención y alarma de los diferentes parámetros eléctricos para el CRD, es necesario que los límites operativos que determinan la aparición de estas señales estén correctamente definidos de tal forma que correspondan a los niveles de alarma reales en el sistema.

7.2 CLASIFICACIÓN POR ELEMENTOS

Para asignar estos límites se clasificaron los diferentes elementos del sistema de la siguiente forma:

- Unidades de generación
- Transformadores
- Barrajes
- Líneas de interconexión
- Líneas de transmisión
- Circuitos de distribución

A continuación se explica para cada grupo de elementos los límites operativos a supervisar y la forma de cálculo, la cual reúne los criterios y conceptos de la experiencia operativa.

7.2.1 Unidades de Generación

Este grupo de elementos incluye todas las unidades de generación de las plantas del sistema que tienen telemedidas. Los límites operativos a supervisar en este grupo de elementos son:

- **Límite de alarma alta:** Indica que la unidad de generación está por encima de su capacidad nominal.
- **Límite de aviso alto:** Indica el momento en el cual la unidad ha alcanzado su capacidad nominal.
- **Límites de aviso bajo y alarma baja:** Indica que la unidad de generación está tomando energía de la red.

7.2.2 Transformadores

Este grupo de elementos incluye los transformadores y autotransformadores de las subestaciones telemedidas del sistema. Los límites operativos a supervisar en este grupo de elementos son:

- **Límite de alarma alta:** Indica que el transformador está bajo condiciones especiales o de sobrecarga.
- **Límite de aviso alto:** Indica el momento en el cual se debe proceder a tomar acciones de control de temperatura, posición de tap's y cargabilidad en el transformador.
- **Límites de aviso bajo y alarma baja:** Indica que el flujo de potencia del transformador tiene un sentido inverso al de su normal funcionamiento.

7.2.3 Barrajes

Este grupo de elementos incluye todos los barrajes energizados de las subestaciones telemedidas del sistema. Los límites operativos a supervisar en este grupo de elementos son:

- **Límite de alarma alta:** Indica que el nivel de tensión en el elemento ha excedido el valor máximo del rango permitido para una operación normal.
- **Límite de aviso alto:** Indica el momento en el cual se debe proceder a tomar acciones de control tendientes a disminuir el voltaje en el barraje.
- **Límite de aviso bajo:** Indica el momento en el cual se debe proceder a tomar acciones de control tendientes a aumentar el voltaje en el barraje.
- **Límite de alarma baja:** Indica que el nivel de tensión en el elemento ha excedido el valor mínimo del rango permitido para una operación normal.

Para hallar los valores de los límites operativos para este grupo de elementos se realizó un estudio estadístico del comportamiento de las tensiones para los diferentes periodos de demanda (máxima, media, mínima) y para los diferentes tipos de día (ordinario, sábado, domingo y festivo), encontrando para cada barraje valores de tensiones objetivo, los cuales son los valores necesarios para una normal operación del sistema.

7.2.4 Líneas de Interconexión

Este grupo de elementos incluye las líneas de interconexión del sistema de la Empresa con el sistema nacional. Los límites operativos a supervisar en este grupo de elementos son:

- **Límite de alarma alta:** Provee de una señal sobre la línea en el caso de incremento excesivo de demanda, traslado de cargas, fallas o cualquier circunstancia. Aplica para el flujo de potencia en un sentido determinado.
- **Límite de aviso alto:** Indica el momento en el cual se debe proceder a tomar acciones de control. Aplica para el flujo de potencia en un sentido determinado.
- **Límite de aviso bajo:** Indica el momento en el cual se debe proceder a tomar acciones de control. Aplica para el flujo de potencia en un sentido contrario al determinado para el límite de aviso alto.
- **Límite de alarma baja:** Provee de una señal sobre la línea en el caso de incremento excesivo de demanda, traslado de cargas, fallas o cualquier circunstancia. Aplica para el flujo de potencia en un sentido contrario al determinado para el límite de aviso alto.

Para este grupo de elementos las señales a supervisar son la potencia activa en MW y la potencia reactiva en MVAR.

7.2.5 Líneas de Transmisión

Este grupo de elementos incluye las líneas de transmisión de circuito sencillo y doble del sistema y las líneas de interconexión con el Sistema Nacional.

- **Límite de alarma alta:** Provee de una señal sobre la línea en el caso de incremento excesivo de demanda, traslado de cargas, fallas o cualquier circunstancia.
- **Límite de aviso alto:** Indica el momento en el cual se debe proceder a tomar acciones de control.

7.2.6 Circuitos de Distribución

Este grupo de elementos incluye los circuitos de distribución de 34,5 kV. y 13,2 kV. de las subestaciones telemidas del sistema, este grupo de elementos son:

- **Límite de alarma alta:** Provee de una señal sobre el circuito en el caso de incremento excesivo de demanda, traslado de cargas, fallas o cualquier circunstancia.
- **Límite de aviso alto:** Indica el momento en el cual se debe proceder a tomar acciones de control.

7.3 OTROS LIMITES

Cada uno de los grupos de elementos tiene definida una variable eléctrica cuyos límites antes calculados determinan la aparición de las señales de prevención y alarma así:

Grupo de Elementos	Variable
Unidades de generación	Potencia aparente (MVA)
Transformadores	Potencia aparente (MVA)
Barrajes	Tensión (kV.)
Líneas de Interconexión	Potencia activa (MW)
	Potencia reactiva (MVAR)
Líneas de Transmisión	Corriente (A)
Circuitos de distribución	Corriente (A)

Las otras variables eléctricas, tales como potencia activa (MW) y potencia reactiva (MVAR) tienen asociados límites que determinan la aparición de sus respectivas señales de prevención y alarma. El valor de éstos se toma del valor límite del correspondiente transductor de forma que solo una señal de alarma, correspondiente a la variable principal, se reciba. Esto ayuda a descongestionar el sistema de alarmas y eventos.