

Proyecto de fin de estudios en la carrera  
Ingeniería Eléctrica, Perfil Potencia

# **Automatización en redes de distribución.**

**AUTODIS**

Integrantes:

Carolina Estefan

Gabriel Pais

Gabriel Portas

Tutor:

Tomas Di Lavello

Abril de 2013



Universidad de la República  
Facultad de Ingeniería  
Instituto de Ingeniería Eléctrica



# Índice general

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
<b>2. Automatismos en la red de distribución de UTE</b>	<b>3</b>
2.1. Introducción . . . . .	3
2.2. Automatismos implementados en la red de distribución de UTE . . .	4
2.2.1. Sistemas de distribución en anillo entre dos salidas de una estación: . . . . .	4
2.2.2. Regulación de tensión . . . . .	6
2.3. Beneficios de automatizar redes telecontroladas . . . . .	7
2.4. Seguridad en sistemas automatizados . . . . .	7
2.4.1. NS1D - Norma de seguridad para la realización de maniobras y trabajos en instalaciones eléctricas de MT y AT de distribución. . . . .	8
2.4.2. Procedimiento actual para el ingreso a una instalación con tensión: . . . . .	9
2.4.3. Condiciones para bloquear el automatismo . . . . .	9
2.5. Conclusión . . . . .	12
<b>3. Implementación Automatismo en Estación Río Branco</b>	<b>13</b>
3.1. Introducción . . . . .	13
3.2. Estudio del problema . . . . .	13
3.2.1. Motivación . . . . .	13
3.2.2. Relevamiento . . . . .	14
3.2.3. Estado de la red para la actuación del automatismo . . . . .	20
3.3. Consideraciones sobre equipos . . . . .	21
3.3.1. Equipos de telecontrol . . . . .	21
3.3.2. Equipos de potencia . . . . .	26
3.3.3. Equipos de protección . . . . .	29
3.4. Implementación del automatismo . . . . .	32
3.4.1. Solución propuesta . . . . .	32
3.4.2. Trabajos a realizar en la estación para la implementación del automatismo. . . . .	33
3.4.3. Señales a controlar por el automatismo. . . . .	34
3.4.4. Celdas que maniobra el automatismo. . . . .	36
3.4.5. Constantes involucradas . . . . .	36
3.5. Diagrama de flujo. . . . .	38
3.5.1. Estado No Operativo (01) . . . . .	39

3.5.2. Estado En espera (02) . . . . .	40
3.5.3. Estado Cierra Celdas (03) . . . . .	41
3.6. Conclusiones . . . . .	44
<b>4. Documentación de software del automatismo</b>	<b>45</b>
4.1. Introducción . . . . .	45
4.2. Señales de entrada y salida de la RTU . . . . .	45
4.2.1. Modulo PLC de la RTUQM . . . . .	46
4.3. Configuración y Administración del software utilizado. . . . .	54
4.3.1. Isagraf . . . . .	54
4.4. Variables utilizadas . . . . .	55
4.4.1. Notación . . . . .	56
4.4.2. Tipos de estructuras definidos a partir de los tipos básicos. . . . .	57
4.5. Mapeo de la Base de Datos . . . . .	57
4.5.1. Señales de entrada al PLC . . . . .	57
4.5.2. Señales de salida del PLC . . . . .	61
4.5.3. Constantes . . . . .	63
4.6. Espejo . . . . .	65
4.7. Programación Automatismo Río Branco . . . . .	67
4.7.1. Programas . . . . .	68
4.7.2. Funciones Específicas(Function Blocks) . . . . .	85
4.8. Conclusiones . . . . .	97
<b>5. Simulaciones</b>	<b>99</b>
5.1. Introducción . . . . .	99
5.2. Programas para simulación . . . . .	99
5.2.1. PLC Río Branco: . . . . .	100
5.2.2. PLC Espejo . . . . .	101
5.2.3. PLC Simulador . . . . .	101
5.3. Simulaciones . . . . .	102
5.3.1. Condiciones de bloqueo de automatismo . . . . .	104
5.3.2. Condiciones de automatismo no operativo . . . . .	107
5.3.3. Estado En Espera . . . . .	109
5.3.4. Estado Cierro Celdas . . . . .	110
<b>6. Conclusiones.</b>	<b>111</b>
<b>7. Anexo 1- PLC Río Branco</b>	<b>113</b>
<b>8. Anexo 2- PLC Espejo</b>	<b>115</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>117</b>

# 1 Introducción

La motivación de implementar automatismos en redes de distribución de energía eléctrica, viene dada por la necesidad de mejorar la calidad del servicio brindado a sus clientes, Reduciendo tiempos de corte sin servicio y mejorando la calidad de onda y por ende evitando penalizaciones por parte de la Unidad Reguladora de Energía y Agua (URSEA).

Existen diversos tipos de automatización de la red de energía eléctrica, en UTE (Usinas y Transmisiones Eléctricas) se vienen estudiando casos donde es posible mejorar la calidad del servicio mediante la automatización, tanto a nivel de transmisión como de distribución.

El documento tienen como finalidad dar una breve descripción de los automatismos que se vienen implementando en la red de distribución de UTE, realizar un estudio de cómo afecta la instalación de los mismos en cuanto a seguridad y por último centrarse en el análisis e implementación de una solución a un problema en concreto de una parte específica de la red de UTE (tramo Río Branco - Vergara, sector arrocero). Se trabajará con el objetivo que dicha solución no sea particular, sino que por el contrario tenga aplicación general, para poder ser implementada en cualquier otra parte de la red con similares inconvenientes.

El problema a solucionar por el automatismo a implementar, es la regulación de tensión en cargas alimentadas de estaciones que se encuentran en zona arrocera. Dichas cargas presentan un consumo de energía elevado entre los meses de octubre a diciembre, por lo que generan que la tensión de alimentación de la estación deba ser regulada mediante reguladores de tensión, llevando la tensión de alimentación de las cargas a un valor nominal. A su vez, dichas cargas, se encuentran alimentadas con interruptores que presentan bobinas de tensión cero lo que genera que al ocurrir una falta en la estación que alimenta éstas cargas, abrirán los interruptores de dichas cargas (por causa de la actuación de la bobina), la estación pasará de estar con un consumo elevado de energía a un consumo menor en un tiempo tan corto, que no le da tiempo al regulador de tensión de la estación para que lleve la tensión en la barra a un rango adecuado. Al reponerse la tensión en la estación, la misma seguirá con un valor por encima del nominal y las cargas que se encuentren aún conectadas serán sometidas a una sobretensión, pudiendo causar daños en los equipos tanto de potencia como de control que presenten.

Actualmente, la solución que se viene implementando es deshabilitar la posibilidad de reconexión en la línea de 60kV que alimenta la estación. Una vez ocurrida una

falta en dicha línea, se abren todas las salidas de la estación manualmente, desde CMD o pie de equipo, y luego de repuesta la tensión y regulada la barra que alimenta las cargas, se procede al cierre de las salidas también manualmente. Esta solución evita el problema de sobretensiones en las cargas alimentadas de la estación pero requiere un tiempo elevado (20 minutos aprox.) para reponer la alimentación a las cargas.,

El automatismo a implementar, realiza las maniobras realizadas actualmente en forma manual. Cuando las cargas alimentadas de la estación presenten un consumo elevado de energía, es decir, los reguladores de tensión presentan un valor elevado en sus taps, el automatismo habilita los disparos por falta de tensión en las protecciones de cada salida de la estación. Ocurrida la falta de tensión, las salidas abren debido al disparo. El automatismo procede a cerrar dichas salidas, una vez que la tensión halla vuelto a su valor de operación.

Los siguientes capítulos se componen de: Una parte introductoria a los automatismos en la red de distribución de UTE, un análisis de cómo afecta el cuidado de la seguridad de las personas y equipos en el automatismo (Capítulo 2); el estudio detallado del automatismo a implementar, planteo del problema, estudio de equipamiento, solución y diagramas de flujo (Capítulo 3); documentación de la programación requerida para la implementación del automatismo (Capítulo 4); simulaciones y pruebas necesarias para corroborar el correcto funcionamiento del automatismo (Capítulo 5).

# 2 Automatismos en la red de distribución de UTE

## 2.1. Introducción

Un sistema eléctrico de potencia automatizado es aquel capaz de reaccionar de forma automática (sin la intervención humana) ante posibles faltas que se puedan producir, realizando las maniobras necesarias para cumplir la función para la que ha sido diseñado.

En el departamento de Redes de Distribución de UTE, el desarrollo de automatismos en redes telecontroladas se viene implementando desde hace unos 4 años y se desarrolla a medida que el telecontrol avanza. No existen aún procedimientos que abarquen la totalidad de los casos, sino que se van desarrollando a medida que surgen problemas a resolver.

La automatización de procesos y operación de la red, se basa fundamentalmente en la necesidad de reducir el número y duración de los cortes de energía y cumplir con la calidad de onda fiscalizada por la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA).

Los automatismos a resolver en la red de distribución de UTE combinan los equipos de potencia ya instalados, con su caja de control (protecciones, actuaciones automáticas, etc.), potenciando la funcionalidad que presentan para resolver un problema en particular. A su vez, se posibilita mediante automatismos la comunicación entre los diferentes equipos de potencia que presenta la red. En la siguiente sección se muestra un ejemplo claro, de como se combinan reconectores y seccionadores para aislar un tramo en falta, dejando la menor cantidad posible de suministros sin tensión.

Dos de los automatismos que se vienen desarrollando por parte del equipo de telecontrol de UTE son reguladores de tensión automáticos y reconfiguración de la red en sistemas que se encuentran anillados. Un resumen de funcionamiento de dichos automatismos se presenta en la siguiente sección. Además se detallan algunos aspectos en cuanto a las normas de seguridad utilizadas, y cómo los automatismos se adecúan a las mismas.

## 2.2. Automatismos implementados en la red de distribución de UTE

A continuación se presenta un resumen de dos de los automatismos que están funcionando en la red, ejemplifican tanto su utilidad como su necesidad y muestran las ventajas de seguir transitando este camino en el futuro. Se presentan dos casos:

- Cambios de configuración en una red anillada.
- Regulación de tensión.

### 2.2.1. Sistemas de distribución en anillo entre dos salidas de una estación:

Automatismo pensado para sistemas de distribución en anillo abierto (con doble alimentación), en los cuales dos de las salidas de una estación se encuentran anilladas mediante un seccionalizador.

**Objetivo:** El objetivo fundamental de este tipo de automatismos es, ocurrida una falta, aislarla y reducir la zona o el número de clientes sin energía. Esto se logra cambiando la configuración de la red.

#### Equipos involucrados (Ver Figura 2.1):

- Reconectador:

Ambas salidas están compuestas por un reconectador (R1 y R2).

Un reconectador se define como un dispositivo autocontrolado para interrupción y cierre automático en circuitos de corriente alterna, con una secuencia determinada de apertura y cierre, seguida por una fase de restablecimiento, bloqueo de apertura (enclavamiento) y desbloqueo de apertura.

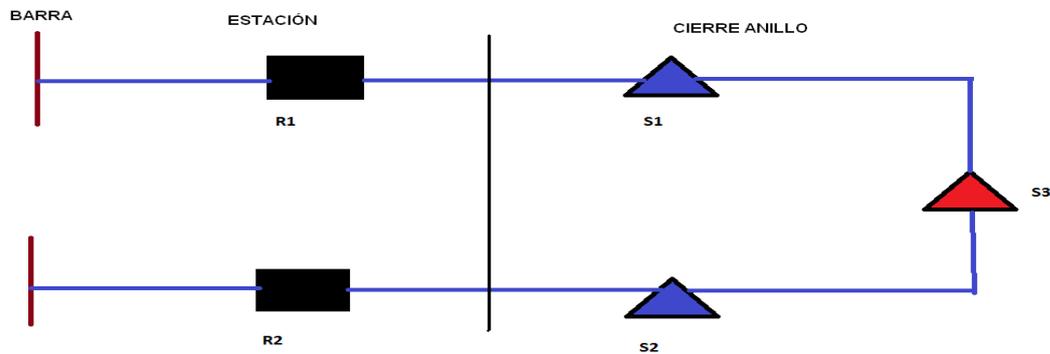
En presencia de una sobrecorriente en la línea, el reconectador dejará la línea abierta e intentará volver a cerrarla, si la falta que causa la sobrecorriente subsiste, y no es despejada por los recierres del reconectador, quedará la línea abierta con el reconectador con su capacidad de recierre bloqueada.

- Seccionalizador:

Las líneas de cada salida y el cierre del anillo se componen de seccionalizadores (S1, S2 y S3).

Un seccionalizador es un dispositivo de apertura, que debe operar siempre con el circuito desenergizado. Debido a que este equipo no está diseñado para cortar corrientes de falla, se utiliza siempre aguas arriba de un reconectador para aislar sistemas, para poder realizar mantenencias preventivas o programadas.

**Descripción del automatismo:** La Figura 2.1 representa la estación con sus dos salidas anilladas mediante el seccionizador S3, que en condición normal de la red se encuentra abierto, aislando las dos ramas.



**Figura 2.1:** Automatismo entre dos salidas anilladas

El automatismo se encuentra embebido en la remota de la estación, en este tipo de automatismos se combina la actuación de las protecciones de los equipos de potencia involucrados (reconectador y seccionizador) con la posibilidad que brinda la programación de los automatismos de maniobrar los equipos. Gracias al telecontrol, se pueden tener los datos relativos a los diferentes equipos de potencia involucrados, y tomar la decisión de en qué momento va a actuar el automatismo.

**Funcionamiento:** Si ocurre una falta permanente, el reconectador queda con la capacidad de recierre bloqueada y el seccionizador de la rama en falta abierto. El automatismo chequea estas condiciones y actúa según ocurra alguna de las siguientes condiciones:

1. Si se produce una falta en la rama S1-S3 (o en la rama S2-S3) el sistema reconectador-seccionizador opera como se describió anteriormente aislando el tramo en falta. En este caso el automatismo propiamente dicho no actúa y las maniobras son realizadas por los equipos de potencia.
2. Si se produce una falta en el tramo R1-S1, el automatismo se pondrá en funcionamiento actuando de la siguiente manera, espera que R1 quede con la capacidad de reenganche bloqueada y con S1 abierto y cierra S3 dando servicio al tramo S1-S3.
3. Si la falta ocurre en el tramo R2-S2, el automatismo espera que R2 quede con su capacidad de reenganche bloqueada y S2 abierto y cierra S3 quedando con servicio el tramo de la línea S2-S3.

Una vez finalizado el procedimiento, si el automatismo realizó lo que se esperaba, se reporta una alarma de finalización exitosa y se deja el automatismo sin funcionamiento hasta que se repare la falta y la red vuelva a su configuración original (ambas

salidas con sus reconectores cerrados y aisladas entre sí). Si por el contrario hubo alguna falla en los comandos que envió el automatismo, o el automatismo debió bloquearse por razones externas antes de finalizada su actuación, el automatismo también quedará sin funcionamiento hasta que se lo habilite nuevamente desde el CMD.

### 2.2.2. Regulación de tensión

**Objetivo:** Automatismo para la regulación de tensión desarrollado para interactuar con los reguladores de tensión (RBC) de los transformadores de potencia de una estación de distribución, haciendo que los mismos funcionen como un regulador automático.

#### Equipos involucrados:

- Regulador de tensión (RBC)

Un regulador de tensión o regulador de voltaje automático es un dispositivo electrónico diseñado para mantener un nivel de voltaje constante. En un sistema de distribución de energía eléctrica, los reguladores de voltaje pueden instalarse en una subestación o junto con las líneas de distribución de forma que todos los consumidores reciban un voltaje constante independientemente de que tanta potencia exista en la línea.[12]

**Funcionamiento:** Los automatismos de regulación se desarrollan en estaciones que presentan un consumo variable de carga. Dichas estaciones cuentan con dos transformadores de potencia conectados en paralelo, y una única barra rígida del lado de baja tensión, el objetivo del automatismo es mantener la tensión de la barra en un rango adecuado, determinado por el departamento de protecciones de UTE.

Es necesario mantener la barra de la estación en un rango de la tensión nominal (generalmente un 5 %) definido por protecciones, a raíz de la reglamentación definida por la(URSEA). Para ello, el automatismo actúa de la siguiente manera:

- Cuando la tensión en barra es menor que el menor valor establecido al que puede llegar la tensión, se sube un punto del TAP de los reguladores de los transformadores involucrados.
- En caso de que la tensión en barra sea mayor al mayor valor establecido, se baja un punto y así sucesivamente hasta quedar en el rango de tensión deseado.

En caso de ocurrir alguna falla en cualquiera de las maniobras que realice el automatismo, el mismo queda no operativo, y solo operarios del CMD podrán ponerlo de nuevo en funcionamiento.

Este tipo de automatismos es utilizado en casos donde los reguladores no actúan en forma automática (equipos de regulación viejos en donde solo funciona la parte

mecánica y no la de control) y en zonas donde las cargas a alimentar varían de un período a otro (balnearios, zonas industriales, zonas de zafra, etc.).

### **2.3. Beneficios de automatizar redes telecontroladas**

A continuación se describen algunos de los beneficios fundamentales de la implementación de automatismos en redes telecontroladas:

- Reducción de personal de operaciones:  
No se necesita de la presencia de operarios para realizar las maniobras involucradas.
- Reducción de tiempos de operaciones:  
No es necesario que los funcionarios de operaciones se trasladen hasta el lugar para realizar las maniobras.
- Mejora de calidad del servicio:  
Reducción en los tiempos de corte de energía eléctrica.
- Reducción de costos:
  - Reducción de horas y viáticos pagas al personal
  - Reducción del gasto de combustible para llegar a la instalación
  - Reducción de multas y penalizaciones por parte de la URSEA.
- Mantenimiento preventivo:  
Desde el CMD, se tiene la información respecto al número de actuaciones de los equipos de potencia involucrados.
- La pérdida del telecontrol en el tramo de red automatizado no implica que el automatismo deje de funcionar.  
  
Se tiene mayor rango de tiempo para solucionar el problema que causó la pérdida del telecontrol.

### **2.4. Seguridad en sistemas automatizados**

A continuación se presenta la norma de seguridad en media y alta tensión de UTE y un análisis de las señales y condiciones que hacen que el automatismo quede sin funcionamiento por causas de seguridad.

### **2.4.1. NS1D - Norma de seguridad para la realización de maniobras y trabajos en instalaciones eléctricas de MT y AT de distribución.**

...“5.1. - Toda persona que desempeñe tareas en un puesto de trabajo donde pueda entrar en contacto con equipos e instalaciones eléctricas con o sin tensión, debe ser instruida exhaustivamente en cuanto a los riesgos que presentan dichos equipos e instalaciones, a las medidas de seguridad imprescindibles para evitar accidentes a sí mismo y a terceros, y en primeros auxilios. La formación en la NS1D debe tener una duración mínima de 8 horas, con certificado de aprobación firmado por instructor actuante, e impartida por instructor (técnico prevencionista o ingeniero eléctrico) con información específica en la NS1D y sus procedimientos asociados.

5.2. - A los efectos del riesgo que presentan las instalaciones, se deberá suponer que toda instalación eléctrica está con tensión y no debe ser tocada ni aproximarse peligrosamente a ella hasta que no se haya verificado ausencia de tensión y puestos a tierra y en cortocircuito todos los conductores que penetren a la instalación.

5.3. - Los medios de protección colectivos y personales con los que se efectúen operaciones (maniobras en aparatos de corte, verificación de ausencia de tensión, puesta a tierra y en cortocircuito, etc.) incluirán: guantes aislantes, pértigas de maniobra y banqueta o alfombras aislantes. Será obligatorio el uso de dos tipos de ellos simultáneamente (pértiga y guantes o pértiga y banqueta) El uso de guantes y banqueta se indica solamente para los casos de accionamiento de aparatos de corte con mando manual) En el caso de disponer de los tres elementos (pértiga guantes y banqueta) se recomienda la utilización simultánea de estos tres elementos, siempre que sea posible. Las características de los medios de protección colectivos y personales corresponderán a la tensión de servicio y serán de fabricación industrial realizados bajo norma específica. En toda tarea relacionada con la aplicación de esta norma es obligatorio el uso de casco de seguridad, utilizando el barbijo cuando las tareas se realicen en altura, vestimenta normalizada por UTE, calzado de seguridad, así como todas las protecciones asociadas al puesto de trabajo que sean necesarias. Estos medios cumplirán las normas técnicas de UTE y las indicaciones contenidas en las Fichas Técnicas de Equipamiento de Seguridad. Para el caso de empresas contratadas, instaladores, etc., en forma alternativa podrá aplicar normativa internacionalmente reconocida que garantice igual o mejor performance que lo expresado precedentemente.”...[4]

Existen en UTE diversas normas en cuanto a la seguridad en instalaciones de media y baja tensión como ser:

- 5 Reglas de Oro.
- Formación de trabajos con tensión en baja tensión.
- NS1D - Norma de seguridad para trabajos sin tensión en media y alta tensión.
- Formación en Maniobras en media tensión

Adecuar el automatismo a dichas normas es una tarea difícil ya que, si bien el personal que va a ingresar a un predio donde se está corriendo un automatismo, sabe los procedimientos a seguir para evitar poner en riesgo su vida, existen diversos factores como ser temporales, falta de tiempo, presiones, etc., que hacen que los operarios que ingresan a la estación, no cumplan con las normas de seguridad en ciertas oportunidades.

Será necesario entonces generar conciencia e indicar de todas las maneras posibles que se está en un puesto con presencia de tensión y más en instalaciones donde hay presentes automatismos.

### **2.4.2. Procedimiento actual para el ingreso a una instalación con tensión:**

A continuación se presenta el procedimiento que debe realizar un operario, en su ingreso en una instalación [4]:

- Avisar al CMD (Centro de Maniobras) que se va a ingresar a una instalación con tensión.
- El CMD deberá chequear que la estación no se pueda comandar en forma remota, es decir, deberá colocar la estación en local.
- Poner la celda que se va a maniobrar en local.
- Avisar al CMD al momento de su retiro.

Si en todos los casos se cumpliera este procedimiento, el funcionamiento del automatismo no implicaría ningún riesgo, ya que al momento del operario avisar al CMD de su ingreso y la estación quedar en local, el automatismo pasa a no operativo, inhibiendo todas sus funciones hasta que la estación pase nuevamente a local. En este caso, el automatismo no implicaría ningún riesgo y no se tendrían que contemplar condiciones adicionales de bloqueo por causas de seguridad. En la realidad existen varios inconvenientes e imprevistos (como lo es el caso de los temporales, que todas las maniobras son realizadas a contra-reloj) que llevan a que no siempre que se maniobre la estación, ésta va a estar en local, o el CMD va a estar informado que hay operarios en la estación.

### **2.4.3. Condiciones para bloquear el automatismo**

Al plantearse el problema que el automatismo debe resolver, se detalló por parte del equipo de obras y protecciones de la zona, de que forma se debía maniobrar la red. Se indicó claramente lo que el automatismo es capaz de hacer y lo que no. Ante éstas condiciones, la tarea fundamental es entender y pensar como debe actuar el automatismo ante: situaciones donde se superponen medidas de seguridad para evitar accidentes; equipos que no se deben maniobrar innecesariamente; actuaciones

dentro de los equipos de control de los equipos de potencia que no aceptan interrupciones. Para ésto se definen cuales son las señales y condiciones que si están presentes o llegan con su valor inválido, hacen que el automatismo se bloquee.

A continuación se presentan las condiciones que bloquean el automatismo, solamente por causas de seguridad. En el Capítulo 3 se verá que existen más condiciones de bloqueo de los automatismos, aquí sólo se incluyen las relativas a la seguridad. Las siguientes condiciones, si están presentes, indican que hay operarios dentro de la estación, por lo cual el automatismo debe bloquearse:

#### **2.4.3.1. Habilitar/Deshabilitar automatismo**

- Desde CMD: Mediante un comando se habilita o deshabilita el automatismo.
- Desde estación: Mediante una llave que se encuentra en el armario centralizador de señales (ACE) se habilita o deshabilita el automatismo.

Tanto un operario del CMD como un operario dentro de la estación, tienen la posibilidad de habilitar/deshabilitar el automatismo.

#### **2.4.3.2. Llave Local/Telecontrol**

- De estación:  
Esta llave se encuentra en el armario centralizador de señales ACE y el operario debe colocar la llave en posición local siempre que ingrese a la estación.
- De celda:  
Esta llave se encuentra en el frente de cada celda de la estación y el operario debe colocar la llave en posición local siempre que ingrese a la estación y opere sobre dicha celda.
- De relé:  
Esta llave se encuentra cada uno de los relés de las celdas de la estación y el operario debe colocar la llave en posición local siempre que trabaje sobre la celda.
- De reguladores:  
Esta llave se encuentra en los armarios correspondientes a los reguladores y el operario debe colocar la llave en posición local siempre que opere dichos reguladores.

Las llaves para habilitar/deshabilitar automatismo y dejar la estación en Local/Telecontrol se muestran en la Figura 2.2:



**Figura 2.2:** Puerta Armario ACE

### **2.4.3.3. Alarma de falla de comunicación de los relé de protección:**

Esta alarma se presenta cuando se pierde la comunicación con los relés de protección de cualquiera de las salidas y el centro de control (CMD), el automatismo deberá bloquearse, pues no se tendrá información en cuanto al estado de las celdas que presenten esta falla.

### **2.4.3.4. Realización de comandos desde pie de equipo:**

Podría ocurrir que ninguna de las alarmas descritas esté activa, pero que igual hayan operarios en la estación. Si el operario no va a realizar ninguna maniobra, es imposible que el automatismo se dé cuenta que está presente y por lo tanto, si se dan las condiciones de funcionamiento, éste maniobrará. Si por el contrario, se realiza alguna maniobra, ésta se puede detectar, ya que existirá el cambio de estado en el equipo en el que se realizó la maniobra, pero no se verá ningún comando desde la remota. O sea, el comando se realizó desde la propia estación. El automatismo toma ésta situación como que alguien operó desde pie de equipo y pasa a bloquearse por un tiempo determinado.

### **2.4.3.5. Trabajos en líneas aéreas**

Los automatismos que involucren líneas aéreas, como ser el automatismo que se describió en la Subsección 2.2.1, deben considerar también la seguridad en las líneas, básicamente cuando se encuentran operarios trabajando sobre las mismas. Las operaciones de mantenimiento en líneas de alta tensión, se realiza utilizando un protocolo de trabajos especiales, donde se detallan una serie de procedimientos que deben ser realizados para luego proceder con los trabajos.

Sería una buena práctica incluir la deshabilitación de los automatismos que estén implementados sobre las diferentes líneas en los procedimientos estipulados para los trabajos sobre las mismas.

## **2.5. Conclusión**

Para el diseño e implementación de este automatismo en particular se tuvieron en cuenta las normas indicadas en la Sección 2.4 y las buenas prácticas aconsejadas desde el punto de vista de la seguridad descritas en este capítulo.

Si bien las normas y procedimientos de seguridad son conocidas por todo el personal de UTE, el automatismo fue diseñado con la filosofía de que los incidentes ocurren y tratar de prevenir maniobras automáticas en presencia de personal en la instalación es una de las condiciones con las que se trabaja a la hora de diseñar este tipo de automatismos.

# 3 Implementación Automatismo en Estación Río Branco

## 3.1. Introducción

En este capítulo se detalla el funcionamiento del automatismo a implementar en la estación Río Branco, se analizan las causas por las cuales el automatismo es necesario, se describen los equipos involucrados y se detalla mediante diagramas de flujo el funcionamiento del programa que hará posible la entrada y salida de cargas en una estación con un consumo elevado de energía.

En la implementación de este automatismo, se definen criterios y conceptos que pueden variar en cuanto a la implementación real del automatismo en la estación Río Branco. Esto se debe a que se trata de realizar una solución que no sea particular a la estación, sino que sea flexible, es decir, el mismo automatismo pueda implementarse en otras estaciones que presenten el mismo problema (descrito en la Sección 3.2). Cada variable y condiciones utilizadas, podrán ser modificadas sin mayores dificultades para cada instalación en particular.

## 3.2. Estudio del problema

### 3.2.1. Motivación

Como se mencionó en el Capítulo 1, el objetivo fundamental del automatismo a implementar es la regulación de tensión en la estación Río Branco( ES3011 ). Dicha estación se encuentra en zona arrocera y tiene entre los meses de setiembre a noviembre un consumo elevado, debido a las bombas de riego que se utilizan en éste período de la cosecha.

Éstas bombas, que se alimentan de la estación, presentan interruptores con bobinas de tensión cero, las cuales se utilizan para disparar el interruptor de alimentación en ausencia de tensión. Al ocurrir una falta de tensión en la estación que alimenta estas cargas, los interruptores de dichas cargas dispararán gracias a la bobina que presentan. Una vez repuesta la tensión en la estación, las salidas de la estación tendrán un consumo mínimo debido al funcionamiento de las mencionadas bobinas.

El problema ocurre cuando, estando la estación a plena carga (puntos de los reguladores de tensión de los transformadores de la estación en posición elevada) y hay una falta de tensión en la línea que alimenta la estación, al actuar las bobinas abriendo el interruptor de alimentación de las cargas, una vez que la tensión vuelve, el punto de los reguladores sigue en posición elevado y las cargas con consumo mínimo, existe la presencia de una sobretensión, pudiendo dañar otras cargas que se encuentren alimentadas de la estación.

Tratando de evitar el inconveniente de sobretensiones en las cargas alimentadas desde la estación, se plantea un automatismo para que una vez ocurrida la falta de tensión, abra todas las salidas de la estación que alimentan las cargas y las cierre cuando la tensión de alimentación de las cargas esté regulada en un 5% de su valor nominal (15kV), El rango de regulación de la tensión es definido por el departamento de protecciones de UTE.

### **3.2.2. Relevamiento**

A continuación se presenta un estudio detallado de la estación, esquema de conectividad, unifilar y fotos de los equipos de potencia instalados en la estación.

#### **3.2.2.1. Esquema de conectividad:**

Ver Figura 3.1.

La estación Río Branco se encuentra alimentada en forma radial en 60kV, desde la estación de distribución Vergara (ES 3009), la cual a su vez se encuentra alimentada de la estación de transmisión Villa Sara.

Una falta en la línea de alimentación desde la estación de distribución Vergara o desde la estación de transmisión Villa Sara, deja sin tensión toda la estación Río Branco, y en condiciones de actuación del automatismo, si los reguladores de los transformadores de la estación se encuentran con sus puntos en un valor elevado, y no existen condiciones para que el automatismo quede sin funcionamiento.

A continuación se presenta el esquema de conectividad de la estación, mediante el sistema de Supervisión Control y Adquisición de Datos (SCADA), cuyas especificaciones se presentan en la Subsubsección 3.3.1.2.

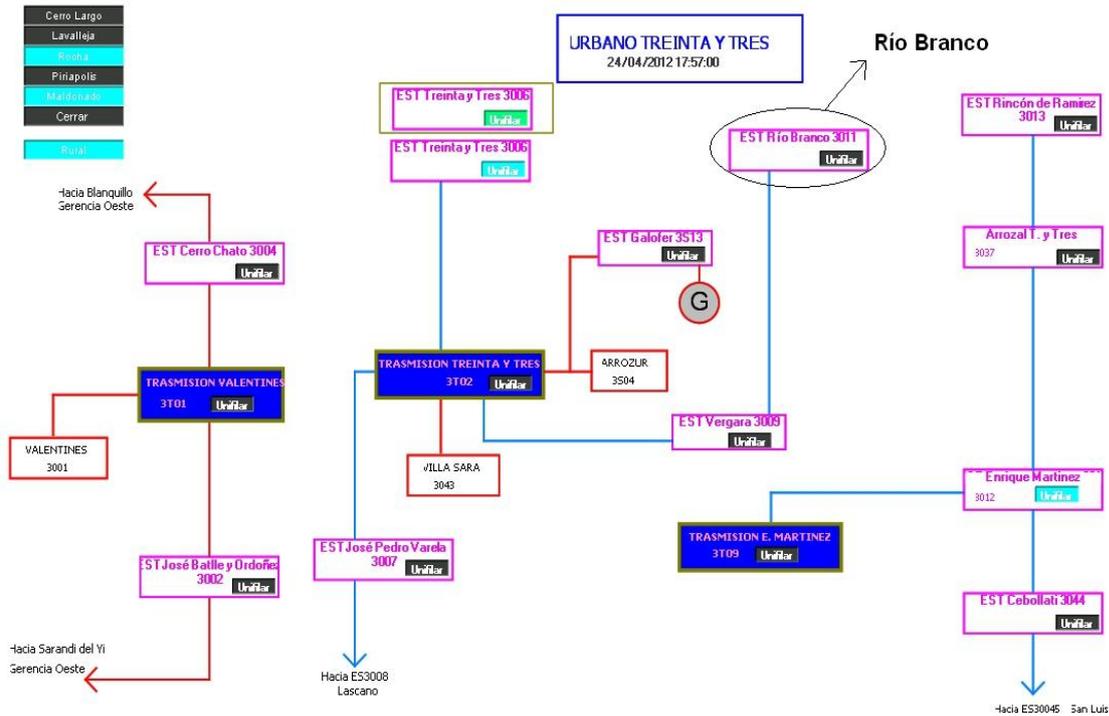


Figura 3.1: Esquema de conectividad

### 3.2.2.2. Unifilar:

Ver Figura 3.2.

La estación Río Branco se alimenta mediante la celda 1 en 60kV, la cual corresponde a la línea de llegada desde la estación Vergara.

Dos transformadores 60/15kV alimentan la barra de 15kV de la estación. Las celdas de los transformadores son las 2 y 3 en 60kV y las 12 y 15 en 15kV. La protección de estos transformadores es con relés General Electric (G.E.) tipo SMOR, cuyas especificaciones se adjuntan en la Subsubsección 3.3.3.1.

Las cargas a proteger por el automatismo, se encuentran alimentadas de las celdas de salida 1, 2, 5, 6, 7 y 8 en 15kV, todas ellas cuentan con relé de protección tipo SMOR de GE.

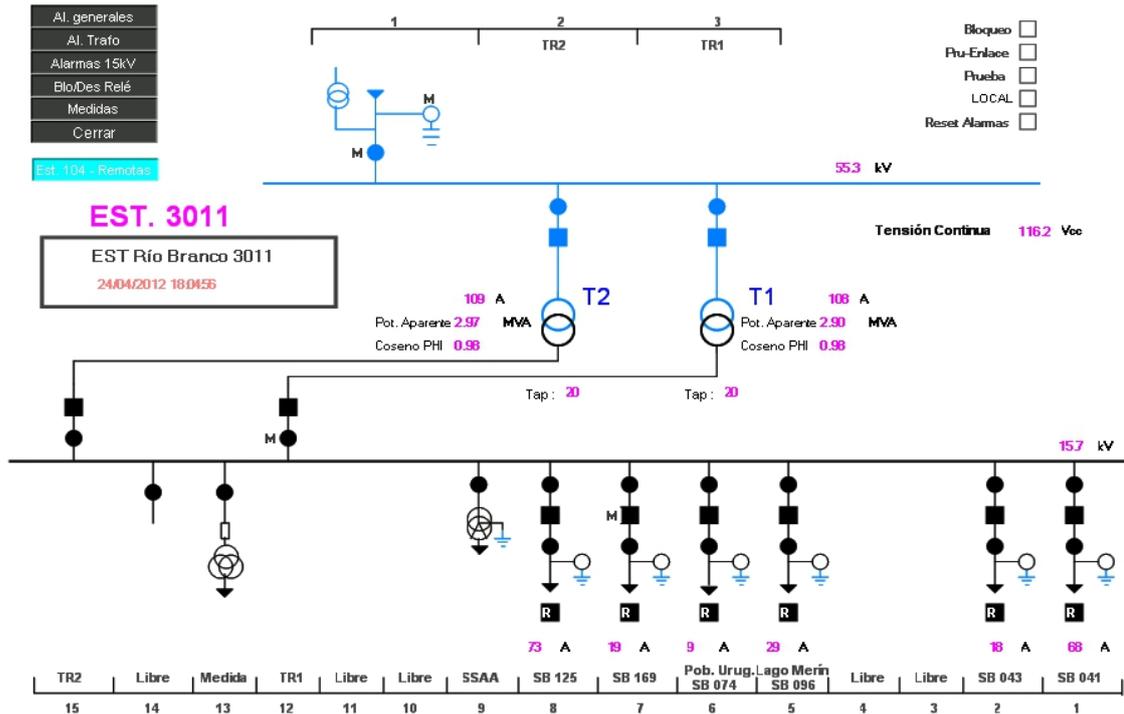


Figura 3.2: Unifilar estación Río Branco

Según en el unifilar se tiene:

En 60kV:

- 1 celda (celda 1) de llegada desde la estación Vergara, la cual alimenta la estación. La misma cuenta con un seccionador de barra.
- 2 celdas para los transformadores (celdas 2 y 3). Las cuales cuentan con un seccionador de barra y con un interruptor con protección SMOR.

En 15kV:

- 6 celdas de salida (celdas 1, 2, 5, 6, 7 y 8). Cada una de ellas con seccionador de barra, interruptor con protección SMOR, seccionador de linea y seccionador de tierra.
- 1 celda de servicios auxiliares (celda 9) para iluminación, alimentación de equipos de control, etc.
- 2 celdas para los transformadores ( celdas 12 y 15), que cuentan con interruptor y seccionador de barra.
- 1 celda de medida de tensión de la barra.

Las celdas de la estación son todas intemperie y se cuenta con una caseta para alojar los tableros de servicios auxiliares (SS.AA.), comunicaciones y telecontrol. (Ver Figura 3.3, Figura 3.4 y Figura 3.5)



**Figura 3.3:** Celdas de salida en 15kV



**Figura 3.4:** Llegada desde Vergara



**Figura 3.5:** Sala de tableros

A través del telecontrol de la estación, se recoge información de los diferentes equipos instalados como ser relés, seccionadoras, transformadores de medida, reguladores, etc. Además de tener la posibilidad de comandar los interruptores de cada salida desde el CMD. Los equipos de telecontrol se encuentran detallados en la Subsección 3.3.1.

La estación cuenta además con reguladores de tensión para los transformadores, cuyas especificaciones se detallan en la Subsubsección 3.3.2.1. Ver Figura 3.6.

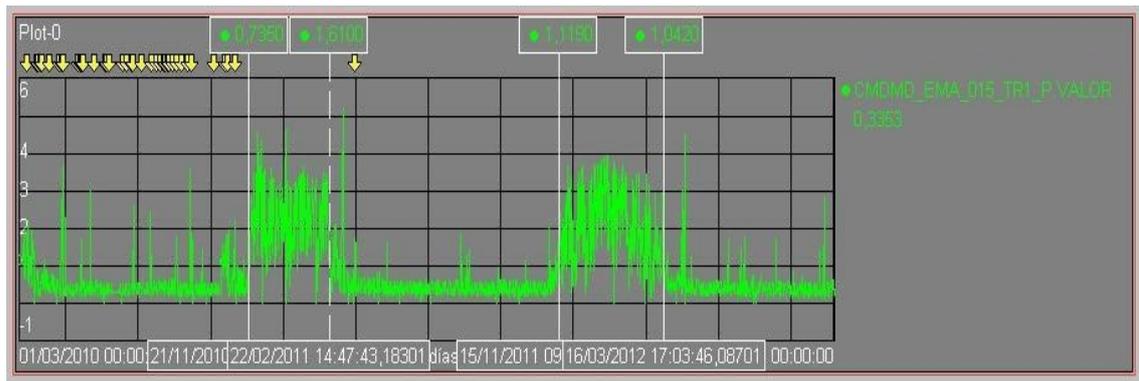


**Figura 3.6:** Regulador de transformador MK10

### 3.2.2.3. Zona de riego (Máxima potencia consumida):

Si se toma una estación de la misma zona que Río Branco (en este caso la estación Enrique Martínez), se puede estudiar como varía el consumo de las cargas (eje vertical) en el correr del tiempo (eje horizontal) y como se refleja la zona de máximo consumo entre los meses de Octubre y Diciembre, en este período es cuando las cargas presentan mayor consumo y el automatismo pasa a estar operativo. Ver Figura 3.7

Una vez implementado el automatismo para la estación Río Branco y realizado el seguimiento para corroborar las ventajas del mismo, el automatismo se implementará en las demás estaciones que presenten las mismas características, como ser en este ejemplo la estación Enrique Martínez. La programación del automatismo al ser flexible, permite adecuarlo fácilmente a cada estación.



**Figura 3.7:** Consumo de cargas en zona arrocera.

### 3.2.3. Estado de la red para la actuación del automatismo

El objetivo fundamental del automatismo, es la entrada de las cargas en forma regulada en menos de tres minutos, con el fin de evitar penalizaciones por parte de la URSEA, luego de que la estación quedó sin alimentación en forma transitoria y para que el automatismo se active, será condición necesaria que halla ocurrido una falta de tensión en 60kV y los puntos de los reguladores de ambos transformadores se encuentran en una posición elevada.

Una vez la barra de 60kV sin tensión, se abren todas las salidas en 15kV, y luego de la actuación del reenganche en el interruptor de la salida de alimentación desde Vergara y la vuelta de tensión, se regula la barra en 15kV, y se entran las cargas. En la Subsección 3.4.1 se detalla como opera el automatismo,

Si la falta en la línea de alimentación Vergara-Río Branco, se despeja con la actuación del reenganche del interruptor de la celda de salida en Vergara, el automatismo actuará en un tiempo de 3 minutos aproximadamente y se evitarán multas y penalizaciones por parte de la URSEA, además de brindar un servicio más eficiente que el actual.

La configuración de la estación debe quedar en las mismas condiciones que estaba antes de actuar el automatismo. Es decir, si alguna de las salidas presenta su interruptor abierto al momento de ocurrir la falta, éste debe permanecer abierto una vez el automatismo halla actuado.

El automatismo tendrá contadores para medir el tiempo de actuación del mismo, y para evitar que ocurran procesos que demoren mas de lo habitual. Por ejemplo, si los reguladores de tensión demoran más de lo previsto en regular, se deberá indicar la falta ocurrida y dejar el automatismo sin poder de operación.

## 3.3. Consideraciones sobre equipos

A continuación se presenta un estudio del equipamiento instalado en la estación, materiales de telecontrol, de protección y equipos de potencia.

### 3.3.1. Equipos de telecontrol

Para el telecontrol de la estación, se cuenta con una RTU (Unidad Terminal Remota), y un sistema de comunicaciones, para enviar el estado de la estación y poder telecomandar la misma desde el centro de maniobras (CMD), a través del sistema SCADA. La RTU instalada en la estación Río Branco es de la empresa Controles S.A.

A continuación se detallan los datos más relevantes del manual de Controles, indicando las funciones básicas y los materiales que componen la RTU, por más información, recurrir al manual del fabricante.[8]

#### 3.3.1.1. Unidad Remota de Telecontrol

La Unidad Remota de Telecontrol (RTU) realiza las tareas locales en una estación de transformación como parte de un sistema de telecomando.

##### Funciones básicas :

- Relevar los estados de los equipos de la estación y de las alarmas.
- Medir valores analógicos tales como corriente, tensión, potencia, etc.
- Comandar los equipos de la estación.
- Verificar su funcionamiento interno y su fuente de alimentación.

**Arquitectura** La RTU está concebida a partir de módulos independientes, lo que permite una gran flexibilidad de configuración y facilita su extensión.

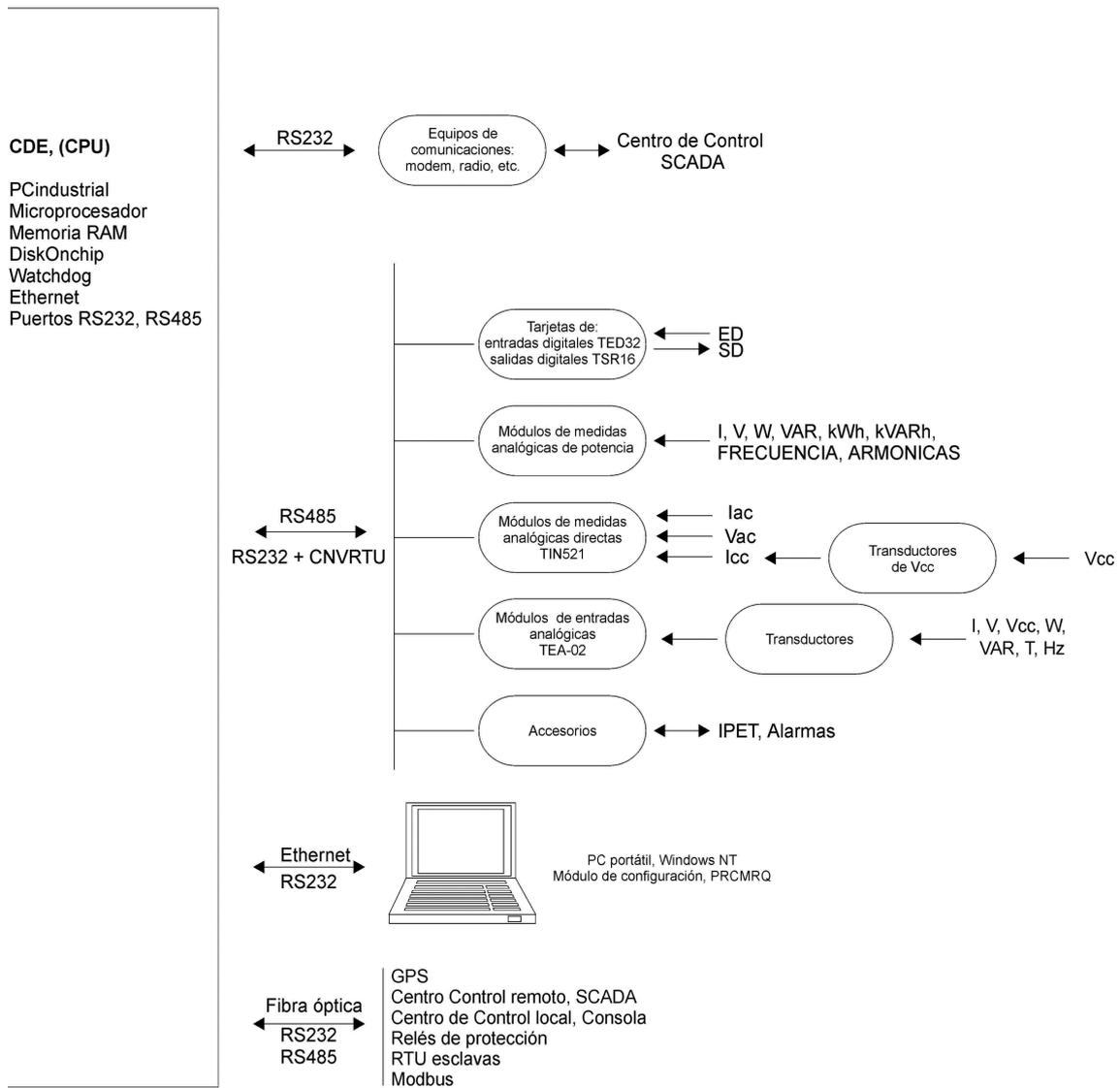
Los módulos incluyen:

- CPU Se trata de un computador industrial con arquitectura PC.
- ENTRADAS DIGITALES Se implementan mediante tarjetas de 32 entradas optoacopladas y flotantes entre sí. Se enchufan en una bandeja que se monta en el fondo (o lateral) del gabinete. Dicha bandeja recibe directamente el cableado de campo.
- SALIDAS POR RELÉ Se implementan mediante tarjetas de 16 relés cada una. Se enchufan en una bandeja que se monta en el fondo (o lateral) del gabinete. Dicha bandeja recibe directamente el cableado de campo.

- **MEDIDAS DIRECTAS** Se implementan mediante módulos para riel de cinco corrientes alternas (0-6A), dos tensiones alternas (0-150V) y una corriente continua (4-20mA). El cableado de campo se realiza por medio de bornes de riel seccionables (y cortocircuitables para las corrientes).
  
- **MÓDULOS DE MEDIDA DE POTENCIA** Permiten obtener medidas de potencia activa, reactiva, frecuencia, consumo y armónicos. El cableado de campo se realiza por medio de bornes de riel seccionables (y cortocircuitables para las corrientes).
  
- **TRANSDUCTORES DE VCC** Permiten adaptar y aislar galvánicamente señales de tensión continua. El cableado de campo se realiza por medio de bornes de riel seccionables.
  
- **FUENTE DE ALIMENTACIÓN** Se compone de una fuente conmutada 110Vcc/24Vcc, de 5A de salida.
  
- **COMUNICACIONES** Se dispone de un conjunto de puertos RS232 y RS485 para comunicaciones con el centro de control o dispositivos adicionales. También se dispone de un puerto Ethernet.

La Figura 3.8 representa el esquema básico de comunicación de la RTU:

### 3.3 Consideraciones sobre equipos

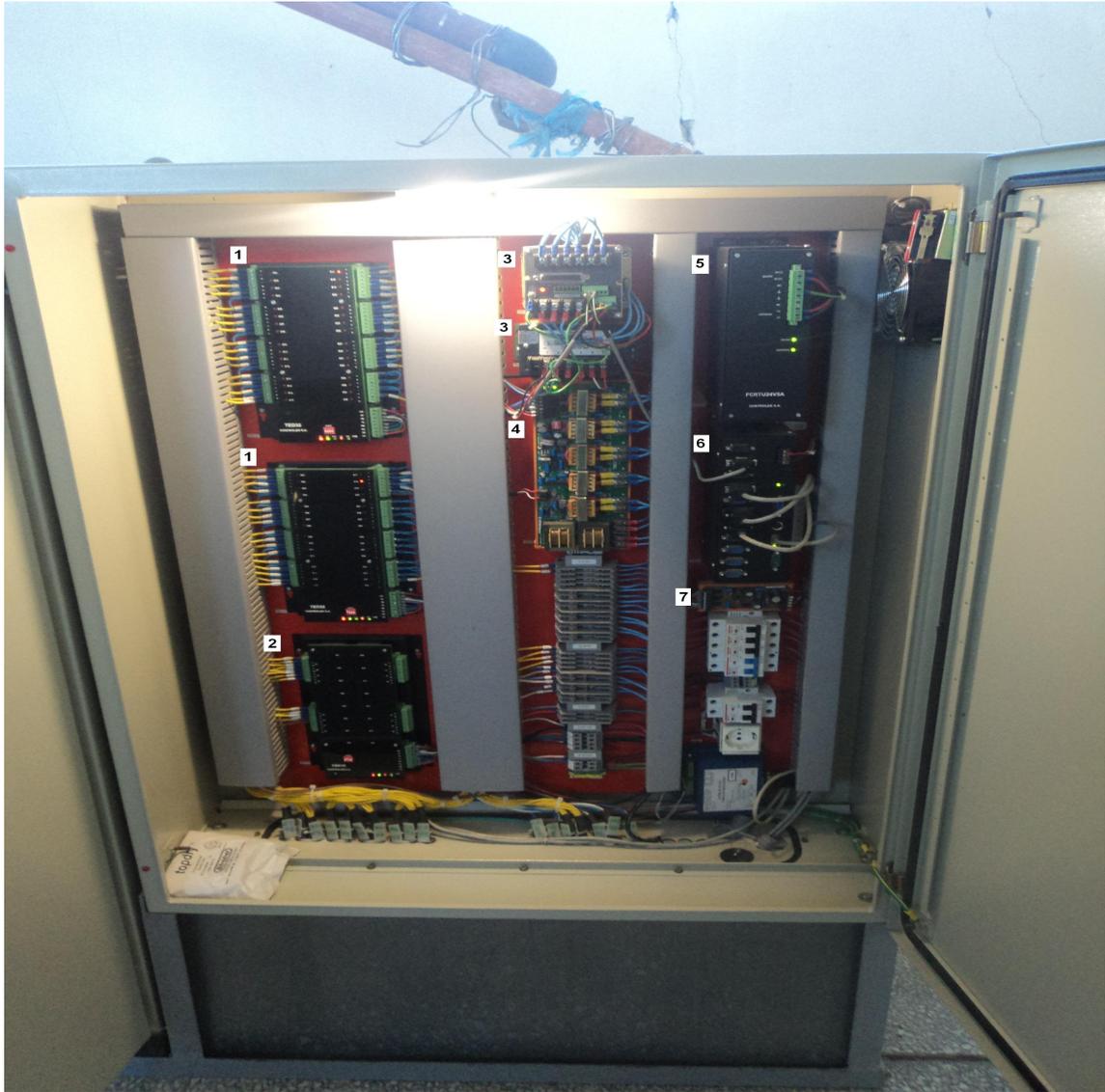


**Figura 3.8:** Esquema comunicaciones RTU

[8]

Todos los equipos van montados en un único gabinete, en bandejas interiores sobre los laterales y el fondo.

En el caso de la estación Río Branco, la RTU cuenta con (ver Figura 3.9):



**Figura 3.9:** Armario RTU Estación Río Branco

- 2 placas de entradas digitales (1), para adquirir los estados y alarmas de estación y celdas
- 1 placa de salidas digitales (2), para adquirir los comandos de estación, los de celda irán por fibra desde los relés de protección SMOR.
- 2 módulos para medida de potencia activa y reactiva (3), para adquirir la potencia activa y reactiva que consume cada uno de los transformadores.
- 1 placa de medidas directas (4), para adquirir la medida de tensiones de las barras de 60kV y 15kV de la estación así como la medida de tensión de los servicios auxiliares en 110Vcc de la estación.
- 1 Fuente de alimentación para la CPU y demás componentes (5)

- 1 CPU (6)
- 1 Conversor de norma (7) para adaptar las señales que llegan a la placa, y enviarlas a la CPU.

#### 3.3.1.2. Sistema SCADA

Se define un software SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) como un programa que comunica el computador con los equipos que controlan un proceso, (para el caso de UTE, el estado de los equipos de potencia del sistema de distribución en media y alta tensión) con el objetivo de que el operador pueda supervisar desde un PC el funcionamiento de todo el proceso.

A través de la red de comunicación, el sistema SCADA puede leer valores de la memoria de los equipos o escribir valores en ella. De esta forma, el programa puede mostrar en el monitor del computador de forma gráfica el estado de las distintas variables del proceso controlado. Por otra parte, el operador puede introducir ordenes de marcha y paro o consignas de funcionamiento para los distintos equipos de control a través del programa SCADA, que se encarga de transmitirlos a los equipos.

Es importante resaltar que el objetivo del SCADA no es el control del proceso en tiempo real, sino únicamente la supervisión del mismo, la recogida de datos y la transmisión esporádica de consignas de funcionamiento.

El sistema SCADA instalado en la estación Río Branco es de la marca Controles, a continuación se detallan sus características principales.

**Sistema SCADA-Mirage[9]** El sistema Mirage es un software SCADA y su función principal es supervisar el funcionamiento de un sistema de telecontrol. Está basado en una arquitectura modular sobre plataforma Windows XP, el mismo utiliza en todo momento servicios estándar del sistema operativo ofreciendo de este modo una arquitectura abierta y fácilmente expandible.

Características principales:

- Arquitectura modular cliente/servidor con comunicación TCP/IP entre módulos.
- Capacidad de crecimiento agregando módulos adicionales según la aplicación.
- Se puede instalar en una única PC o en múltiples PC en red.
- Diseños de alta confiabilidad con Hot Standby.
- Seguridad de acceso por usuario y por estación.
- Múltiples protocolos con RTU con canal simple o duplicado.
- Comunicación con otros SCADA por ICCP e IEC60870-5-101.
- Almacenamiento de datos históricos en ODBC y/o texto.

- Completo editor de mímicos con biblioteca y servidor de mímicos.
- Librería .NET para las aplicaciones desarrolladas por el usuario.
- Capacidad de ejecución de lógica local según IEC 61131.
- Sincronización de tiempo por NTP, GPS e IEEE1588.
- Interfaz OPC esclava.

### 3.3.1.3. Sistema de Comunicaciones

El sistema de comunicaciones en UTE se ha ido expandiendo a medida que el telecontrol avanza. A cada estación o puesto de conexión en media y alta tensión se le asigna una IP, con la cual es posible acceder al telecontrol de la misma.

Existen en UTE varios sistemas de red, por fibra, por radio, por sistemas de celulares o por líneas de ANTEL.

La estación Río Branco cuenta con un sistema de radios MDS 4710.

## 3.3.2. Equipos de potencia

### 3.3.2.1. Regulador o cambiador bajo carga (RBC)

En la estación Río Branco se encuentran instalados para ambos transformadores, dos reguladores de tensión bajo carga (RBC) fabricados en Alemania por Maschinenfabrik Reinhausen modelo MK-10.

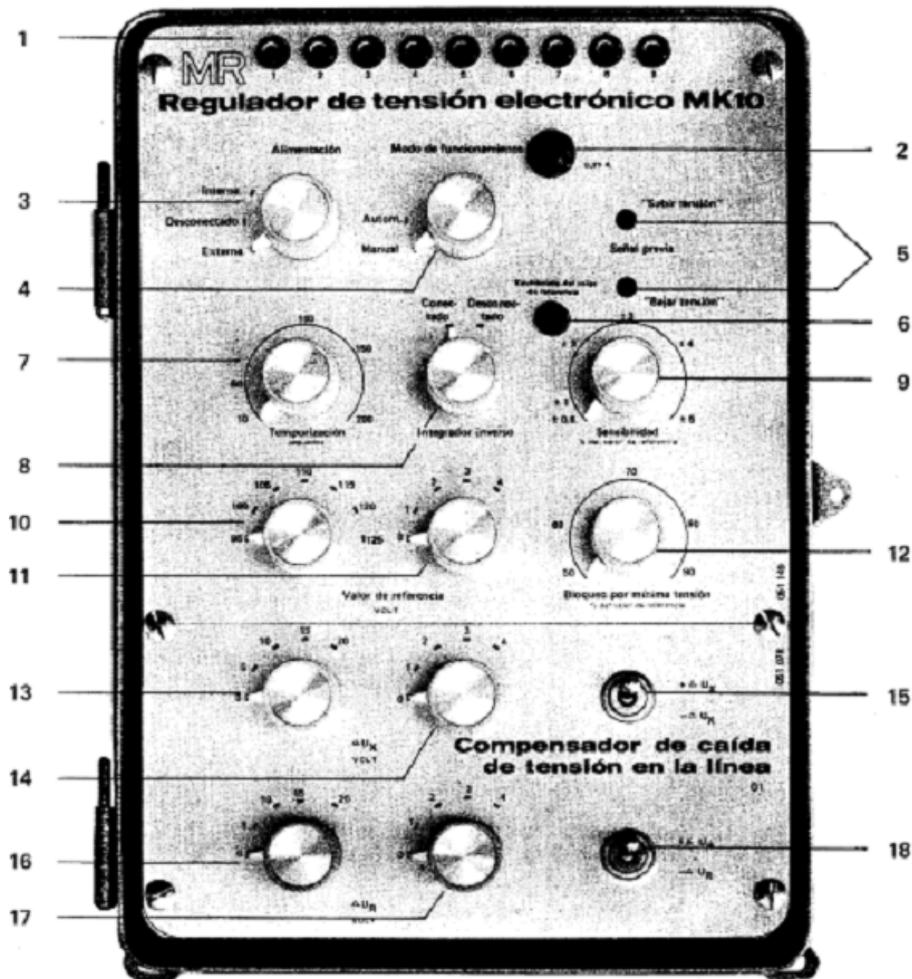
A continuación se presentan las características fundamentales de estos tipos de reguladores [6]:

**Generalidades del MK-10** Los transformadores con este tipo de regulación llevan un arrollamiento con varias tomas conectado a un conmutador en carga, de tal modo que permite variar la relación de transformación y por lo tanto la tensión del transformador, estando éste en carga. La misión del regulador de tensión electrónico es enviar un impulso de mando al accionamiento a motor del conmutador en carga, para que éste haga una conmutación.

El regulador de tensión tiene una contemporización regulable, por medio de la cual se elimina la influencia de variaciones de tensión de corta duración en el circuito a regular y por lo tanto se aumenta la estabilidad de dicho circuito. también se evitan así conmutaciones innecesarias.

#### Características técnicas generales

- Tensión de alimentación: Valor de referencia regulable de 95 V a 129 V, en pasos de 1 Volt.
  
- Frecuencia nominal: 40 a 60 Hertz.
  
- Consumo: 7 VA.
  
- Sensibilidad: Regulable en modo continuo de  $\pm 0.8$  hasta  $\pm 5\%$ , respecto a la tensión de referencia.
  
- Temporización: Regulable en modo continuo de 10 seg. a 200 seg. Con integrador inverso incorporado para reducir el tiempo prefijado en función de la amplitud y duración de la variación de tensión; en caso de desconectar el integrador inverso la temporización es constante según el valor prefijado.
  
- Señal previa: Con indicación óptica instantánea en el momento en que la variación de tensión sobrepasa la sensibilidad prefijada. La indicación es por medio de dos lámparas que señalan la maniobra a ejecutar: "Subir tensión" o bien "Bajar tensión".
  
- Bloqueo de mínima tensión: Contacto Regulable de modo continuo desde el 50% al 90% de la tensión de referencia.
  
- Contactos de salida: En cada dirección "Subir tensión" o "Bajar tensión" existen dos contactos uno normalmente cerrado y otro normalmente abierto de las siguientes características: C. A.: 220 V, 6 A C. C.: 220 V, 2 A, L/R = 25 mseg.
  
- Temperatura media admisible :- 20°C a + 60°C.



- Placa frontal*
- |  |   |
|--|---|
| 1 - Borneo de ensayo                                       | 10 - Ajuste bruto de la tensión de referencia         |
| 2 - Fusible  | 11 - Ajuste fino de la tensión de referencia          |
| 3 - Conmutador de alimentación                             | 12 - Ajuste del bloqueo de mínima tensión             |
| 4 - Conmutador del modo de funcionamiento                  | 13 - Simulación hasta de caída inductiva              |
| 5 - Lámparas de señal previa                               | 14 - Simulación fina de caída inductiva               |
| 6 - Equilibrado del valor de referencia (con desatenuador) | 15 - Conmutador de polaridad de caída inductiva       |
| 7 - Ajuste de la temporización                             | 16 - Simulación hasta de caída por resistencia        |
| 8 - Interruptor para el integrador inverso                 | 17 - Simulación fina de caída por resistencia         |
| 9 - Ajuste de la sensibilidad                              | 18 - Conmutador de polaridad de caída por resistencia |

Figura 3.10: Panel de control MK10

**Funcionamiento** Mientras el valor real de la tensión a regular este comprendido en un cierto entorno prefijado centrado en el valor de la tensión de referencia, el regulador de tensión no dará ninguna orden. Sin embargo, si la diferencia entre el valor de referencia y el valor real ( variación de tensión) sobrepasa la sensibilidad establecida y su duración es mayor que la temporización prefijada, se da una orden

de regulación al mando del conmutador en carga para que éste actúe para "Subir tensión" o "Bajar tensión".

#### 3.3.2.2. Banco de condensadores.

Esta previsto la instalación de un banco de condensadores en la barra de 15kV de la estación. A efectos del automatismo, el banco de condensadores a instalar no se considerará. Sólo llega al automatismo desde el banco, una alarma definida por el departamento de protecciones, que indique cuando el automatismo debe bloquearse.

Aun no se ha instalado el banco de reguladores y por lo tanto no se tienen manuales específicos del mismo, pero se debe tener en cuenta esta señal en el automatismo.

### 3.3.3. Equipos de protección

#### 3.3.3.1. Relé de protección SMOR

Todas las salidas en 15kV y las celdas de ambos transformadores cuentan con este relé como relé de protección, el cual se comunica con la CPU de la remota mediante fibra óptica y un conversor de fibra óptica. A continuación se presentan sus características principales, obtenidas del manual del fabricante [5].

**Descripción General.** El sistema SMOR es un equipo digital multifunción de protección, control y medida basado en microprocesador que emplea un conjunto de algoritmos que permiten implementar un equipo de propósito general de protección y monitorización para sistemas eléctricos de potencia. El sistema SMOR viene alojado en una caja rack de 19 pulgadas y 2 unidades de altura. La Figura 3.11 muestra el esquema para su instalación en panel.

La gestión de la información y funciones del equipo son accesibles mediante un ordenador conectado al puerto serie (RS232 o fibra óptica) o bien mediante la interfaz hombre-máquina (MMI), que incluye un teclado de 20 teclas y una pantalla de cristal líquido de 2 filas de 16 caracteres cada una, situada en el frente del relé.



Figura 3.11: Relé SMOR

Las funciones que integra este sistema de protección son las siguientes:

#### Protección:

- Sobreintensidad temporizada, tanto para fases como para neutro.
- Sobreintensidad instantánea (2 niveles), tanto para fases como para neutro.
- Sobreintensidad de secuencia inversa.
- Supervisión direccional independientemente ajustable para cada una de las funciones de sobreintensidad (de fase y neutro, temporizadas e instantáneas).
- Mínima y máxima tensión trifásica.
- Máxima tensión homopolar (2 niveles).
- Mínima y máxima frecuencia.

#### Monitorización y Registro:

- Medida de las intensidades de cada una de las fases y neutro.
- Medida de la intensidad de secuencia inversa.

- Medida de las tensiones compuestas.
- Medida de potencia activa y reactiva así como del factor de potencia.
- Medida de frecuencia.
- Estado del interruptor asociado a la posición.
- Señalización óptica mediante 17 indicadores LED (16 de ellos configurables por el usuario).
- Supervisión completa del circuito de disparo y del circuito de cierre del interruptor asociado (opcional).
- Monitorización del envejecimiento del interruptor .
- Selección de la secuencia de rotación de fases (ABC o CBA).
- Máxímetro de intensidad y potencia activa.
- Autochequeo del estado del equipo.

#### **Análisis:**

- Registro del perfil de carga.
- Registro del histórico de sucesos.
- Registro oscilográfico.

#### **Control:**

- Maniobra del interruptor asociado.
- Detección de fallo de maniobra (apertura o cierre).
- Reenganchador automático programable de hasta 4 intentos.
- 3 tablas de ajustes.
- Arranque en frío por sobreexcitación.
- Sincronización horaria mediante comunicaciones o por medio del sistema de satélites GPS por IRIG-B.
- Entradas y salidas configurables.
- Lógica interna configurable por el usuario.

#### **Interfaces de comunicaciones:**

- Comunicaciones locales y remotas con tres conectores de comunicaciones, uno frontal y dos situados en la parte trasera del relé.
- Interfaz manual (MMI) mediante teclado y pantalla alfanumérica.
- Software de configuración GE-INTRO y de comunicaciones GE-LOCAL basados en Windows™.

## 3.4. Implementación del automatismo

### 3.4.1. Solución propuesta

Debido a los tiempos que se manejan:

- 1 segundo para apertura de las salidas antes del reenganche.
- 3 minutos para la actuación completa del automatismo de modo de evitar penalizaciones.

No es posible implementar el automatismo realizando las aperturas y cierres desde la CPU, ya que se manejan tiempos de apertura más extensos que un segundo, y algunas salidas quedarían cerradas y por ende sometidas a sobretensiones. Por lo que se plantea el automatismo de modo que sus funciones principales sean:

#### 3.4.1.1. Habilitación de disparo por subtensión:

Se habilita un disparo por subtensión en los relés de protección SMOR de las salidas de 15kV. Este disparo, actúa si ocurre una falta de tensión en la barra que alimenta las cargas, dejando abiertas todas las celdas de salida en 15kV.

Las condiciones para la habilitación de dicho disparo son:

1. Que los reguladores de tensión de los transformadores se encuentren en un punto del TAP elevado. (Consumo elevado de cargas).
2. Que no hayan condiciones que bloqueen el funcionamiento del automatismo. (Subsubsección 3.4.3.1)
3. Que la barra en 15kV se encuentre alimentada por al menos uno de los transformadores de la estación.

#### 3.4.1.2. Cierre de las salidas en 15kV

Una vez detectado que la tensión se repuso y la estación se encuentra alimentada, con las barras reguladas por los reguladores de ambos transformadores, se procede al cierre de los interruptores de las salidas en 15kV. La estación queda en el estado que estaba antes de ocurrir la falla, es decir, si alguna de las salidas ya se encontraba abierta antes de la falta de tensión, la misma permanecerá abierta una vez halla actuado el automatismo.

Con este mecanismo se logra una optimización de tiempos en cuanto a las maniobras a realizar, el automatismo debe ser capaz de identificar cuando las salidas estén con consumo elevado para habilitar o deshabilitar (si el consumo baja) los disparos por subtensión, aparte de detectar presencia de tensión para comenzar con el cierre de las salidas, si éstas fueron abiertas por el disparo de subtensión.

Todo el proceso debe ser realizado cumpliendo estrictamente reglas de seguridad indicadas en la Sección 2.4, el automatismo queda fuera de servicio siempre que un operador lo considere necesario, además detiene su funcionamiento si ocurre alguna anomalía o se detecta presencia de operarios en la estación.

### 3.4.2. Trabajos a realizar en la estación para la implementación del automatismo.

Es necesario para el correcto funcionamiento del automatismo cambios en la estación como ser:

1. En la puerta del armario centralizador de señales ACE, se instalarán:
    - Llave selectora para habilitar/deshabilitar el automatismo. Con esta llave, el operario debe habilitar o deshabilitar el automatismo siempre que ingrese o salga de la estación.
    - Leds indicadores de los estados del automatismo bloqueado y no operativo. (En las secciones Subsubsección 3.4.3.1 y Subsubsección 3.4.3.2 se detallan estos estados).
- (Ver Figura 2.2)
2. En el armario RTU:
    - Instalación de una tarjeta de salidas digitales TSR de 8 salidas, para cablear comandos de habilitar/deshabilitar automatismo y habilitar/deshabilitar disparo por subtensión.
  3. Habilitar/Deshabilitar disparo por subtensión:

Considerando que se necesita del disparo por subtensión en cada relé SMOR de las salidas de 15kV si se dan las condiciones planteadas en la Subsubsección 3.4.1.1, se plantea generar un comando para habilitar/deshabilitar este disparo.

Para realizar dicho comando es necesario:

- En el relé SMOR: Tener disponible una entrada digital para poder cablear el comando de habilitar/deshabilitar disparo por subtensión.
- En la remota: Tener libre en una placa TSR una salida digital para realizar el comando de habilitar/deshabilitar disparo por subtensión; y en una placa TED una entrada digital para detectar si está habilitado o no el disparo por subtensión.

Por lo tanto se cablea:

- Desde el ACE hasta salida digital de cada relé SMOR de celda, el comando para habilitar/deshabilitar el disparo por subtensión.
- Desde la entrada digital de los SMOR, el estado de habilitación del disparo por subtensión a la placa TED.

### 3.4.3. Señales a controlar por el automatismo.

El automatismo tiene acceso a las alarmas, estados, medidas y comandos que llegan a la CPU de Río Branco.

Las alarmas y estados que considera el automatismo son las necesarias para definir:

- Las condiciones en que se bloquea el automatismo por seguridad de personas y equipos.
- Las condiciones para que el automatismo este no operativo.
- Las condiciones de operación del automatismo.

#### 3.4.3.1. Condiciones de automatismo bloqueado.

Como se vio en la sección Sección 2.4 de Seguridad, todas las políticas de UTE están basadas para proteger la seguridad de las personas. Es necesario chequear y asegurarse que si el automatismo va a actuar, no se encuentre ningún operario dentro de la estación, por esto se tiene sumo cuidado en analizar el estado en que se encuentra la estación para poder operarla.

La presencia de operarios en una estación se puede detectar de diferentes modos, como ser, si la estación o alguna de las celdas se encuentra en local, si el automatismo se encuentra habilitado, si existió alguna maniobra desde pie de equipo o desde SCADA, etc. Es sumamente importante, chequear todas las condiciones, para que no ocurra ningún imprevisto.

Las condiciones que hacen que el automatismo se bloquee por razones de seguridad se presentaron en la Subsección 2.4.3, existen otras condiciones de bloqueo, que se deben a la seguridad de los equipos de potencia involucrados.

A continuación se presenta la lista de señales que hacen que el automatismo se bloquee por causas de seguridad de personas y de equipos:

- Señales de celda:
  - Llave de posición Local/Remoto de celda en local.
  - Conexión del relé en Local.
  - Llave del relé en modo local.
  - Falla de relé.
  - Cualquier señal de las anteriores que llegue inválida.
  - Estados de interruptor de celda y estado de la seccionadora de puesta a tierra iguales.
- Señales de estación:
  - Llave Habilitar/Deshabilitar automatismo, en la posición deshabilitar.

- Mando de posición Local/Remoto de estación en local.
- Indicación del banco de condensadores de parar el automatismo.
- Interruptores de los transformadores abiertos. (Barra en 15kV sin alimentación)
- Cualquier señal de las anteriores que llegue inválida.
- Señales de los reguladores de los transformadores:
  - Mando de posición Local/Remoto de los reguladores en local.
  - Falla de los reguladores.
  - Cualquier señal de las anteriores inválida o el punto de los reguladores inválido.

Si ocurre alguna de estas condiciones, al automatismo se bloquea y deja de funcionar mientras estén presentes estas condiciones.

Que alguna de las señales anteriores llegue inválida se debe fundamentalmente a dos causas:

1. Falla de la comunicación de los relés, si alguno de los relés pierde la comunicación, los estados y alarmas que éste manda a la remota llegarán inválidos.
2. Los estados de los interruptores y seccionadores de cada celda lleguen con doble sentido discordante, es decir, si el estado del interruptor, por ejemplo, llega con su valor de abierto y cerrado igual (abierto = TRUE; cerrado = TRUE). No se tiene información si el estado es abierto o cerrado.

#### **3.4.3.2. Automatismo no operativo.**

Cuando no es posible realizar algún comando, o desde el CMD se decide parar el automatismo, el mismo pasa a No Operativo. La gran diferencia con automatismo bloqueado, es que no se consideran cuestiones de seguridad sino que se consideran condiciones de correcto funcionamiento del automatismo. Solo es posible salir de este estado, enviando un comando desde el CMD de arranque del automatismo.

El automatismo pasará a estado No operativo si ocurre alguna de las siguientes condiciones:

- Comando deshabilitar automatismo desde CMD
- Falla de comando de apertura
- Falla de comando de cierre
- Falla de comando habilitar/deshabilitar disparo por subtensión
- Tensión en barra de 15kV negativa (menor al valor mínimo admitido), o con valor inválido)

Una vez en estado “No Operativo”, se activará la Alarma “Automatismo No Operativo” en el SCADA y se prenderá el led de señalización de “Automatismo No Operativo” ubicado en el armario ACE de la estación Río Branco. Sólo con el comando “Habilitar Automatismo”, que será enviado por el CMD, se habilita el automatismo nuevamente.

### 3.4.3.3. Automatismo en condiciones de operación.

El automatismo estará en condiciones de operación, si no se encuentra en estado “Bloqueado” ni en estado “No operativo”.

### 3.4.4. Celdas que maniobra el automatismo.

Uno de los objetivos principales del automatismo, es dejar la estación Río Branco, en las mismas condiciones que estaba antes de que actuara el automatismo, es por esto que se debe analizar cuales celdas son las que efectivamente se tienen que operar y cuales no. Se le asigna entonces a cada celda, un estado que indica si dicha celda va a ser operada por el automatismo o no.

Se considera que una celda no es maniobrable por el automatismo si:

- Actúa la protección de celda (relé SMOR):
  - Disparo Sobrecorriente Línea.
  - Disparo Falla a tierra.
  - Disparo por sobre-tensión
  - Reenganche activo o en lookout (ciclo de reenganche finalizado sin que se halla despejado la falta, la celda queda abierta)
- El estado del interruptor de la celda es abierto.
- No se realizaron comandos de SCADA o de pie de equipo sobre la celda por un determinado rango de tiempo. Es decir, luego de realizado un comando se espera un cierto tiempo con el automatismo bloqueado..

Para que una celda se considere maniobrable, todos los estados deben ser concordantes y con valor válido, cualquier tipo de discordancia dejará la celda como Celda No Maniobrable.

### 3.4.5. Constantes involucradas

Existen determinadas constantes que intervienen en el proceso de toma de decisiones por parte del automatismo, éstas constantes ingresan a la base de datos como entradas al automatismo y se pueden ajustar de la forma que se considere necesaria.

La ventaja de introducir estos parámetros como constantes, es que se pueden adaptar para cada estación a la que se instale el automatismo. Los valores específicos de éstas constantes para el automatismo de la estación Río Branco se encuentran en la Subsubsección 4.5.3.1:

#### 3.4.5.1. Tiempos de espera

Existen una serie de tiempos muertos, debidos a la actuación de los equipos de control, de medida, etc., en donde el automatismo debe esperar a que se cumpla determinada condición. Estos tiempos deben permitir la actuación del equipo que se encuentre en funcionamiento, pero a su vez no pueden ser muy elevados, ya que se puede estar en presencia de un equipo dañado, el cual no llegará nunca a la condición esperada.

A continuación se presenta una lista de casos en que el automatismo debe esperar alguna condición.

1. Medida de tensión.

Para tomar una decisión por parte del automatismo es necesario que la medida de tensión en la barra de 15kV de la estación sea válida y estable (entre rangos establecidos) por un período razonable de tiempo. Esta constante se ingresa con el nombre `Tiempo_Tensión_Estable`. A su vez, para detectar ausencia de tensión, se deberá tener un rango en el cual la tensión se mantenga por debajo de cierto valor, ésta constante se indica como `Tiempo_Sin_Tensión`.

2. Actuación de los reguladores.

Se debe poder distinguir cuando el regulador de tensión se encuentra en funcionamiento y cuando dejó de estarlo. El fabricante indica en su manual el tiempo de subida o bajada de cada punto del TAP, y éste varía según la tensión que se tenga (para el caso de la estación Río Branco, al ser un regulador de muchos años, el dato del tiempo de demora para la regulación lo proporcionó el personal de protecciones de la zona y es aproximadamente de un minuto). Se establece un timer para que la tensión llegue al rango de operación establecido, si se superó dicho tiempo, se considera que hubo una falla en el regulador, el automatismo pasa al estado No Operativo y se indica con una alarma que el regulador no funciona en forma adecuada. Esta constante de tiempo se ingresa con el nombre `Ret_Reg_Oper_Mecanica`.

3. Detección de comando de pie de equipo o CMD

Para detectar si un comando fue realizado desde pie de equipo, CMD o por actuación de las protecciones, también hay que esperar una ventana de tiempo, ya que puede ocurrir que llegue primero a la remota el cambio de estado que el comando. Por lo tanto, una vez detectado un cambio de estado en alguno de los interruptores de las celdas de la estación, se espera un rango de tiempo

para chequear presencia de comandos o alarmas de disparos por protecciones. Esta constante se ingresa con el nombre `Tiempo_de_Proceso_de_Commando`.

#### 4. Bloqueo por comandos de pie de equipo o CMD

Una vez detectado un comando de pie de equipo o CMD, se deja el automatismo bloqueado por un determinado tiempo, para evitar la actuación del mismo en presencia de operarios en la estación. Si estando en ese rango vuelve a ocurrir un comando, se debe volver a reiniciar el timer desde ese momento. Esta constante se ingresa con el nombre `Tiempo_Bloqueo_SCADA` y `Tiempo_Bloqueo_PieEquipo`.

### 3.4.5.2. Medidas de tensión

Para la toma de decisiones por parte del automatismo, es necesario enviar los valores de las medidas de tensión de referencia, para poder realizar las siguientes acciones:

1. Detectar ausencia de tensión. Cuando la tensión en la barra de 15kV de la estación se encuentre por debajo de cierto valor, el automatismo asume que no hay tensión en la estación. Este valor se indica con la constante `Consigna_Tensión_Cero`.
2. Detectar falla en la regulación de tensión. Para una correcta regulación de tensión, se define una franja en la que debe permanecer la barra en 15kV, si la tensión se encuentra fuera de la banda, y se superó el tiempo de actuación de los reguladores, el automatismo asume que los reguladores de tensión no funcionan en forma adecuada. Estas constantes de la banda se indican como `Consigna_Tensión_Alta` y `Consigna_Tensión_Baja`.
3. Detectar consumo elevado de las cargas alimentadas de las salidas de la estación. Los indicadores para detectar ésta condición son los valores de los puntos de los reguladores, si éstos superan determinado valor, se asume que la estación está funcionando con un consumo elevado de carga. Estas constantes se indican con `Consigna_Tap_1_Trafo` y `Consigna_Tap_2_Trafo`.

## 3.5. Diagrama de flujo.

A continuación se presenta un diagrama de flujo del funcionamiento del automatismo. Este diagrama se compone de tres estados principales: “No Operativo”, “En Espera” y “Cierra celdas”. La descripción de cada estado se presenta en las siguientes sub-secciones.

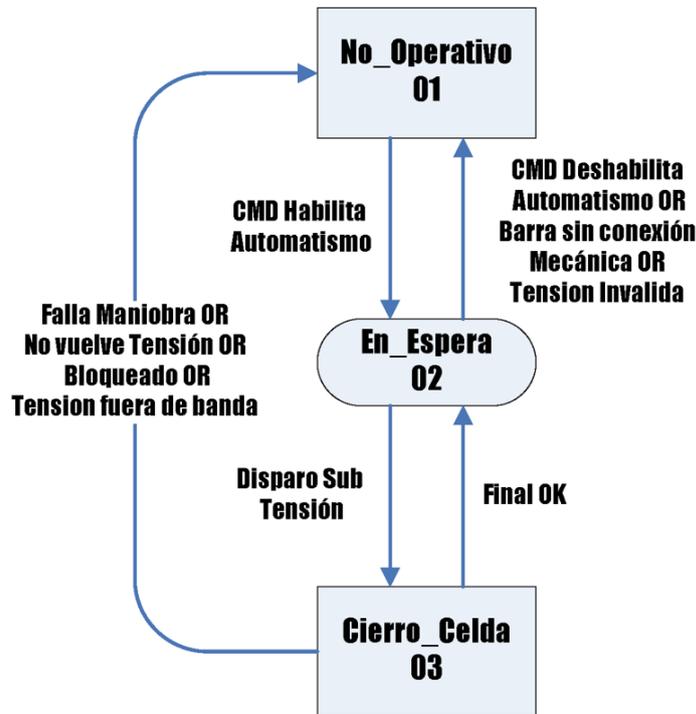


Figura 3.12: Diagrama de flujo

El estado inicial del automatismo es el estado No Operativo, con un comando de CMD de habilitar el automatismo se pasa al estado En Espera y ahí según los eventos que vayan ocurriendo se pasa por los distintos estados. A continuación se detalla cada uno de los estados con sus respectivos sub-estados.

### 3.5.1. Estado No Operativo (01)

A este estado se llega si existe alguna de las condiciones de automatismo no operativo, indicadas en la sub-sección Subsubsección 3.4.3.2.

Si ocurre una falla de comando, ya sea sobre los interruptores o para habilitar o deshabilitar los disparos por subtensión, el automatismo completa el ciclo y hace un reintento con los comandos que presentaron fallas. Si éstos siguen sin ejecutarse, una vez terminada toda la operación del automatismo, el mismo se va al estado “No Operativo” indicando con una alarma qué comando fue el que presentó falla.

La forma de salir de este estado es mediante un comando de CMD “Habilitar automatismo desde CMD”, el cual envía al automatismo a estado “En espera”, sub-estado “En Espera\_Condición”.

### 3.5.2. Estado En espera (02)

En este estado, se chequean las condiciones de bloqueo del automatismo, se espera la condición de habilitar o no el disparo por subtensión, se espera que ocurra el disparo por subtensión y se decide qué celdas serán operadas por el automatismo.

Se sale de este estado, o bien, si ocurre una condición de “Automatismo No Operativo” (en este caso el automatismo pasara a estado “No Operativo”) o si ocurre el disparo por subtensión (se pasara a estado “Cierra Celdas”).

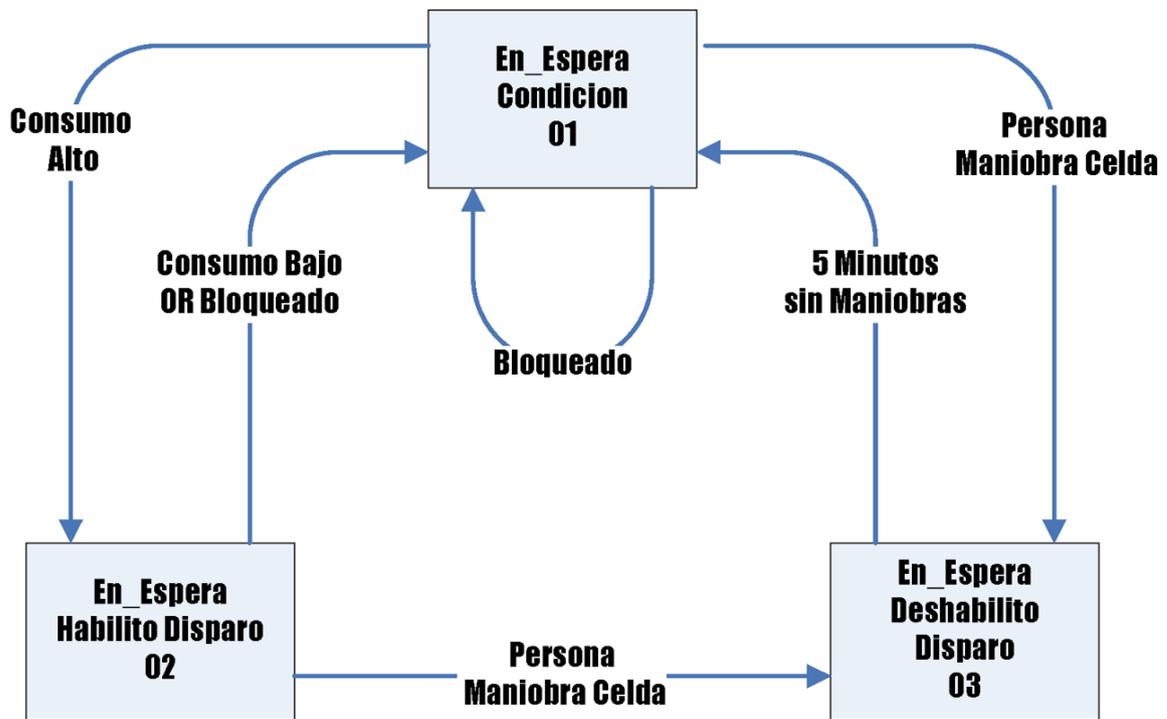


Figura 3.13: Diagrama estado En Espera

El estado En Espera, se compone de tres sub-estados:

#### 3.5.2.1. En Espera\_Condición:

El automatismo se va a mantener en este sub-estado mientras que se esté en alguna de las condiciones:

- Condiciones que bloqueen el automatismo. (Ver Subsubsección 3.4.3.1).
- No existan condiciones para habilitar el disparo por subtensión. (Ver Subsubsección 3.4.1.1).

Se sale de este sub-estado si:

- Ocurre la condición para habilitar el disparo por subtensión (pasa al sub-estado “En Espera\_Habilito Disparo”), habilitando el disparo por subtensión.

- Se realiza un comando desde pie de equipo (pasa al sub-estado “En Espera\_Deshabilito Disparo”), deshabilitando el disparo por subtensión, si éste se encuentra habilitado.
- Ocurre alguna falla de comando (pasa al estado “No operativo”).

#### **3.5.2.2. En Espera\_Habilito Disparo:**

Si estando en el sub-estado “En Espera\_Condición” y ocurren las condiciones para habilitar el disparo por subtensión, se pasa al sub-estado “En Espera\_Habilito Disparo”, habilitando el disparo por subtensión en los relés de las celdas de salida en 15kV.

La habilitación del disparo por subtensión se realiza enviando un comando desde la RTU a los relés de las salidas involucradas (Ver la Subsección 3.4.4).

De este sub-estado se sale mediante dos condiciones:

- Cuando efectivamente se realiza el disparo por subtensión en los relés de salida, en este caso el automatismo pasa al estado “Cierra Celdas”, sub-estado “Cierre\_Espero Tensión”.
- Si ocurre alguna condición de Bloqueo de automatismo, el automatismo pasa al sub-estado “En Espera\_Condición”, deshabilitando el disparo por subtensión.
- Si ocurre alguna condición de automatismo “No Operativo”, se pasa al estado “Automatismo No Operativo”, deshabilitando el disparo por subtensión.

#### **3.5.2.3. En Espera\_Deshabilito Disparo:**

El objetivo de este sub-estado, es mantener el automatismo bloqueado durante 5 minutos si ocurre un comando desde pie de equipo o desde CMD, esta condición es para evitar que si hay un operador en la estación que no haya deshabilitado el automatismo previamente, se tenga un rango de tiempo en el cual el automatismo no funcione. Para evitar posibles accidentes originados por alguna falla en las maniobras que realice el automatismo.

Se sale de este estado si:

- Pasaron 5 minutos que no se realiza ningún comando, en este caso se pasa al sub-estado “En Espera\_Condición”.
- Ocurre alguna condición de automatismo “No Operativo”, se pasa al estado “Automatismo No Operativo”.

### **3.5.3. Estado Cierra Celdas (03)**

Ultimo estado por el que pasa el automatismo, luego de que ocurrió la falta en 60kV y se abrieron las salidas en 15kV debido a los disparos por subtensión previamente

habilitados. Es el encargado de cerrar todas las salidas en 15kV luego de que estas abrieron por disparo de subtensión. Se compone de 3 sub-estados:

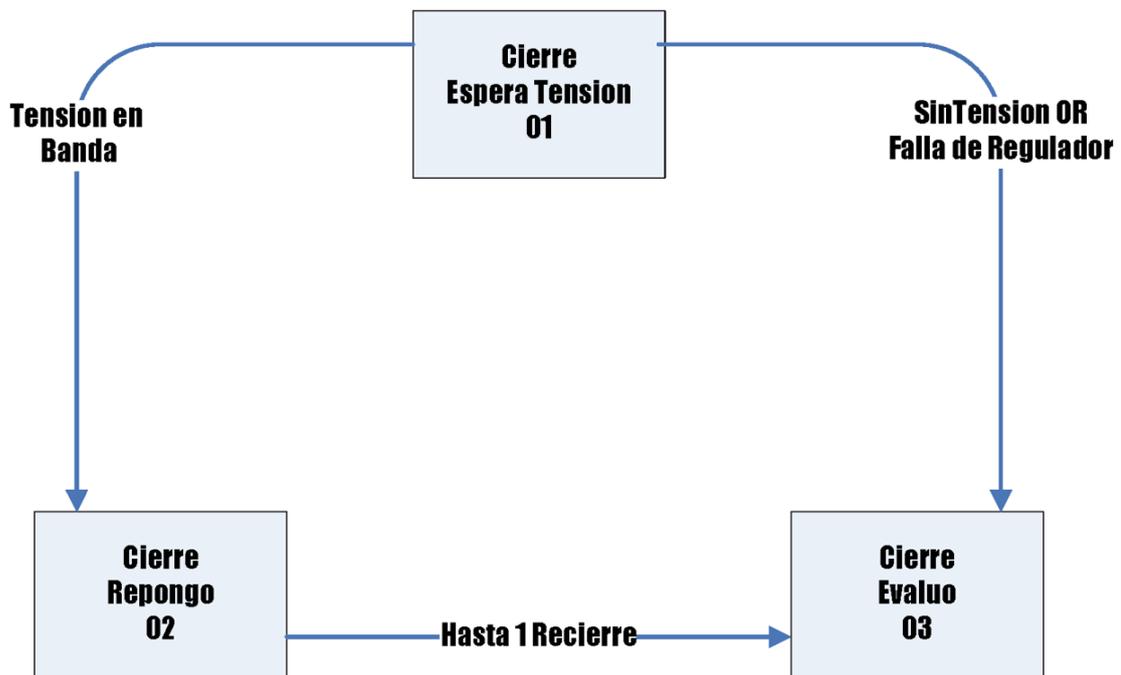


Figura 3.14: Diagrama estado Maniobro Celdas

### 3.5.3.1. Cierre\_Espero Tensión:

Una vez ocurrido el disparo por subtensión, el automatismo pasa a este sub-estado, y el automatismo permanece en él mientras la tensión en la barra de 15kV no halla vuelto o no esté regulada (no se encuentre entre los valores `Consigna_Tensión_Baja`-`Consigna_Tensión_Alta`).

Se sale de este sub-estado por los siguientes motivos:

- Se repuso la tensión en la barra de 15kV, y su valor esta en la franja determinada (entre 15300V y 15800V), el automatismo pasa al sub-estado “Cierre\_Repongo”.
- Ocurrió alguna condición de bloqueo de automatismo, el automatismo pasa al estado “No Operativo”.
- Ocurrió alguna condición de automatismo no operativo, el automatismo pasa al estado “No Operativo”.

### 3.5.3.2. Cierre\_Repongo:

Una vez regulada la barra en el tiempo adecuado, el automatismo procede a cerrar las salidas en 15kV. El criterio de cierre es determinado por el centro de maniobras, dependiendo de las cargas que involucra cada salida. Primero se cierran las salidas que alimentan centros poblados y luego las zonas rurales (según unifilar, el orden de cierre es 1, 8, 5, 6, 7 y 2). Los cierres se realizan en forma casi instantánea, no esperando que se estabilice la barra entre cierre y cierre.

Se debe tener en cuenta que la estación debe quedar con su configuración original, es decir, si alguna de las salidas estaba abierta cuando el automatismo empezó a actuar, la misma debe permanecer en ese estado.

Si durante el proceso de cierre alguna de las salidas quedó abierta se realiza un reintento, dependiendo de si este reintento es fallido o no, será el siguiente estado del automatismo.

Se sale de este sub-estado si ocurre alguno de los siguientes eventos:

- Se cerraron todas las salidas en 15kV, o se realizaron todos los re intentos de cierre, el automatismo pasa al sub-estado “Cierre\_Evaluó”.
- Ocurrió alguna condición de bloqueo de automatismo, el automatismo pasa al estado “No Operativo”.
- Ocurrió alguna condición de automatismo no operativo, el automatismo pasa al estado “No Operativo”.

### 3.5.3.3. Cierre\_Evaluó:

Una vez cerradas todas las celdas o realizados los re intentos correspondientes, el automatismo pasa a este sub-estado, donde se evalúa la actuación del automatismo.

Si todas las salidas quedaron con su configuración original se incrementan los contadores de actuación del automatismo OK, de lo contrario, se pasa una alarma con la descripción del evento que impidió que el automatismo no lograra finalizar su actuación de forma exitosa (falla de comandos, actuación de protecciones, etc).

Se saldrá de este sub-estado a los estados “No operativo” si ocurrió alguna condición de automatismo no operativo, o al estado “En Espera”, si el automatismo finalizó en forma exitosa.

Es este sub-estado no se consideran las condiciones de bloqueo, ya que no se realizan maniobras que afecten la estación y el siguiente estado del automatismo será “En Espera”, sub-estado “En Espera\_Condición”, en el cual se vio que se chequea esta condición.

Tanto en el sub-estado “Cierre\_Espero Tensión” o “Cierre\_Repongo”, si ocurre alguna condición de bloqueo, el automatismo pasará al estado “No Operativo”. Esto

se debe a que una vez se está en el estado Cierra Celdas, las celdas de 15kV se encuentran abiertas debido al disparo por subtensión. Al ocurrir una condición de bloqueo, el automatismo debe dejar de funcionar, y si se pasa al estado “En Espera”, las celdas abiertas, quedarán como “No Maniobrables” y no serán maniobradas por el automatismo. Es por esta razón que el automatismo pasa al estado “No Operativo” y no al estado “En espera”.

### **3.6. Conclusiones**

En este capítulo se presentó el problema a solucionar en una estación que presenta consumos de carga diferentes según la época del año en que se esté. Se definieron los alcances y como será la solución del automatismo, mediante diagramas de flujo. Además de presentarse todos los equipos de potencia involucrados en el automatismo.

Junto con el capítulo 2, se determinaron las condiciones que hacen que el automatismo deje de funcionar, por causas de la seguridad de personas y equipos. Respetando las normas y procedimientos de UTE en cuanto a este tema.

En el capítulo siguiente se explican los programas realizados en Isagraf para la implementación del automatismo. Las señales de entrada y salida y las funciones que se programaron.

# 4 Documentación de software del automatismo

## 4.1. Introducción

A continuación se presenta la programación necesaria para el funcionamiento del automatismo. Se muestra como se deben cargar las variables en el modulo PLC de la RTU, se resumen las características principales del administrador de la remota RTUQM y del software Isagraf, y se muestra en detalle cada función y programa implementado.

El código completo del programa para el automatismo de Río Branco se encuentra en el Anexo 1.

## 4.2. Señales de entrada y salida de la RTU

Las celdas ubicadas en la estación Río Branco, tienen instaladas distintos tipos de equipamiento, como ser seccionadores de barra, de puesta a tierra, interruptores, relés, etc. Los mencionados equipos generan señales eléctricas, analógicas y digitales, las cuales tratadas adecuadamente proporcionan información sobre distintos valores de magnitudes eléctricas, como ser voltaje, corriente, potencia, así como el estado en que se encuentra actualmente el equipo (abierto, cerrado, habilitado, deshabilitado, local, remoto, en ciclo de reenganche, etc), la validez de la medida proporcionada por el equipo, y además señales de alarma que avisan que esta ocurriendo alguna contingencia que no se corresponde con el correcto funcionamiento del equipo en cuestión .

Todas esas señales llegan a la RTU de la estación, mediante cableado de cobre o de fibra óptica. Las que llegan cableadas, pasan por una bornera del armario centralizador y de ahí se cablean a la tarjeta de entradas digitales TED (ver Subsección 3.3.1), éstas señales se denominan señales de entrada al automatismo provenientes desde hardware.

Desde el CMD se generan comandos hacia la RTU de la estación (mediante el SCADA), desde el punto de vista del automatismo, a estos comandos se les denomina entradas desde el módulo base de datos al automatismo y a cada uno de ellos se le asigna un canal.

El automatismo genera salidas que pueden tener dos destinos posibles, los relés SMOR de las celdas de salida de la estación (señal habilitar/ deshabilitar disparo) o al módulo base de datos el cual es leído por el CMD (señales y alarmas propias del automatismo). A las primeras se les denomina salidas hacia hardware, y a las segundas salidas hacia base de datos y a cada una de ellas se le asigna un canal. Cada canal de entrada o salida del automatismo, es un lugar en la base de datos, con su correspondiente dirección en la misma.

La lista completa de estas señales se encuentra en el archivo adjunto “ACE-RTU-SCADA-Aut Rio Branco.xls”. En dicha planilla, se describe para cada señal:

1. La celda a la que la señal corresponde y el tipo de señal (AL: alarma, ES: estado, MT: medida de tensión, MI: medida de corriente o CO: comando).
2. Borne de la bornera en el armario ACE a donde llega la señal, si la misma llega cableada. Si no hay ningún indicativo, la señal llega por fibra.
3. Descripción de la señal.
4. Placa a la cual la señal es cableada en la RTU.
5. Borne en la placa de la RTU al cual fue cableado la señal.
6. Observaciones.
7. Índice en la base de datos del administrador de remota en donde se ubica la señal.
8. Índice en la base de datos del SCADA en donde se ubica la señal.

El automatismo se implementa en la RTU de la estación, la cual dispone de un módulo PLC Controles, las entradas a la RTU, son entradas al módulo PLC y las salidas del PLC con destino el hardware y/o hacia SCADA, son salidas dirigidas al módulo base de datos.

En la siguiente sección se describe como interactúan las señales de entrada - salida con los módulo PLC y base de datos en la unidad remota de telecontrol.

#### 4.2.1. Modulo PLC de la RTUQM

La presente sección usa como referencia el manual del módulo PLC Controles, del cual toma en forma textual varios de sus párrafos. Por más información ver el manual completo del fabricante.[15]

**...”Descripción General** El módulo PLC es un módulo del sistema RTUQM que implementa la funcionalidad de lógica local dentro de la RTU según utilizando un modelo compatible con la norma 61131 de la IEC. Interactúa directamente con el módulo base de datos según se describe mas adelante. Es posible realizar programas

en los distintos lenguajes que componen la norma tales como SFC (secuencial function chart), FC (flow chart), FBD (functional block diagram), LD (ladder diagram), ST (structured text) e IL (instruction list).”

En el caso del automatismo del que trata el presente documento, se usa el lenguaje ST.

Se decide usar este lenguaje principalmente por razones prácticas, al tener estructura y reglas similares a otros lenguajes de programación como C, C++, JAVA, PASCAL, que son en general de dominio o conocimiento natural por estudiantes o profesionales en el área de la ingeniería eléctrica.

Su característica principal es que se ejecuta un solo programa a la vez, y uno tras otro, en este caso en el orden que se describe en la Subsección 4.7.1.

...“El sistema RTUQM permite la ejecución de varias instancias del módulo PLC concurrentemente pero el sistema limita que exista una única instancia del módulo por archivo de configuración. A estos efectos se agrega una entrada por archivo de configuración en el directorio RTU/locks. Si el módulo al arrancar detecta que ya existe otra instancia ejecutándose con la misma configuración, termina en forma inmediata.

### Descripción del funcionamiento

**Ciclo de trabajo:** El módulo toma como entrada un conjunto de puntos llamados puntos de entrada al PLC, realiza cálculos con los mismos y genera un conjunto de puntos resultado llamados puntos de salida del PLC. Además de los puntos de entrada y salida del PLC pueden definirse un conjunto de puntos internos al mismo. Estos se utilizan para almacenar cálculos intermedios. Los puntos del PLC pueden ser del tipo entero, booleano o real.

Un subconjunto configurable por el usuario de los puntos internos puede definirse como persistente. Esto implica que los valores almacenados son salvados a memoria no volátil y son recordados aunque la RTU sea apagada.

El ciclo de trabajo del PLC se detalla en el siguiente diagrama:(Figura 4.1)

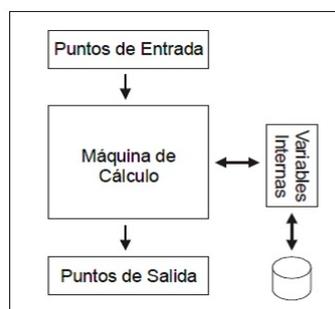


Figura 4.1: Ciclo de trabajo

Este ciclo se realiza periódicamente. El período puede ser configurado por el usuario o puede hacerse tan rápidamente como la capacidad de la CPU lo permita.”

**Mapeo de puntos** El módulo PLC trabaja con una serie de puntos de entrada y salida del mismo. Estos puntos se pueden agrupar en dos conjuntos, un conjunto de puntos de entradas de valores constantes y otro conjunto de puntos que se mapean sobre puntos de base de datos. Para ello el usuario configura una serie de tablas de mapeo separadas en función de la dirección del flujo de datos y del tipo de los mismos.

**Tipos de punto de la base de datos:** La base de datos maneja dos tipos básicos de puntos en función de la dirección del flujo de datos. Un punto de entrada (en rojo en el diagrama(Figura 4.2)) es un punto adquirido por el hardware mediante un driver que se envía hacia un centro de control mediante un módulo de protocolo.

Un punto de salida (en verde en el diagrama(Figura 4.2)) es un punto obtenido desde un centro de control mediante un módulo de protocolo que se envía al hardware mediante un módulo driver.



**Figura 4.2:** Mapeo de puntos

Además la base de datos maneja cuatro categorías de puntos para cada tipo en función del tipo de los datos intercambiados, las mismas son bool, int, float o string.

**Puntos de entrada al PLC:** Los puntos de entrada al PLC son leídos al comienzo de cada ciclo. El módulo puede obtener puntos de entrada de la base de datos comportándose como un driver o como un protocolo.

Esto se detalla en el siguiente diagrama:(Figura 4.3)

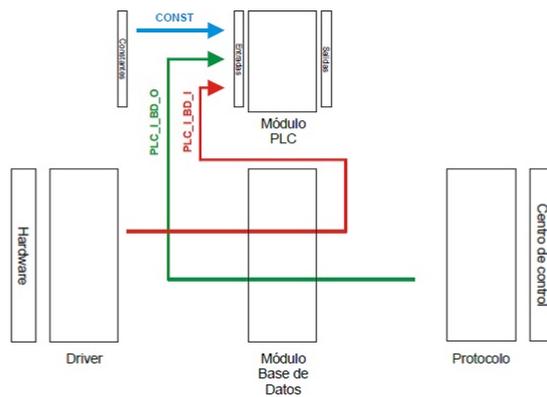


Figura 4.3: Puntos de entrada al PLC

Los puntos de entrada del PLC pueden ser puntos de entrada o salida desde el punto de vista de la base de datos. Esto permite elegir el origen de los puntos de entrada al PLC.

Si el punto de entrada al PLC debe ser obtenido desde el hardware el mismo se toma como entrada de la base de datos (en rojo en el diagrama (Figura 4.3)).

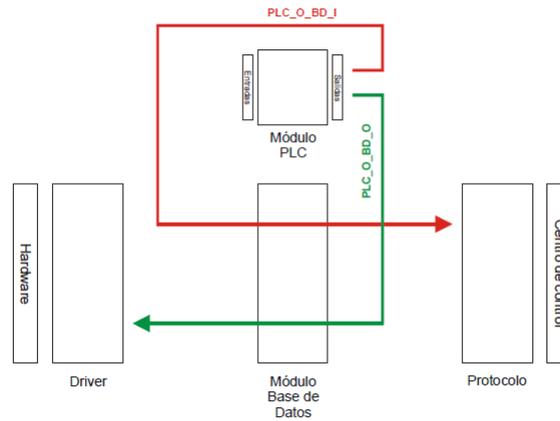
Si el punto de entrada al PLC debe ser obtenido desde el centro de control el mismo se toma como punto de salida de la base de datos (en verde en el diagrama (Figura 4.3)).

Los puntos de entrada al PLC pueden ser también constantes definidas durante la configuración del módulo.

Además de lo anterior el PLC maneja tres categorías de puntos según el tipo de datos. Los mismos son booleanos, enteros y reales.

**Puntos de salida del PLC** Los puntos de salida del PLC son escritos en la base de datos al finalizar cada ciclo. El módulo puede almacenar puntos de salida en la base de datos comportándose como un driver o como un protocolo.

Esto se detalla en el siguiente diagrama:(Figura 4.4)



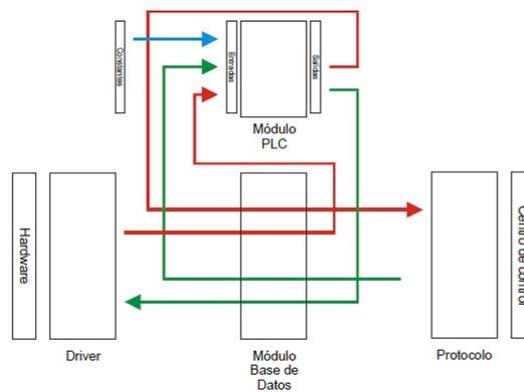
**Figura 4.4:** Puntos de salida

Los puntos de salida del PLC pueden ser puntos de entrada o salida desde el punto de vista de la base de datos. Esto permite elegir el destino de los puntos de salida del PLC. Si el punto de salida del PLC debe ser enviado al hardware el mismo se toma como salida de la base de datos (en verde en el diagrama(Figura 4.4)).

Si el punto de salida del PLC debe ser enviado al centro de control el mismo se toma como punto de entrada de la base de datos (en rojo en el diagrama(Figura 4.4)).

Además de lo anterior el PLC maneja tres categorías de puntos según el tipo de datos. Los mismos son booleanos, enteros y reales.

**Flujo de información:** Diagrama general del flujo de información en la RTU con el módulo de PLC en funcionamiento:(Figura 4.5)



**Figura 4.5:** Flujo de información

En verde se detallan las salidas de la base de datos y en rojo las entradas a la misma. En azul se detallan las constantes de entrada al PLC.

**Tipos Básicos de puntos de entrada y salida del módulo PLC** El módulo PLC maneja internamente los siguientes tipos de puntos: BOOL, SINT, DINT, REAL, STRING, así como estructuras y arreglos con combinaciones de los mismos, a los que se denomina Tipos Básicos, los cuales están estructurados en campos.

Los Tipos Básicos son de entrada(Figura 4.6)o salida(Figura 4.7) al módulo de base de datos. Según de cual se trate tienen definido el número de campos, el nombre y tipo al cual pertenecen los datos.

A partir de estos Tipos Básicos, el usuario puede definir nuevos tipos, suprimiéndole o agregándole campos según corresponda y de acuerdo a lo que se necesite en la programación.

Para el automatismo se definieron los tipos que se indican enSubsección 4.4.2.

Las tablas de mapeo llevan de puntos de la base de datos a puntos de I/O del PLC, los mismos se especifican con el siguiente formato:

Para puntos de entrada o salida del PLC que son entradas de la base de datos:Figura 4.6

BOOL_BD_I		
Campo	Tipo	Descripción
MANUAL	BOOL	Estado de la bandera manual override
MSEC	DINT	Milisegundos del cambio de estado
SEC	DINT	Segundos del cambio de estado (desde el 01/01/1970)
VALIDO	BOOL	Valor válido
VALOR	BOOL	Valor de entrada

INT_BD_I		
Campo	Tipo	Descripción
MANUAL	BOOL	Estado de la bandera manual override
MSEC	DINT	Milisegundos del cambio de estado
SEC	DINT	Segundos del cambio de estado (desde el 01/01/1970)
VALIDO	BOOL	Valor válido
VALOR	DINT	Valor de entrada

REAL_BD_I		
Campo	Tipo	Descripción
MANUAL	BOOL	Estado de la bandera manual override
MSEC	DINT	Milisegundos del cambio de estado
SEC	DINT	Segundos del cambio de estado (desde el 01/01/1970)
VALIDO	BOOL	Valor válido
VALOR	REAL	Valor de entrada

**Figura 4.6:** Tipos básicos de entrada a la Base de Datos

Para puntos de entrada o salida del PLC que son salidas de la base de datos (Subsección 4.4.2):

BOOL_BD_O		
Campo	Tipo	Descripción
REFRESCAR	BOOL	Refresco de la salida
TIEMPOPULSO	DINT	Tiempo de rele cerrado
VALOR	BOOL	Valor a comandar

INT_BD_O		
Campo	Tipo	Descripción
REFRESCAR	BOOL	Refresco de la salida
VALOR	DINT	Valor a comandar

FLOAT_BD_O		
Campo	Tipo	Descripción
REFRESCAR	BOOL	Refresco de la salida
VALOR	REAL	Valor a comandar

**Figura 4.7:** Tipos básicos de salida de la Base de Datos

Las puntos constantes mapean directamente sobre tipos básicos del PLC.

## Funcionamiento

**Puntos de entrada al PLC entradas de la base de datos** (Figura 4.3) Los dispositivos del tipo XXXX\_PLC\_I\_BD\_I corresponden a puntos XXXX\_BD\_I de entrada al PLC provenientes del hardware a través de un módulo driver, para los mismos se dispone de una estructura con el valor actual del punto y un booleano con el estado de actualizado del mismo. El módulo actualiza el estado del punto antes de cada ciclo del PLC. Los campos SEC y MSEC se actualizan con la marca de tiempo proveniente de la BD.

**Puntos de salida del PLC entradas de la base de datos** (Figura 4.3) Los dispositivos del tipo XXXX\_PLC\_O\_BD\_I corresponden a puntos XXXX\_BD\_I de salida del PLC que son vistos como entradas de la base de datos (simulan provenir del hardware), y son enviados a los protocolos, para los mismos se dispone de una estructura con el valor del punto y un booleano con el estado de actualizado del mismo. El programa del PLC puede fijar por separado el estado del punto y su bandera de actualizado, el módulo envía el estado a la base de datos al terminar el ciclo del PLC cada vez que cambia cualquiera de los dos. La marca de tiempo de los cambios de estados enviados a la BD los fija el programa del PLC, pero si los campos SEG y MSEG se fijan en 0, entonces la marca de tiempo la fija el módulo.

**Puntos de entrada al PLC salidas de la base de datos**(Figura 4.3) Los dispositivos del tipo XXXX\_PLC\_I\_BD\_O corresponden a puntos XXXX\_BD\_O de

entrada al PLC provenientes de un centro de control a través de un módulo protocolo. Los comandos de salida de base de datos son eventos y no estados. Es necesario, entonces que exista un mecanismo en el módulo PLC que detecte dichos eventos. Para ello cada punto dispone de una estructura con el valor del comando (campo VALOR) y un booleano (campo REFRESCAR) que es pasado a true por el módulo durante un ciclo del PLC cada vez que recibe un comando desde el protocolo. Esto permite al programa del PLC detectar comandos sobre el punto aunque no haya un cambio en el valor del mismo. Antes de ser recibido un comando el valor comandado debe considerarse como inválido. Si el punto es del tipo BOOL\_BD\_O el campo TIEMPO-PULSO se fija con el tiempo de pulso del comando recibido desde la BD.

**Puntos de salida del PLC salidas de la base de datos** (Figura 4.3) Los dispositivos del tipo XXXX\_PLC\_O\_BD\_O corresponden a puntos XXXX\_BD\_O de salida del PLC enviados al hardware a través de un módulo driver. Como en el caso anterior los comandos de salida de base de datos son eventos y no estados. Es necesario, entonces que exista un mecanismo para que el módulo PLC genere dichos eventos. Para ello mismos se dispone de una estructura con el valor a comandar del punto (campo VALOR) y un booleano con la orden de generar evento (campo REFRESCAR). Se genera un comando hacia el hardware al final del ciclo del PLC cada vez que cambia el campo VALOR o cada vez que el programa del PLC pasa a TRUE el valor del campo REFRESCAR. El módulo inicializa durante el arranque la estructura de datos del punto con REFRESCAR en FALSE y VALOR en 0, FALSE o cadena vacía. Es necesario poner REFRESCAR en TRUE solo si se desea emitir comandos redundantes. El campo REFRESCAR es pasado a FALSE por el módulo cuando el comando es enviado a la base de datos por lo que no es necesario que el programa de usuario se encargue de ponerlo en FALSE. Se debe evitar en el programa del PLC dejar permanentemente en TRUE el campo REFRESCAR pues se generaría en ese caso un comando en cada ciclo. Si el punto es del tipo BOOL\_BD\_O el campo TIEMPO-PULSO es fijado por el programa del PLC y enviado en el comando hacia la BD. Un cambio únicamente en el campo TIEMPO PULSO no genera, por si, un envío de comando hacia la BD.”

**Parámetros constantes de entrada al PLC** (Figura 4.19) Los dispositivos CONST\_BOOL, CONST\_FLOAT y CONST\_INT corresponden a valores constantes de entrada al PLC definidos directamente en la configuración del módulo PLC de la RTU. Estos valores constantes se inicializan solamente cuando la máquina virtual del PLC arranca.

En el caso del automatismo las señales de entrada y salida al PLC se muestran en la Figura 4.8:

Nombre	Etiqueta	Dimensión	Comentarios
Entradas_Booleanas_HW	BOOL_BD_I	[1..370]	Arreglos de entradas booleanas que vienen desde Hardware (Alarmas y Estados)
Entradas_Enterass_HW	INT_BD_I	[1..50]	Arreglos de entradas enteras que vienen desde Hardware (Medidas)
Entradas_Booleanas_SCADA	BOOL_BD_O	[1..50]	Arreglos de entradas booleanas que vienen desde SCADA (Comandos desde Scada)
Entradas_Enterass_SCADA	INT_BD_O	[1..50]	Arreglos de entradas enteras que vienen desde SCADA
Salidas_Booleanas_HW	BOOL_BD_O	[1..50]	Arreglos de salidas booleanas que van hacia Hardware (Comandos)
Salidas_Enterass_HW	INT_BD_O	[1..15]	Arreglo de salidas enteras que van hacia Hardware
Salidas_Booleanas_SCADA	BOOL_BD_I	[1..50]	Arreglos de salidas booleanas que van hacia SCADA (Alarmas y Estados)
Salidas_Enterass_SCADA	INT_BD_I	[1..20]	Arreglos de salidas enteras que van hacia SCADA (Medidas,contadores,etc)
Constantes_ini	DINT	[1..85]	Arreglo de valores iniciales

**Figura 4.8:** Señales de Entrada y Salida

### 4.3. Configuración y Administración del software utilizado.

La configuración del módulo Base de datos se realiza en dos etapas:

1. En la primera etapa se configuran las tablas de mapeo que determinan el conjunto de los puntos de base de datos disponibles para el módulo PLC, de la RTU. La configuración se hace con el programa Administrador RTUQM. Cada punto asignado en la base de datos , corresponde a:
  - Un canal y por lo tanto a una señal de entrada o salida de la RTU.
  - Variables internas, definidas y usadas por los programas y funciones que se ejecutan en el módulo PLC.
2. En la segunda etapa se configura la lógica programada. La configuración se hace con el programa Isagraf que corre sobre sistema operativo Windows. Este último es usado además para monitorear el funcionamiento del módulo y el funcionamiento del automatismo. En la siguiente sección se detallan sus principales características.

#### 4.3.1. Isagraf

Software que proporciona el ambiente o entorno con el cual se desarrolla el monitoreo y control de las distintas aplicaciones que integran un determinado proyecto de telecontrol.

El escritorio o banco de trabajo ( workbench) es la interfaz del usuario con el programa Isagraf. A partir de que se integra el Workbench a la red (integrada por la

RTU, la base de datos y las entradas - salidas de hardware), se establece el control del sistema.

Desde el workbench de Isagraf :

- Se cargan:
  - Los recursos creados por el usuario en el PLC de la RTU.
  - Todas las variables y constantes en la base de datos del sistema.
- Se asignan los distintos puntos de entrada y salida (I/O).

Las aplicaciones están integradas por un conjunto de recursos, los cuales están formadas por los siguientes elementos:

- Parámetros (Parameters)
  - Señales de entrada y salida (I/O Wiring)
  - Palabras Definidas (Defined Words)
- Variables (Variable Groups)
- Programas (Programs)
- Funciones ( Functions)
- Funciones Específicas (Function Blocks)

Los recursos cargados por Isagraf, en el PLC, y en la base de datos, en tiempo real, leen los puntos de entrada-salida, se ejecutan los programas, haciendo uso de las variables y constantes ubicadas en la base de datos, y de las funciones especiales (function blocks), y se escribe los resultados en las entradas-salidas, y se actualizan las variables.

Desde el workbench de Isagraf, se hacen los debugger de los programas y funciones antes de cargarlos en el PLC.

Isagraf, permite definir alarmas y recibir información de los eventos ocurridos en el sistema, en tiempo real.

#### **4.4. Variables utilizadas**

Las variables utilizadas están formadas por una o mas subvariables.

**Por ejemplo:** La variable “Celda\_60\_Trafo2\_C2”, corresponde a :

- Nivel de tensión 60KV
- Transformador número 2
- Localizado en la celda numero 2 de la estación.

Esta formado por las subvariables:

- Estado del interruptor (Est\_Interruptor).
- Estado de la Puesta a Tierra (Est\_Pat).
- Estado de la llave de mando de la celda en local(Est\_Llave\_Mando\_Local).
- etc.

Las subvariables están estructuradas o formadas por campos, los campos quedan determinados por el tipo básico al cual pertenece la subvariable (Sección 4.2.1). Cada campo es de alguno de los siguientes tipo booleano,real o entero, por ejemplo:

- Valor (tipo booleano,real o entero), indica el valor de la subvariable en cuestión.
- Valido (tipo booleano), indica si el valor es correcto o no.
- Estampa de tiempo(tipo real), indica el momento en que la subvariable cambió su valor, expresado en milisegundos.
- Pendiente(Booleano), indica que hay un comando pendiente.
- Scada(Booleano), indica que hay un comando originado desde SCADA.
- Espera(Booleano), indica que se aguarda por el resultado de un comando.
- Resultado\_OK(Booleano), indica que se ejecutó un comando.
- Falla\_Comando(Booleano), indica que expiró el tiempo de espera del resultado de un comando y no se confirmó que se haya ejecutado.

#### 4.4.1. Notación

Cada variable tiene un nombre,que la identifica y da una idea general de su propósito, por ejemplo:

- “Celda\_60\_Trafo2\_C2”. Cada subvariable tiene una denominación, que comienza por el nombre de la variable a la cual pertenece, punto seguido de su nombre particular que hace referencia a su razón de ser.
- “Celda\_60\_Trafo2\_C2.Est\_Interruptor”. Cada campo tiene un nombre que comienza por el nombre de la subvariable de la cual forma parte.
  - “Celda\_60\_Trafo2\_C2.Est\_Interruptor.Valor”.
  - “Celda\_60\_Trafo2\_C2.Est\_Interruptor.Valido”.
  - “Celda\_60\_Trafo2\_C2.Est\_Interruptor.Estam\_Tiemp”.

#### 4.4.2. Tipos de estructuras definidos a partir de los tipos básicos.

Para la programación del automatismo, se definen las siguientes estructuras:

NOMBRE TIPO
Automatismo
Medida
Barra
RBC
Comando
Máquina_Estados
Celda
Estación
Logger
Alarma_Estado
INT_BD_I
BOOL_BD_I
FLOAT_BD_I
INT_BD_O
BOOL_BD_O
FLOAT_BD_O

Figura 4.9: Tipo de Estructuras

## 4.5. Mapeo de la Base de Datos

Todas las señales de entrada y salida de la base de datos, tienen una variable asociada, mapeada en la misma, tal como se muestra en las tablas de la presente sección.

Los programas y funciones que se ejecutan en el módulo PLC hacen uso de estas variables, leyendo, haciendo cálculos y escribiendo en ellas, y por consiguiente leyendo entradas y modificando salidas del automatismo.

Se presenta a continuación como están mapeadas algunas de las distintas variables en la base de datos, a que canal corresponden, a que tipo de señal pertenecen, y cual es la palabra definida (defined word) asociada a la misma. El mapeo de las demás variables se muestra en el documento adjunto "IO RIOBRANCO.xls".

### 4.5.1. Señales de entrada al PLC

En el automatismo, las entradas al módulo PLC, tienen dos orígenes diferentes, las que provienen de las distintas celdas de la estación (señales provenientes de

hardware), y las que son salidas del módulo de base de datos, comandos originados en el Scada del CMD. Estas señales de entrada están representadas en la programación del automatismo, por variables estructuradas tal como se describe en Sección 4.4, las cuales pertenecen a los tipos definidos en Subsección 4.4.2. A continuación se muestra el mapeo en la base de datos de alguna de las variables, correspondientes a señales de entrada.

#### 4.5.1.1. Entradas booleanas al PLC desde hardware (Figura 4.8)

Tipo básico al cual pertenecen: BOOL\_PLC\_I.

Los campos de este tipo se muestran en la Figura 4.6.

De los campos de este tipo básico, se utilizan por ser de interés:

- Valor.
- Válido.
- Estampa de tiempo (MSEC).

Se muestran algunas de las variables perteneciente a este tipo como por ejemplo:(Sección 4.4)

- Estados\_60\_Trafo2\_C2.
- Alarma\_60\_Trafo2\_C2
- Estados\_C1
- Alarmas\_C1

En las tablas que se muestran en Figura 4.10 a Figura 4.18, las columnas corresponden a:

- Índice de canal en la RTU, que corresponde a la señal de entrada considerada.
- Señal: nombre de la señal asociada al canal.
- Índice Arreglo: posición en el arreglo de entradas que ocupa la subvariable considerada, en la base de datos.
- Nombre constante: valor de la palabra definida (“defined words”) asignada a cada variable y subvariable.
- BD: dirección en la base de datos asignada por el programa administrador de la RTUQM.
- Info: indica la dirección asignada en el Scada.

## 4.5 Mapeo de la Base de Datos

Indice Canal	SEÑAL	Indice Arreglo	Nombre Constante	BD	Info
29		30		0	0
30	Estado interruptor Celda 2 - 60KV cerrado	31	INDICE_ESTADOS_60_Trafo2_C2	56201	10201
31	Estado interruptor Celda 2 - 60KV abierto	32	1	56202	10202
32	Estado Secc. PAT celda 1 cerrado	33	2	0	0
33	Estado Secc. PAT celda 1 abierto	34	3	0	0
34	Estado Secc. a barra Celda 2 - 60KV cerrado	35	4	56205	10203
35	Estado Secc. a barra Celda 2 - 60KV abierto	36	5	56206	10204
36	Estado Llave Mando en Local - Celda 2 - 60KV	37	6	56210	40201
37	Estado Secc.de línea celda 1 cerrado	38	7	0	0
38	Estado Secc.de línea celda 1 abierto	39	8	0	0
39	Reenganche activo Celda 2 - 60KV	40	9	56211	42231
40	Estado habilitado Disparo por Sub Tensión	41	10	0	0
41	Reenganche - Ciclo en curso	42	11	16265	16265
42	Reenganche - Lockout Global	43	12	16268	16268

Figura 4.10: Estados\_60\_Trafo2\_C2

CANAL	TIPO	TAMAÑO	ARREGLO		
	BOOL_PL_C_I_BD_I	370	Entradas_Bool_HW		
Indice Canal	SEÑAL	Indice Arreglo	Nombre Constante	BD	Info
46	Alarma Conexión Local Rele	47	INDICE_ALARMA_60_Trafo2_C2	56218	40202
47	Alarma Rele Modo Local	48		56213	40203
48	Alarma falla comunicación rele	49		56220	40204
49	Disparo Sobrecorriente Línea	50		56214	40205
50	Disparo Falla a tierra	51		0	0
51	Disparo Sub Tensión	52		0	0
52	Disparo Sobre Tensión	53		0	0
53	Estado bloqueo interrogación relé	54		56228	40206
54	Alarma protección tierra bloqueada	55		0	0
55	Alarma falta CC celda 1	56		0	0
56	Alarma Falla rele de proteccion celda 1	57		0	0

Figura 4.11: Alarma\_60\_Trafo2\_C2

CANAL	TIPO	TAMAÑO	ARREGLO		
	BOOL_PL_C_I_BD_I	370	Entradas_Bool_HW		
Indice Canal	SEÑAL	Indice Arreglo	Nombre Constante	BD	Info
92	Estado interruptor celda 1 cerrado	91	INDICE_ESTADOS_C1	55101	10131
93	Estado interruptor celda 1 abierto	92	1	55102	10132
94	Estado Secc. PAT celda 1 cerrado	93	2	55103	10133
95	Estado Secc. PAT celda 1 abierto	94	3	55104	10134
96	Estado Secc. a barra celda 1 cerrado	95	4	55105	10135
97	Estado Secc. a barra celda 1 abierto	96	5	55106	10136
98	Estado Llave Mando en Local - Celda 2 - 60KV	97	6	0	0
99	Estado Secc.de línea celda 1 cerrado	98	7	55107	10137
100	Estado Secc.de línea celda 1 abierto	99	8	55108	10138
101	Reenganche activo celda 1	100	9	55111	40131
102	Estado habilitado Disparo por Sub Tensión	101	10	15001	15130
103	Reenganche - Ciclo en curso	102	11	15165	15165
104	Reenganche - Lockout Global	103	12	15168	15168

Figura 4.12: Estados\_C1

CANAL	TIPO	TAMAÑO	ARREGLO		
	BOOL_PL_C_I_BD_I	370	Entradas_Boot_HW		
Indice Canal	SEÑAL	Indice Arreglo	Nombre Constante	BD	Info
111	Alarma Conexión Local Rele	107	INDICE_ALARMAS_C1	55118	40132
112	Alarma Rele Modo Local	108	1	55113	40133
113	Alarma falla comunicación rele	109	2	55120	40134
114	Disparo Sobrecorriente Línea	110	3	55114	40135
115	Disparo Falla a tierra	111	4	55115	40136
116	Disparo Sub Tensión	112	5	15128	15128
117	Disparo Sobre Tensión	113	6	15129	15129
118	Estado bloqueo interrogación relé	114	7	55128	40137
119	Alarma protección tierra bloqueada	115	8	55109	40140
120	Alarma falta CC celda 1	116	9	40105	40138
121	Alarma Falla rele de proteccion celda 1	117	10	40106	40139

Figura 4.13: Alarmas\_C1

#### 4.5.1.2. Entradas enteras al PLC desde hardware (Figura 4.8)

Tipo básico al cual pertenecen: INT\_PL\_C\_I

Los campos de este tipo se muestran en la Figura 4.7.

De los campos de este tipo básico, se utilizan por ser de interés:

- Valor.
- Válido.

Se muestra la variable perteneciente a este tipo como por ejemplo:

- Medidas.

CANAL	TIPO	TAMAÑO	ARREGLO		
	INT_PL_C_I_BD_I	50	Entradas_Int_HW		
Indice Canal	SEÑAL	Indice Arreglo	Nombre Constante	BD	Info
0	Medida de tensión 110 Vcc Generales	1	INDICE_MEDIDAS	30101	30001
1	Medida de tensión Barra A 60 KV	2		30102	30101
2	Indicacion TAP T1	3		30201	39101
3	Indicacion TAP T2	4		30202	39201
4	Medida de tensión Barra A 15 KV	5		50104	31538

Figura 4.14: Medidas

#### 4.5.1.3. Entradas booleanas al PLC desde SCADA(Figura 4.8)

Tipo básico al cual pertenecen: INT\_PL\_C\_I\_BD\_O

Los campos de este tipo se muestran en la Figura 4.6.

Se muestra la variables perteneciente a este tipo como por ejemplo:

- Comandos a Celdas 1, 2 y 5.

## 4.5 Mapeo de la Base de Datos

CANAL	TIPO	TAMAÑO	ARREGLO		
	BOOL_PLC_I_BD_O	50	Entradas_Bool_SCADA		
Indice Canal	SEÑAL	Indice Arreglo	Nombre Constante	BD	Info
11		12		0	0
12	Com habilitar/deshabilitar interrogacion rele	13	INDICE_COMANDOS_CELDA_1	0	0
13	Comando interruptor celda 1 cierre	14		54151	0
14	Activar/Desactivar renganche celda 1	15		0	0
15		16		0	0
16	Com habilitar/deshabilitar interrogacion rele	17	INDICE_COMANDOS_CELDA_2	0	0
17	Comando interruptor celda 2 cierre	18		54251	0
18	Activar/Desactivar renganche celda 2	19		0	0
19		20		0	0
20	Com habilitar/deshabilitar interrogacion rele	21	INDICE_COMANDOS_CELDA_5	0	0
21	Comando interruptor celda 5 cierre	22		54551	0
22	Activar/Desactivar renganche celda 5	23		0	0

Figura 4.15: Comandos Celdas 1,2,5

### 4.5.2. Señales de salida del PLC

En el automatismo, las señales de salida del PLC tienen dos destinos: salidas a hardware y salidas a la base de datos.

#### 4.5.2.1. Salidas booleanas hacia hardware.(Figura 4.8)

Tipo básico al cual pertenecen: BOOL\_PLC\_O\_BD\_O

Los campos de este tipo se muestran en la Figura 4.6.

Se muestra la variables perteneciente a este tipo como por ejemplo:

- Comandos a interruptores celdas 1, 2, 5.

CANAL	TIPO	TAMAÑO	ARREGLO		
	BOOL_PLC_O_BD_O	50	Salidas_Bool_HW		
Indice Canal	SEÑAL	Indice Arreglo	Nombre Constante	BD	Info
0		1	INDICE_COM_AUT_C1	0	0
1	Comando interruptor celda 1 cierre	2		55151	20132
2	Activar/Desactivar renganche celda 1	3		55152	20133
3	Comando habilitar disparo por sub Tension c1	4		25001	25130
4		5		0	0
5	Comando interruptor celda 2 cierre	6	INDICE_COM_AUT_C2	55251	20232
6	Activar/Desactivar renganche celda 2	7		55252	20233
7	Comando habilitar disparo por sub Tension c2	8		25002	25230
8		9		0	0
9	Comando interruptor celda 5 cierre	10	INDICE_COM_AUT_C5	55551	20532
10	Activar/Desactivar renganche celda 5	11		55552	20533
11	Comando habilitar disparo por sub Tension c5	12		25003	25630
12		13		0	0

Figura 4.16: Comando interruptor celdas 1, 2, 5

#### 4.5.2.2. Salidas booleanas del PLC hacia SCADA.(Figura 4.8)

Tipo básico al cual pertenecen: BOOL\_PLC\_O\_BD\_I

Los campos de este tipo se muestran en la Figura 4.7.

Se muestra la variables perteneciente a este tipo como por ejemplo:

- Falla Celda
- Bloqueo Falla

CANAL	TIPO	TAMAÑO	ARREGLO	
	BOOL_PLC_O_BD_I	50	Salidas_Boot_SCADA	
Indice Canal	SEÑAL	Indice Arreglo	Nombre Constante	BD
0	Falla maniobrar celda 1	1	Falla_Celda	35101
1	Falla maniobrar celda 2	2	1	35102
2	Falla maniobrar celda 5	3	2	35105
3	Falla maniobrar celda 6	4	3	35106
4	Falla maniobrar celda 7	5	4	35107
5	Falla maniobrar celda 8	6	5	35108
6		7		0
7		8		0
8	Automatismo bloqueado	9	Bloq_Falla	35110
9	Automatismo operando	10		35111
10	Automatismo No Operativo	11		35112
11		12		0

Figura 4.17: Falla Celda, Bloq\_Falla

#### 4.5.2.3. Salidas enteras del PLC hacia SCADA.(Figura 4.8)

Tipo básico al cual pertenecen: INT\_PLC\_O\_BD\_I

Los campos de este tipo se muestran en la Figura 4.7.

Se muestra la variables perteneciente a este tipo como por ejemplo:

- Falla Celda
- Bloqueo Falla

CANAL	TIPO	TAMAÑO	ARREGLO	
	BOOL_PLC_O_BD_I	50	Salidas_Boot_SCADA	
Indice Canal	SEÑAL	Indice Arreglo	Nombre Constante	BD
0	Falla maniobrar celda 1	1	Falla_Celda	35101
1	Falla maniobrar celda 2	2	1	35102
2	Falla maniobrar celda 5	3	2	35105
3	Falla maniobrar celda 6	4	3	35106
4	Falla maniobrar celda 7	5	4	35107
5	Falla maniobrar celda 8	6	5	35108
6		7		0
7		8		0
8	Automatismo bloqueado	9	Bloq_Falla	35110
9	Automatismo operando	10		35111
10	Automatismo No Operativo	11		35112
11		12		0

Figura 4.18: Salidas enteras desde PLC a SCADA

En la siguiente sección, se detallan los programas y funciones implementadas para el automatismo.

### 4.5.3. Constantes

#### 4.5.3.1. Constantes de entrada

A continuación se presenta una lista con las constantes que entran al automatismo, como ser tiempos de espera, tensiones mínimas, etc., definidas por el departamento de protecciones la mayoría de ellas. Los valores de tiempo se encuentran en milisegundos y los de tensión en Voltios.

SEÑAL	Valor
Tiempo cierre celda	100
Tiempo apertura celda	100
Recierres	1
Tiempo espera disparo celda	100
Tiempo_de_Proceso_de_Comando	1000
Tiempo_Sin_Tension	2000
Tiempo_Tension_Estable	2001
Ret_Reg_Oper_Mecanica	2002
Consigna_Tension_Alta	15800
Consigna_Tension_Baja	15300
Consigna_Tension_Cero	8000
Consigna_Tap_1_Trafo	1631
Consigna_Tap_2_Trafo	1631
Tiempo_Bloqueo_Scada	300000
Tiempo_Bloqueo_PieEquipo	299000
Voltaje_Zero	9

**Figura 4.19:** Constantes

#### 4.5.3.2. Palabras definidas

A continuación se presenta una lista con las constantes utilizadas en la programación:

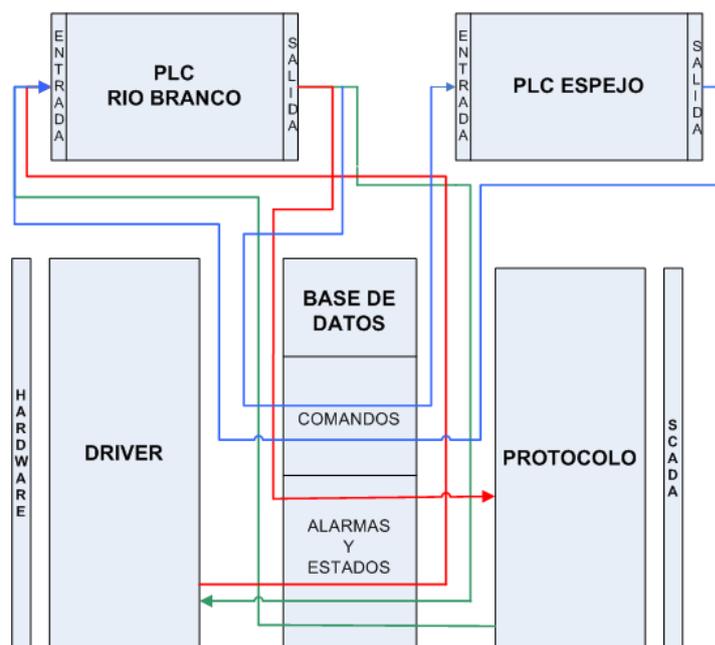
PALABRA	EQUIVALENTE	PALABRA	EQUIVALENTE
MAX_ARREGLO	300	INDICE_ALARMAS_C8	257
INDICE_COMANDOS_CELDAS	3	INDICE_ESTADOS_15_Trafo2_12	272
INDICE_CONSTANTES_ESCENARIOS	15	INDICE_ALARMA_15_Trafo2_12	287
ST_1_NO_OPERATIVO	1	INDICE_ESTADOS_15_Trafo1_15	302
ST_2_EN_ESPERA	2	INDICE_ALARMA_15_Trafo1_15	317
ST_3_AUTOMATISMO_CIERRA_CELDAS	3	ALARMA_TRAFO_T1	331
EN_ESPERA_1_CONDICION	1	ALARMA_TRAFO_T2	341
EN_ESPERA_2_HABILITO_DISPARO	2	RBC1	352
EN_ESPERA_3_DESHABILITO_DISPARO	3	RBC2	355
CIERRE_1_ESP_TENSION	1	INDICE_ES_3011	358
CIERRE_2_REPONGO	2	INDICE_BANCO	365
CIERRE_3_EVALUO	3	Indice_Medidas	1
prueba	31	INDICE_AUTOMATISMO	1
INDICE_ESTADOS_60_C1	1	INDICE_COMANDOS_60_CELDA_2	3
INDICE_ALARMA_60_C1	17	INDICE_COMANDOS_60_CELDA_3	6
INDICE_ESTADOS_60_Trafo2_C2	32	INDICE_COMANDOS_CELDA_1	9
INDICE_ALARMA_60_Trafo2_C2	47	INDICE_COMANDOS_CELDA_2	12
INDICE_ESTADOS_60_Trafo1_C3	62	INDICE_COMANDOS_CELDA_5	15
INDICE_ALARMA_60_Trafo1_C3	77	INDICE_COMANDOS_CELDA_6	18
INDICE_ESTADOS_C1	92	INDICE_COMANDOS_CELDA_7	21
INDICE_ALARMAS_C1	107	INDICE_COMANDOS_CELDA_8	24
INDICE_ESTADOS_C2	122	INDICE_COMANDOS_CELDA_12	27
INDICE_ALARMAS_C2	137	INDICE_COMANDOS_CELDA_15	28
INDICE_ESTADOS_C5	152	INDICE_COM_AUT_C1	1
INDICE_ALARMAS_C5	167	INDICE_COM_AUT_C2	5
INDICE_ESTADOS_C6	181	INDICE_COM_AUT_C5	9
INDICE_ALARMAS_C6	197	INDICE_COM_AUT_C6	13
INDICE_ESTADOS_C7	212	INDICE_COM_AUT_C7	17
INDICE_ALARMAS_C7	227	INDICE_COM_AUT_C8	21
INDICE_ESTADOS_C8	242	TIEMPO_LED	t#5s
INDICE_CTE	1	INDICE_CTE_C7	31
INDICE_CTE_C1	7	INDICE_CTE_C8	37
INDICE_CTE_C2	13	INDICE_CONSTANTES_Es_3011	42
INDICE_CTE_C5	19	INDICE_CONSTANTES_BARRA	46
INDICE_CTE_C6	25	INDICE_CUENTAS_TAP	58

Figura 4.20: Palabras Definidas

## 4.6. Espejo

Como el administrador de remota no permite leer el estado de un elemento al que se le está haciendo un comando, es necesario tener un programa que lea los estados desde hardware (comandos) en la base de datos, y los reescriba en otro lugar de la base de datos. Es decir, la única función que realiza el PLC espejo, es redireccionar datos desde hardware que se encuentran en un lugar de la base de datos determinada, y escribirlos en otro punto de la base de datos, de donde el programa del automatismo Río Branco o el administrador de la remota los pueda leer.

Por lo tanto a la Figura 4.5 se la modifica, agregándole un PLC espejo de la siguiente forma:

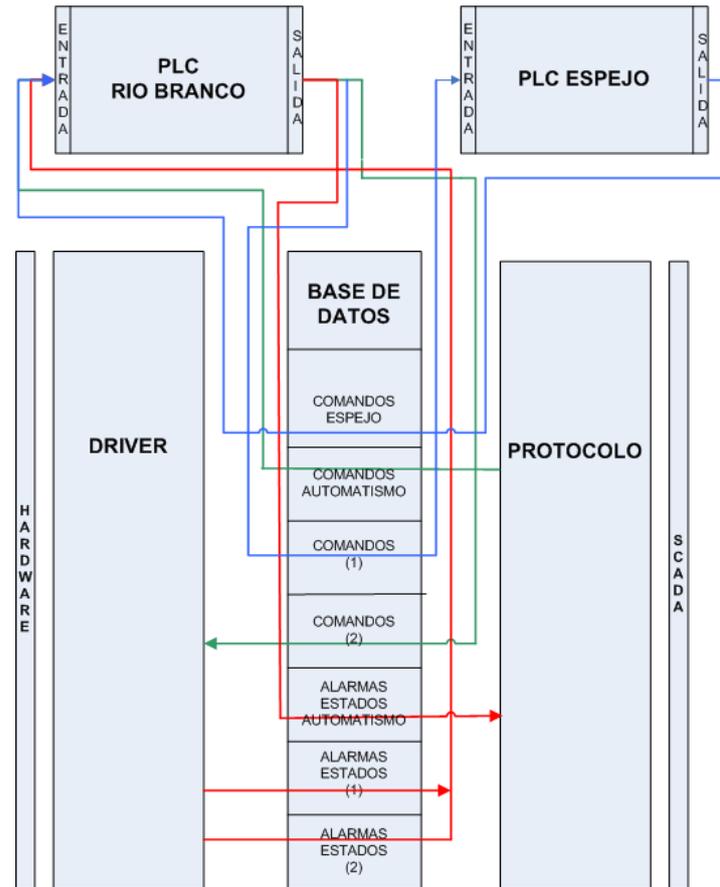


**Figura 4.21:** Flujos de información con el PLC Espejo

Si distinguimos la base de datos con cada tipo de estados, alarmas y comandos incluidos en el automatismo, el diagrama queda de la siguiente forma:

Donde:

- Alarmas, estados y valores del automatismo. Son alarmas, estados y valores que escribe el automatismo en la base de datos, como ser:
  - Automatismo bloqueado
  - Automatismo No operativo
  - Estado de las máquinas del automatismo
  - Contadores de actuaciones del automatismo



**Figura 4.22:** Flujos de información con el PLC Espejo

- Alarmas y estados (1): Estados, alarmas y medidas que ya se encuentran ingresados en la remota para el telecontrol de la estación. (Estado de interruptores y seccionadores, alarmas de protecciones, etc.)
- Alarmas y estados (2): Estados y alarmas que escribe el PLC Río Branco en un lugar disponible de la base de datos , para indicar:
  - Estado de disparo por subtensión habilitado.
  - Alarma de disparo por subtensión.
- Comando espejo: Comandos que escribe el PLC Espejo en un lugar disponible de la base de datos, para que sean leídos por el PLC Río Branco.
- Comandos (1): Comandos que ya se encuentran ingresados en la base de datos para telecontrol de la estación (Abrir o cerrar interruptores, posición local/telecontrol de la estación, etc.). Estos comandos son leídos por el PLC Espejo, los cuales los redirecciona a un lugar nuevo de la base de datos (Comando espejo) para que sean leídos por el PLC Río Branco.

- Comandos (2): Comandos que escribe el PLC Río Branco, en un lugar disponible de la base de datos para realizar la habilitación o deshabilitación del disparo por subtensión.

Es necesario generar una tabla de entradas y salidas para mapear los puntos en la base de datos como se vio en la Subsección 4.5.1 y la Subsección 4.5.2. Las entradas al Espejo son los comandos desde CMD (PLC\_I\_BD\_O), y las salidas desde el PLC Espejo, son entradas a la base de datos (PLC\_O\_BD\_I) que a su vez, son entradas al PLC Río Branco (PLC\_I\_BD\_O), por lo tanto las señales PLC\_I\_BD\_O del PLC Río Branco se van a corresponder con las PLC\_O\_BD\_I del PLC Espejo.

Este PLC será implementado junto con el PLC Río Branco, en la remota de la estación. Como el documento incluye sólo la parte de simulaciones a nivel software, la funcionalidad de Espejo está implementada en los simuladores Disparo Espejo y Espejo Simulador, incluidos en el capítulo 5 (Sección 5.2).

## 4.7. Programación Automatismo Río Branco

Los siguientes programas son ejecutados por el módulo PLC de la RTU, en el funcionamiento del automatismo:

- Actualizar\_Entradas
- Condiciones\_Bloqueado
- Máquina\_de\_Estados
- Manejar\_LEDS
- Actualizar\_Salidas
- Generador\_Logger

Los programas, invocan en su ejecución otros programas específicos, denominados funciones específicas, las que se detallan a continuación:

- Maniobrar
- Leer\_RBC
- Leer\_Entradas\_Celda
- Leer\_Medidas\_Tiempo
- Cálculo\_valor\_Rbc
- CeldaBloqueado
- RbcBloqueado
- Leer\_Entradas\_Estación
- Leer\_Entradas\_Automatismo

- ConDeDisp
- Trans\_En\_Espera\_1
- Trans\_En\_Espera\_2
- Trans\_En\_Espera\_3
- Cerrable

El código completo de los programas y funciones específicas que hacen posible el funcionamiento del automatismo, se encuentran en el Anexo 1.

En las siguientes subsecciones se describen en forma resumida las características de los programas y funciones específicas.

### 4.7.1. Programas

#### 4.7.1.1. Actualizar\_Entradas

**Descripción general:** Programa encargado de actualizar entradas desde Scada y desde hardware.

El programa utiliza el function block “ Leer Celdas”, para leer de la base de datos los estados y las alarmas enviados hacia la RTU, por el hardware de las celdas de la estación, y desde el Scada las señales de comandos.

Actualiza estados, alarmas y comandos de las celdas. Invoca “Leer RBC”, para actualizar estados, alarmas y valor de los RBC.

Ejecuta “Leer Medidas Tiempos”, para actualizar la medidas de distintos tiempos, de valores y consignas de tensión en las barras de 60 KV y 15 KV.

Carga valores que relacionan los puntos del RBC, con las cuentas que llegan del conversor, empleando “Calculo Valor RBC”.

Actualiza valor de los TAPS de los reguladores de tensión, de distintas medidas y de variables. Actualiza el estado de la estación empleando la función “Leer Entradas Estación”.

Actualiza el bloqueo desde Scada. Si llega dicho comando, resetea los contadores.

A continuación se describen las entradas, salidas del programa y el diagrama de flujo del mismo.

#### **Entradas :**

- Estados de celdas, RBC y estación.
- Alarmas de celdas, RBC y estación.
- Comandos de celdas.
- Medidas en barras.

**Salidas :**

- Estados actualizados de celdas, RBC y estación.
- Alarmas actualizadas de celdas y RBC.
- Comandos actualizados de celdas y estación.
- Valor de los TAPS de los reguladores de tensión
- Medidas actualizadas
- Actualización de variables internas al automatismo.

**Funciones utilizadas:**

- Leer\_ Entradas\_ Celdas
- Leer RBC
- Leer\_ Medidas\_ Tiempo
- Cálculo\_ Valor\_ RBC
- Leer\_ Entradas\_ Estación
- Leer\_ Entradas\_ Automatismo

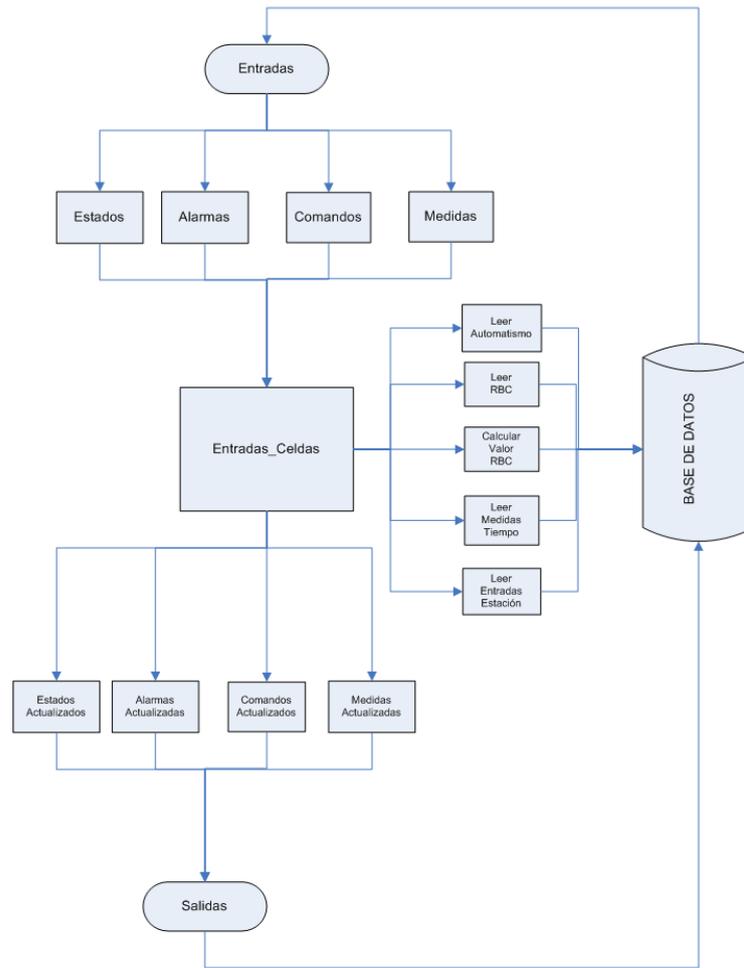


Figura 4.23: Entradas\_Celdas

### Diagrama de flujo:

#### 4.7.1.2. Condiciones\_ Bloqueado

**Descripción General:** Programa que hace el relevamiento de las celdas, los RBC y la estación, evaluando si existen condiciones de bloqueo (Subsubsección 3.4.3.1). Cuando existe alguna condición de bloqueo en alguna de las celdas o los RBC, se asigna el valor TRUE a los campos de las variables “Celda\_Bloqueada” o “RBC\_Bloqueado” respectivamente y junto con las condiciones de bloqueo de la estación, se evalúa si el automatismo debe bloquearse, asignando el valor TRUE a la variable Aut\_Bloqueado.

A continuación se describen las entradas, salidas y diagrama de flujo del programa.

### Entradas:

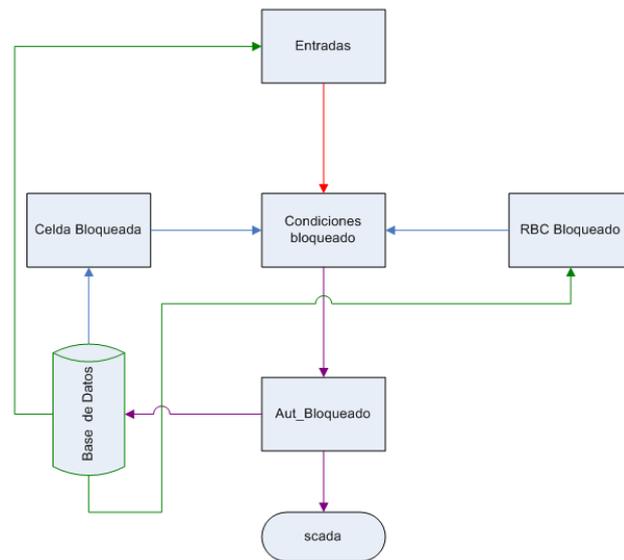
- Bloq\_Celda.valor
- Oper\_RBC\_Bloqueado.
- Barra\_RíoBranco.Num\_de\_Trafos\_A\_Barra.

**Salidas:**

- Aut\_bloqueado

**Funciones utilizadas:**

- Celda Bloqueada
- RBC Bloqueado



**Figura 4.24:** Condiciones\_Bloqueado

**Diagrama de flujo:**

**4.7.1.3. Máquina\_de\_Estados**

**Descripción General:** Programa que implementa la máquina de estados del automatismo (ver Sección 3.5), indicando con un número el estado en que se encuentra el mismo.

Esta formado por las siguientes máquinas:

- Máquina principal.

Integrada por los estados:

1. ST\_1 No operativo.
2. ST\_2 En espera.
3. ST\_3 Automatismo cierra celdas.

- Máquina en espera.

1. En\_espera\_1\_condición.
2. En\_espera\_2\_Habilito\_Disparo.
3. En\_espera\_3\_Deshabilito\_Disparo.

Si la máquina principal no se encuentra en el estado en espera se le asigna un 0 al mismo.

- Máquina cierre.

1. Cierre\_1\_Esp\_Tensión.
2. Cierre\_2\_Repongo.
3. Cierre\_3\_Evalúo.

Si la máquina principal no se encuentra en el estado en espera se le asigna un 0 al mismo.

**Entradas:**

- Automatismo\_RioBranco\_No\_Operativo
- Automatismo\_RioBranco\_Bloqueado

**Salidas:**

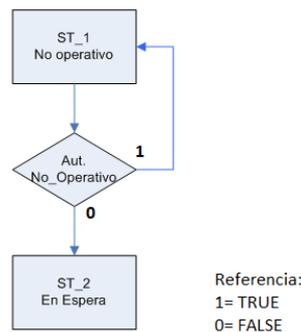
- Contador\_Actuaciones\_Total
- Contador\_Actuaciones\_OK

**Funciones utilizadas:**

- ConDeDisp
- Trans\_En\_Espera\_1
- Trans\_En\_Espera\_2
- Trans\_En\_Espera\_3

**Diagramas de flujo:** A continuación se presentan los diagramas de flujo de los diferentes estados de la máquina.

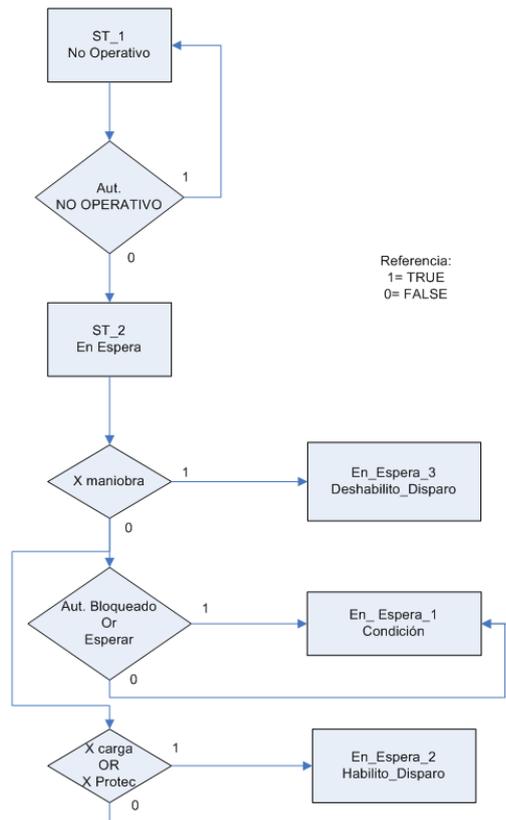
**ST\_1 No Operativo (Ver Subsección 3.5.1):** Se evalúa la variable Aut\_No\_Operativo, y se pasa a los estados ST\_1 o ST\_2, según corresponda:



**Figura 4.25:** ST\_1 No Operativo

**ST\_2 En Espera (Ver Subsección 3.5.2):** Se evalúa si ocurrió alguna de las siguientes condiciones:

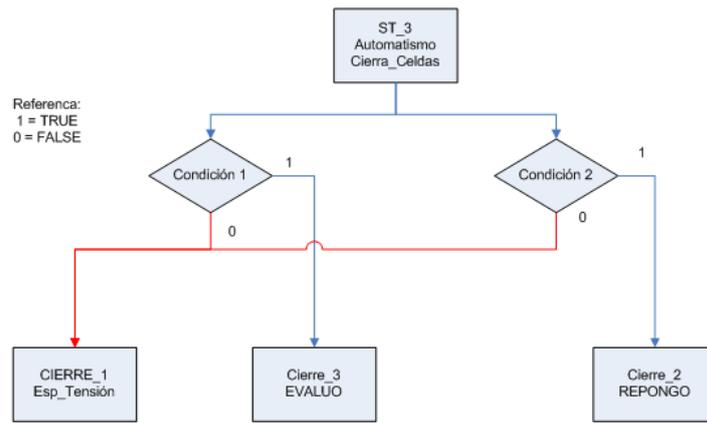
- Automatismo no operativo (Aut\_NO OPERATIVO)
- Automatismo bloqueado (Automatismo Bloqueado)
- Habilitación o no de disparo por subtensión ( $X\_Carga = TRUE$  o  $X\_Protec = TRUE$ )
- Espera para determinar si al ocurrir un comando, el mismo fue debido a la actuación de las protecciones, de CMD o desde pie de equipo. (Esperar = TRUE mientras se está en este tiempo de espera)
- Comandos desde CMD o pie de equipo ( $X\_Maniobra = TRUE$  si ocurrió un comando de CMD o Pie de equipo)



**Figura 4.26:** ST\_2 En Espera

**ST\_3 Automatismo Cierra Celdas (Ver Subsección 3.5.3)** Se evalúan las siguientes condiciones:

1. Condición 1= ((Tiempo sin servicio) OR (Tiempo de operación mecánica de los reguladores)) AND (( Tensión en 15 KV de Barra Río Branco > Consigna de tensión alta) OR ((Tensión en 15 KV de Barra Río Branco < Consigna de Tensión baja)).
2. Condición 2= (( Tensión en 15 KV de Barra Río Branco <= Consigna de tensión alta) AND ((Tensión en 15 KV de Barra Río Branco >= Consigna de Tensión baja)).



**Figura 4.27:** ST\_3 Automatismo\_Cierra\_Celdas

**En Espera 1\_Condición (Ver Subsubsección 3.5.2.1):** Se evalúa si está presente o no la condición de disparo por subtensión.

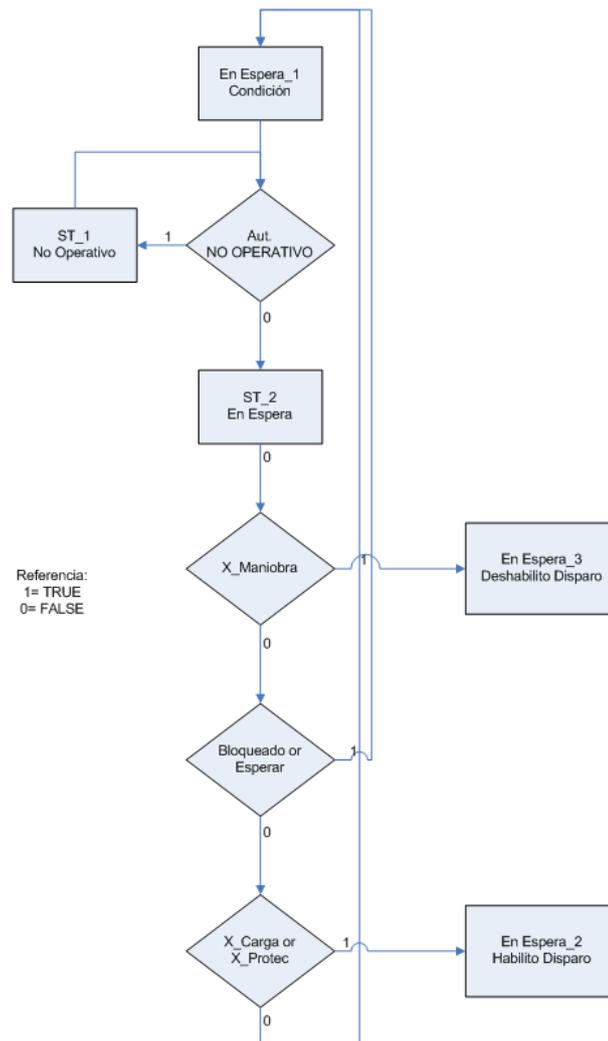


Figura 4.28: En Espera\_1\_Condición

**En Espera 2\_Habilito Disparo (Ver Subsección 3.5.2.2):** Se evalúa si ocurre o no el disparo por subtensión, además de que esté presente la condición de disparo:

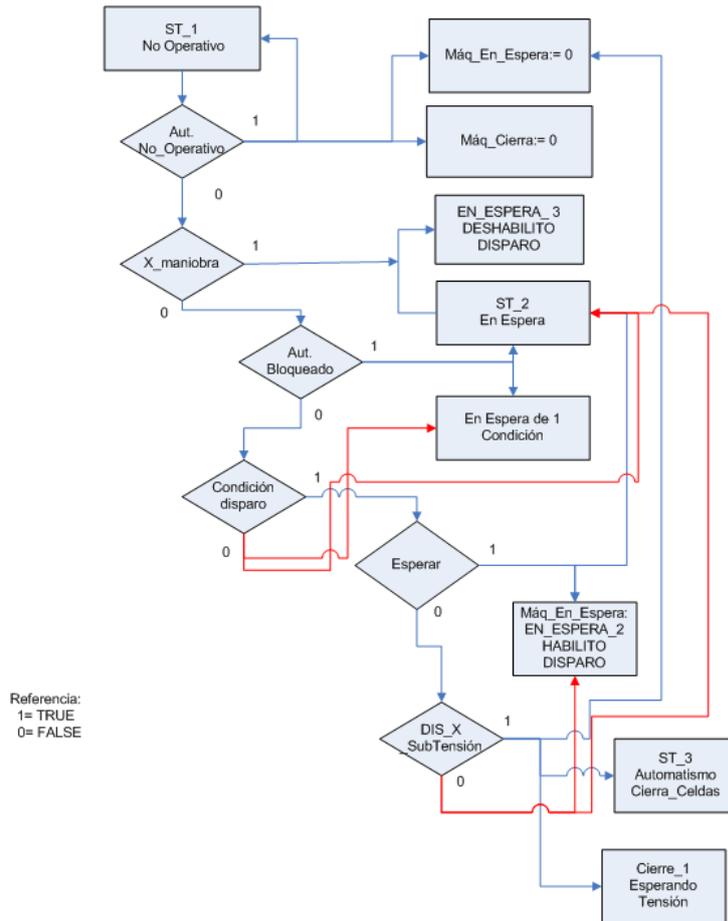


Figura 4.29: En\_Espera\_2\_Habilito\_Disparo

**En Espera 3\_Deshabilito Disparo (Ver Subsubsección 3.5.2.3):** Se evalúa si ocurrió o no un comando de pie de equipo.

X\_Man\_Relej: Tiempo de espera luego que ocurre un comando de CMD o pie de equipo.

Timer\_Desh\_X\_Com.Q: Reloj que comienza a funcionar luego de ocurrir el disparo por subtensión, y deja de funcionar por los siguientes motivos:

- Se repuso el servicio en las salidas
- Ocurre una condición de bloqueo
- Comando a un interruptor desde CMD

Sin comando: Variable booleana que indica si ocurrió un comando de pie de equipo o de CMD

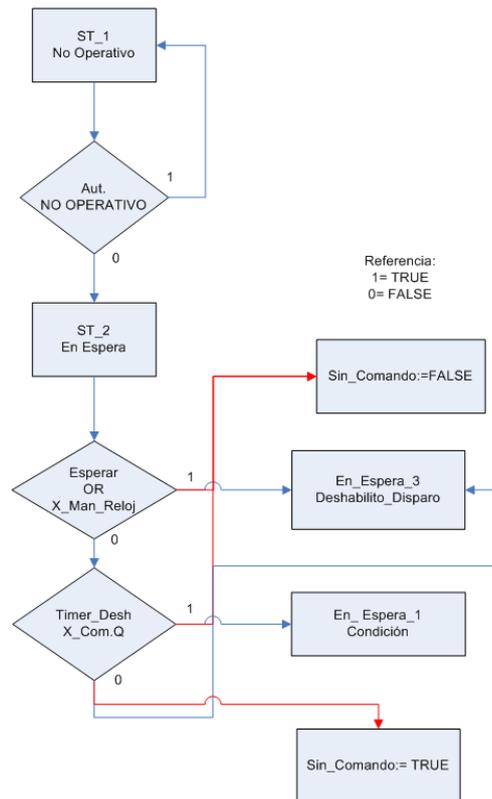


Figura 4.30: En\_Espera\_3\_Deshabilito\_Disparo

**Cierre 1\_Espero Tensión (Ver Subsección 3.5.3.1):** Evalúa si vuelve la tensión o no para proceder al cierre de las salidas en 15kV.

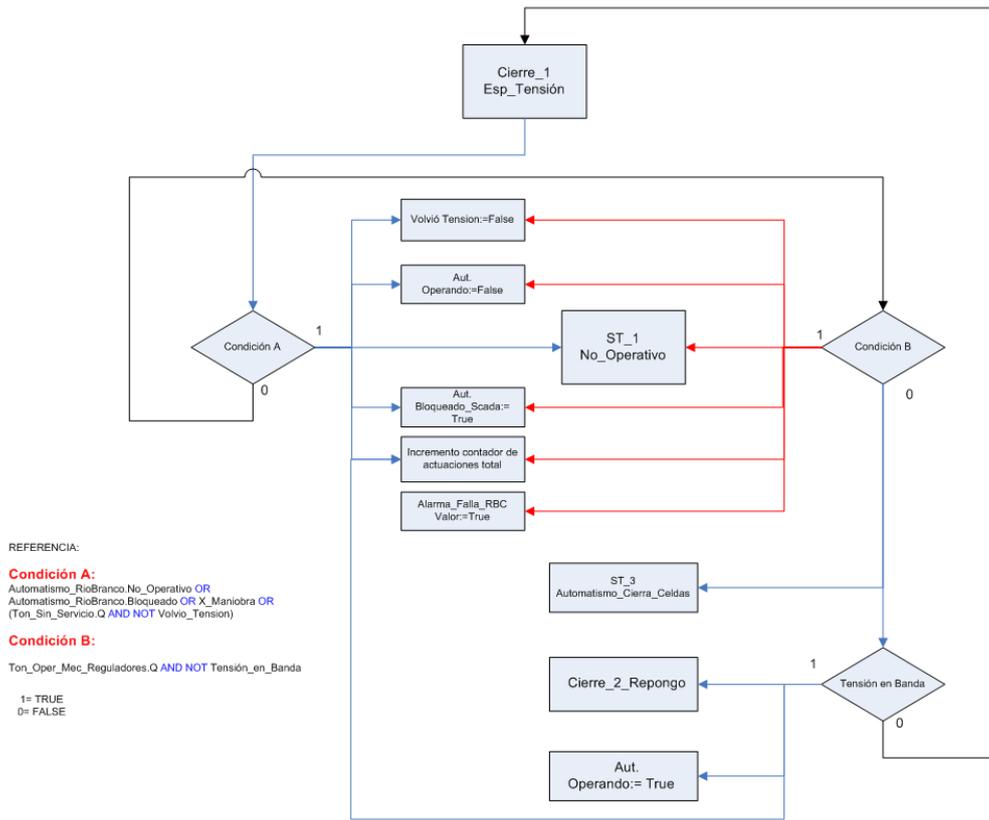


Figura 4.31: Cierre\_1\_Espere Tensión

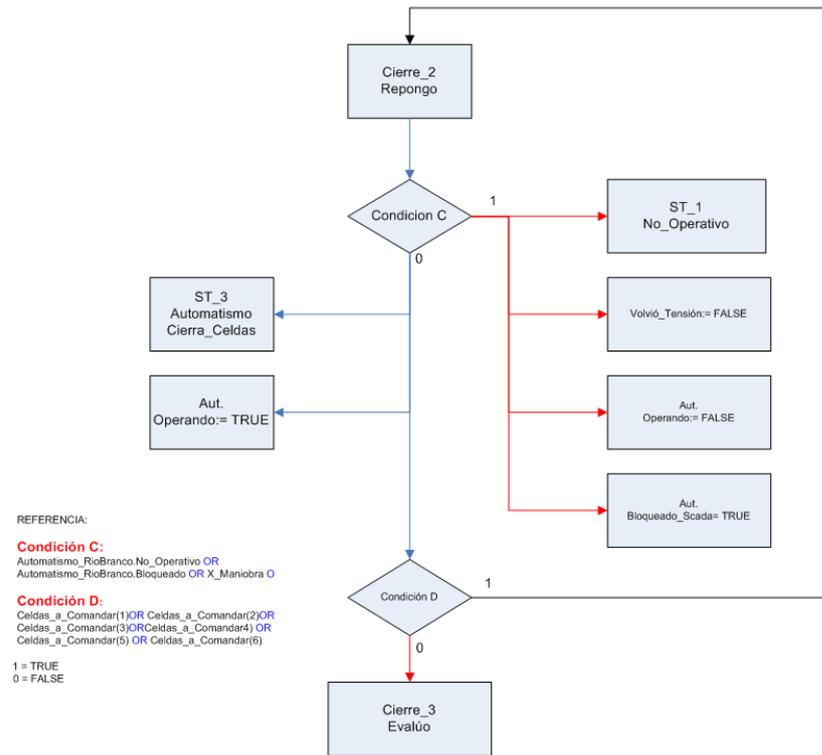


Figura 4.32: Cierre\_2\_Repongo

**Cierre 2\_Repongo (Ver Subsubsección 3.5.3.2):**

**Cierre 3\_Evaluó (Ver Subsubsección 3.5.3.3):** Evalúa la actuación del automatismo.

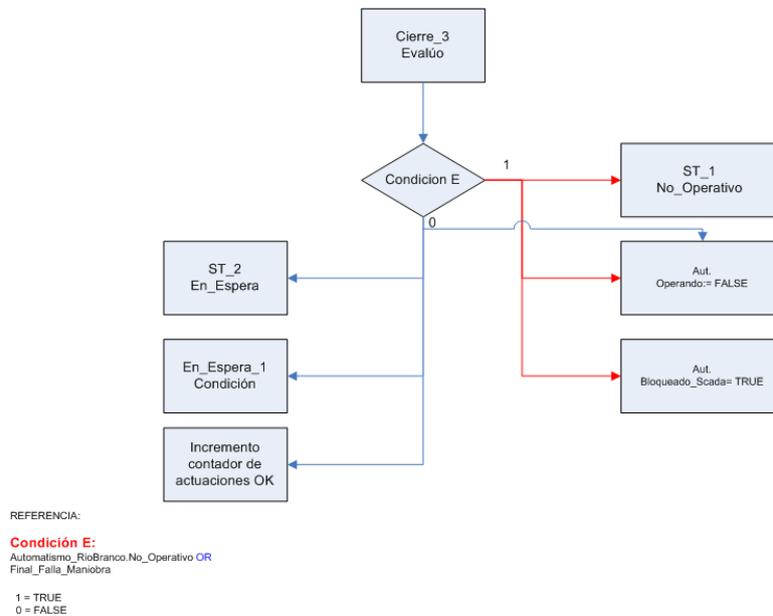


Figura 4.33: Cierre\_3\_Evalúo

#### 4.7.1.4. Manejar\_LEDs

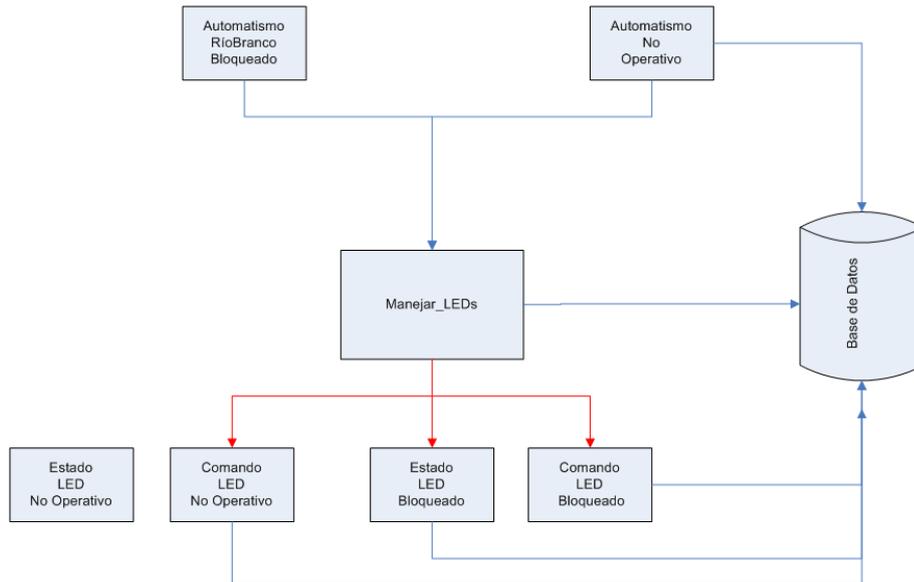
**Descripción General:** Se encarga de encender y apagar los leds de señalización en la puerta del ACE (Ver Figura 2.2). Evalúa si el automatismo se encuentra bloqueado o no operativo, y actualiza las variables de leds correspondientes.

##### Entradas:

- Automatismo\_RíoBranco.Bloqueado
- Automatismo.No\_Operativo

##### Salidas:

- Comando\_LED\_No\_Operativo
- Estado\_LED\_No\_Operativo
- Comando\_LED\_Bloqueado
- Estado\_LED\_Bloqueado



**Figura 4.34:** Manejar\_LEDs

### Diagrama de flujo:

#### 4.7.1.5. Control\_Comandos

**Descripción General:** Evalúa cada una de las máquinas principales y realiza la habilitación de comandos mediante el function block “Maniobrar”, para cada una de las celdas que considere necesario. Según el estado en que se encuentre la máquina principal define qué comandos se deber realizar o no.

- Se evalúa si es necesario habilitar o no el disparo por subtensión, e invoca al function block “Maniobrar” para habilitar o deshabilitar dicho disparo.
- Si ocurre una falla de comando o un final exitoso de comando, invoca al function block “Maniobrar” para deshabilitar el comando de apertura o cierre realizado a la celda que corresponda.

#### Entradas :

- Estados de celdas y estación.
- Alarmas de celdas y estación.
- Comandos de celdas y estación

#### Salidas :

- Estados actualizados de celdas y estación.

- Alarmas actualizadas de celdas, RBC y estación.
- Comandos actualizados de celdas y estación.
- Valores enteros de estación.

### 4.7.1.6. Actualizar\_Salidas

**Descripción General:** Programa encargado de actualizar salidas al SCADA y comandos hacia hardware. Según las condiciones que se generen en el automatismo, actualiza las salidas correspondientes, como ser:

- Para cada celda, actualiza el valor de Habilitar\_Disparo y Deshabilitar\_Disparo.
- Para cada celda, actualiza el valor de Cerrar\_Interruptor o Abrir\_Interruptor.
- Actualiza el valor de los LEDES encargados de señalar el estado del automatismo (No Operativo o Bloqueado).
- Envía señales booleanas a SCADA (alarmas y estados de celdas, reguladores y estación).
- Envía señales del tipo entero a SCADA (contadores de actuaciones y estados de la máquina principal, máquina En Espera y máquina Cierre).

#### Entradas :

- Estados, alarmas y comandos de celda.
- Comandos de estación.

#### Salidas :

- Estados alarmas y comandos de celda
- Falla de maniobras
- Finalización de comandos en forma adecuada.

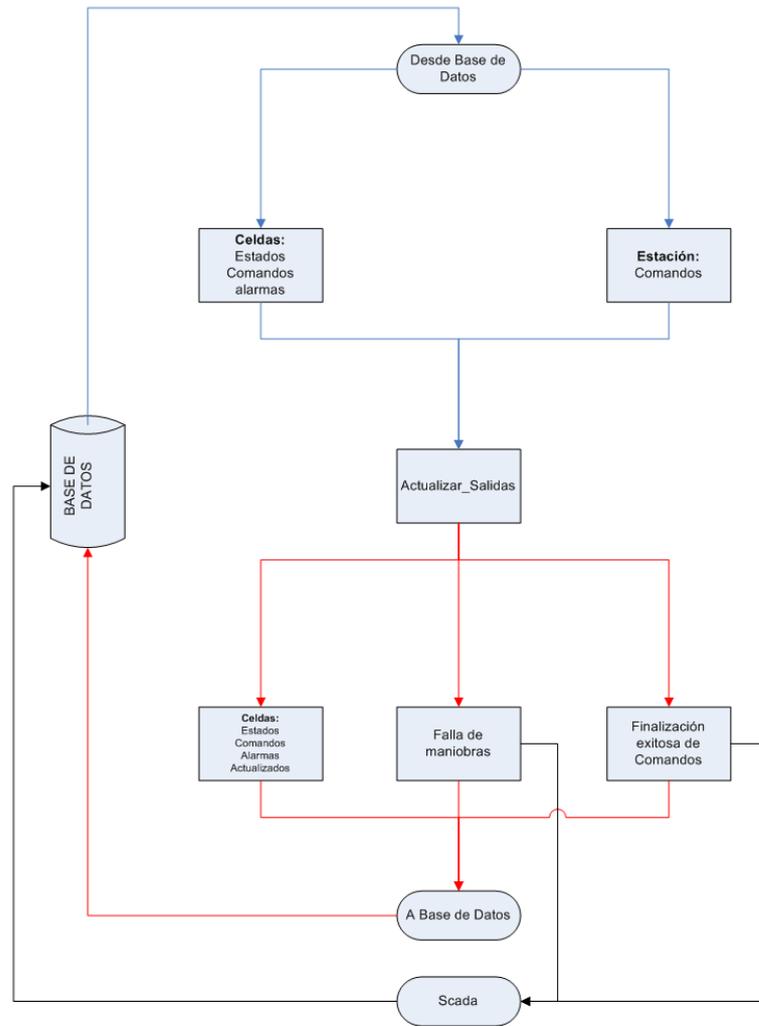


Figura 4.35: Actualizar\_Salidas

**Diagrama de flujo**

**4.7.1.7. Generador\_Logger**

**Descripción General:** Programa encargado de generar y guardar comentarios cuando se realiza algún cambio. Genera un .txt con todos los cambios que se presentan al correr el automatismo.

**Funciones utilizadas:**

## 4.7.2. Funciones Específicas(Function Blocks)

### 4.7.2.1. Maniobrar

**Descripción General** Función invocada para la realización de comando de cierre o apertura de un interruptor, o de habilitación del disparo por subtensión.

#### Entradas:

- Estados, alarmas y comandos de celda.
- Habilitar: TRUE cuando se requiere la realización de un comando.
- Cerrar: TRUE cuando se quiere cerrar un interruptor o habilitar el disparo por subtensión.
- Tipo: Variable para diferenciar si un comando sobre el interruptor (TRUE) o una habilitación el disparo por subtensión (FALSE).

#### Salidas:

- Estados, alarmas y comandos de celda.
- Final OK: Confirmación de comando realizado.
- Falla comando: Expiró el tiempo de espera para la realización del comando.

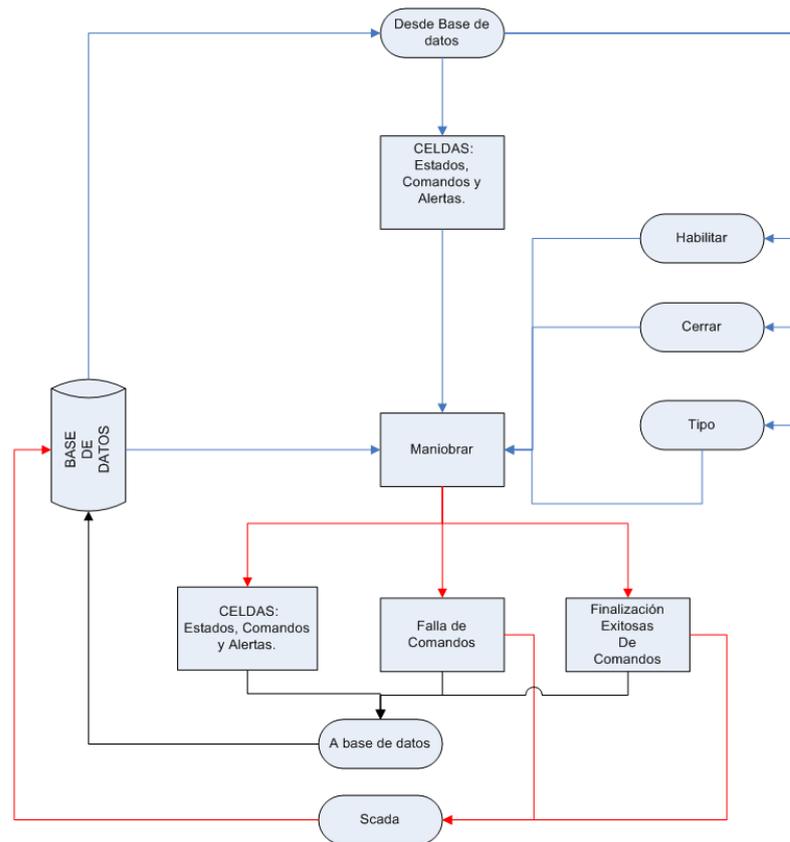


Figura 4.36: Maniobrar

### Diagrama de flujo:

#### 4.7.2.2. Leer\_RBC

**Descripción General:** Asigna los campos de las estructuras de tipo RBC desde las variables de entrada.

#### Entradas:

- Índice de la base de datos de donde se encuentran las alarmas de los RBC.

#### Salidas:

- Alarmas y estados de los RBC.

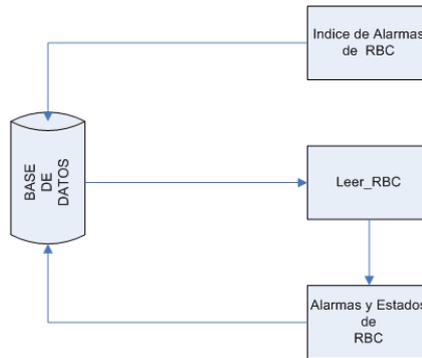


Figura 4.37: Leer\_RBC

### Diagrama de flujo

#### 4.7.2.3. Leer\_ Entradas\_Celdas

**Descripción General:** Asigna los campos de las estructuras de tipo celda desde las variables de entrada.

#### Entradas:

- Índices en la base de datos de donde se encuentran los estados, alarmas, tiempos y comandos de las celdas de la estación.

#### Salidas:

- Alarmas, estados y comandos de celdas.

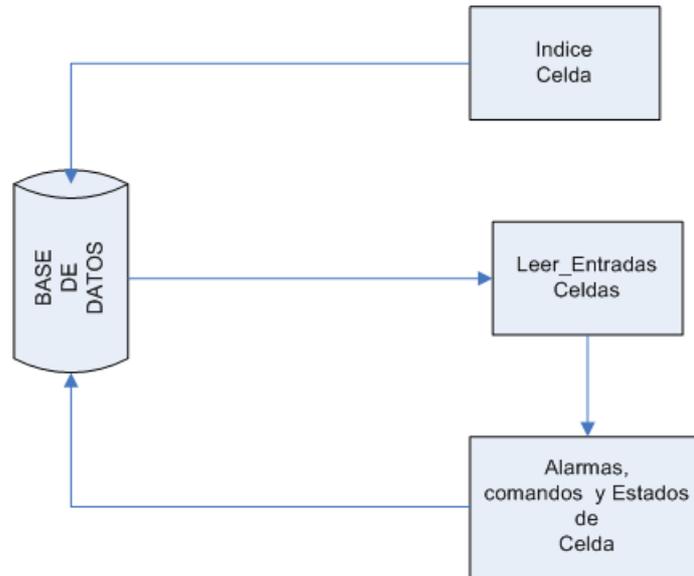


Figura 4.38: Leer\_Entradas\_Celdas

#### Diagrama de flujo:

#### 4.7.2.4. Leer\_Medidas\_Tiempos

**Descripción General:** Asigna los valores a las estructuras del tipo barra, leyéndolos desde las variables de entrada.

#### Entradas:

- Índices en la base de datos de donde se encuentran las medidas y constantes de las barras de la estación.

#### Salidas:

- Medidas de tensión en barras, corrientes de celdas y de trafos y potencia activa y reactiva consumida.
- Valor y cuentas de los TAPS.
- Constantes de tiempos y consignas de tensión.

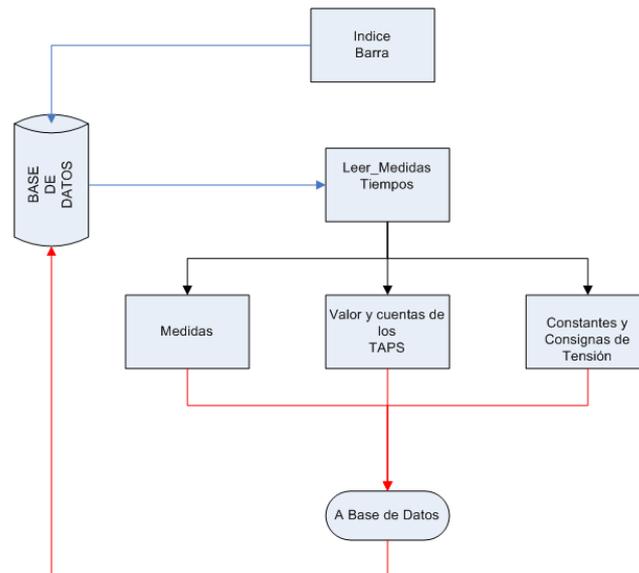


Figura 4.39: Leer\_Medidas\_Tiempos

### Diagrama de flujo

#### 4.7.2.5. Calculo\_valor\_RBC

**Descripción General:** Función que calcula el valor del TAP de los RBC.

#### Entradas:

- Indicación del valor del TAP

#### Salidas

- Indicación del valor del TAP

#### 4.7.2.6. Celda\_Bloqueada

**Descripción General:** Evalúa las condiciones de bloqueo de celda, y asigna el valor TRUE a la variable Bloq\_Celda.valor, si están presentes al menos una de ellas.

#### Entradas:

- Estados, alarmas, comandos y medidas de celda.

**Salidas:**

- Bloq\_Celda.valor : TRUE si la celda presenta alguna condición de bloqueo del automatismo.

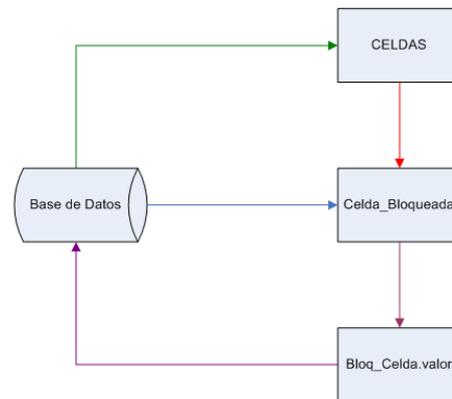


Figura 4.40: Diagrama de flujo:Celda\_Bloqueada

**4.7.2.7. RBC\_Bloqueado**

**Descripción General:** Evalúa las condiciones de bloqueo de RBC, y asigna el valor TRUE a la variable Oper\_RBC\_Bloqueado, si están presentes al menos una de ellas..

**Entradas:**

- Alarmas de los RBC.
- Indicación del punto de los RBC.

**Salidas:**

- Oper\_RBC.Bloqueado

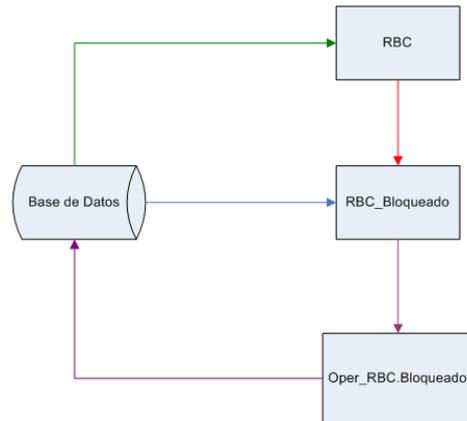


Figura 4.41: RBC\_Bloqueado

**Diagrama de flujo:**

**4.7.2.8. Leer\_Entradas\_Estación**

**Descripción General:** Asigna los valores a las estructuras del tipo estación, leyéndolos desde las variables de entrada.

**Entradas:**

- Índices en la base de datos de donde se encuentran los estados y alarmas de la estación.

**Salidas:**

- Alarmas y estados de estación.
- Valores de los indicadores de los LEDS de señalización.
- Tiempos de proceso de comandos.
- Indicación de bloqueo de automatismo por banco de condensadores.

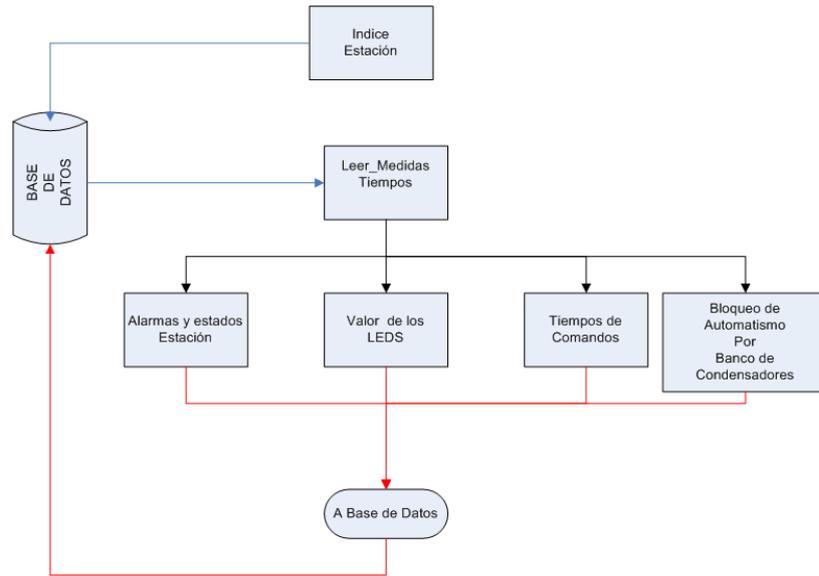


Figura 4.42: Leer\_Entradas\_Estación

#### Diagrama de flujo:

#### 4.7.2.9. Leer\_Entradas\_Automatismo

**Descripción General:** Lee las entradas correspondientes al automatismo y las guarda en la estructura de tipo automatismo.

#### Entradas:

- Índices en la base de datos de donde se encuentran las variables del automatismo en sí.

#### 4.7.2.10. Con\_De\_Disip

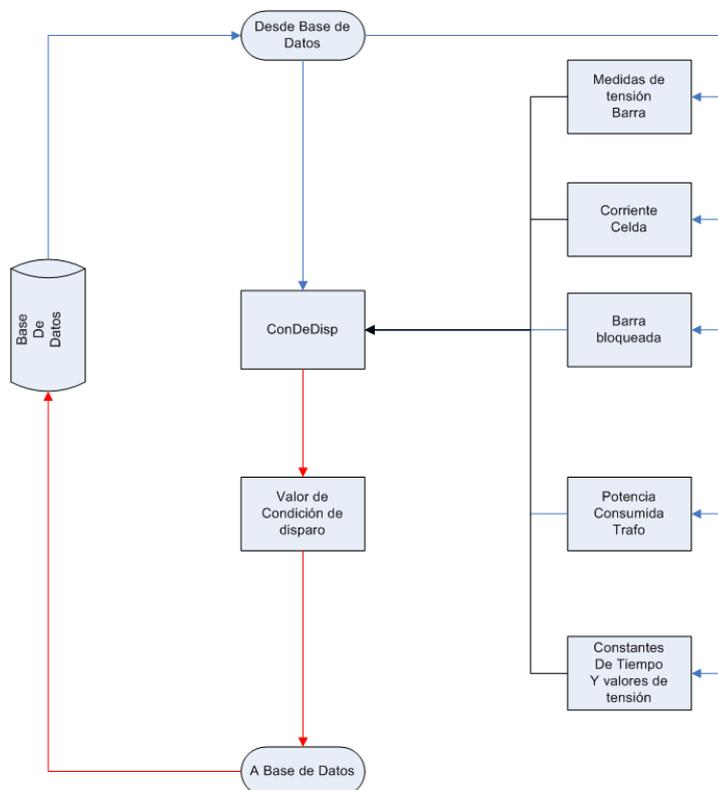
**Descripción General:** Evalúa si se habilita o no el disparo por subtensión. (Ver Subsubsección 3.4.1.1).

#### Entradas:

- Medidas de tensión en barras de 15kV y 60kV.
- Medidas de corriente de celdas.
- Barra bloqueada (sin alimentación).
- Potencias consumidas por los transformadores.
- Constantes de tiempos y valores de tensión.

**Salidas:**

- Valor: TRUE si están presentes las condiciones de habilitación de disparo.



**Figura 4.43:** Con\_De\_Disp

**Diagrama de flujo:**

**4.7.2.11. Trans\_En\_Espera\_1**

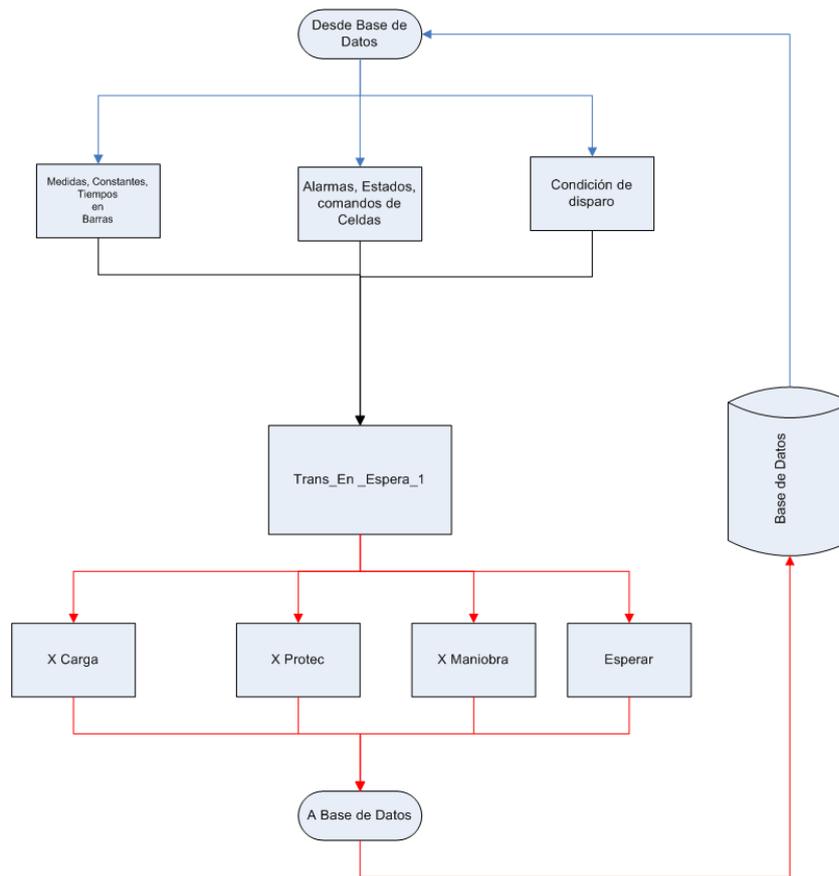
**Descripción General:** Evalúa condiciones para salir del estado En\_Espera\_1.

**Entradas:**

- Medidas, constantes y tiempos en barras de 15kV y 60kV.
- Alarmas, estados, comandos y medidas de celdas.
- Condición de disparo. (Salida del function block ConDeDisp)

**Salidas:**

- X\_Carga
- X\_Maniobra
- X\_Protec
- Esperar



**Figura 4.44:** Trans\_En\_Espera\_1

**Diagrama de flujo:**

**4.7.2.12. Trans\_En\_Espera\_2**

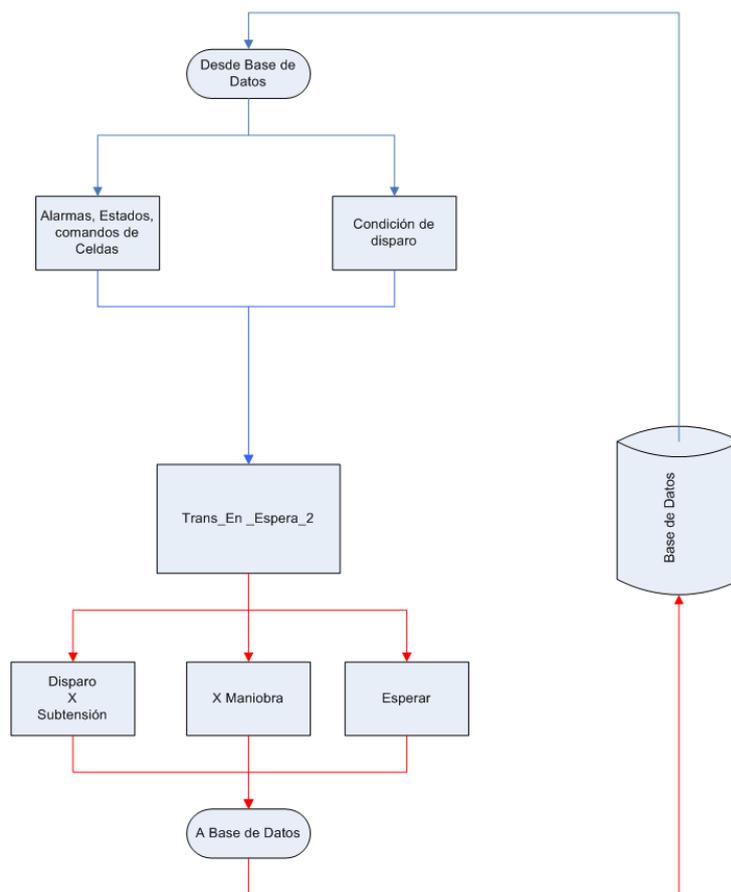
**Descripción General:** Evalúa condiciones para salir del estado En\_Espera\_2.

**Entradas:**

- Alarmas, estados, comandos y medidas de celdas.
- Condición de disparo. (Salida del function block ConDeDisp)

**Salidas:**

- Disparo\_X\_Subtensión
- X\_Maniobra
- Esperar



**Figura 4.45:** Trans\_En\_Espera\_2

**Diagrama de flujo:**

**4.7.2.13. Trans\_En\_Espera\_3**

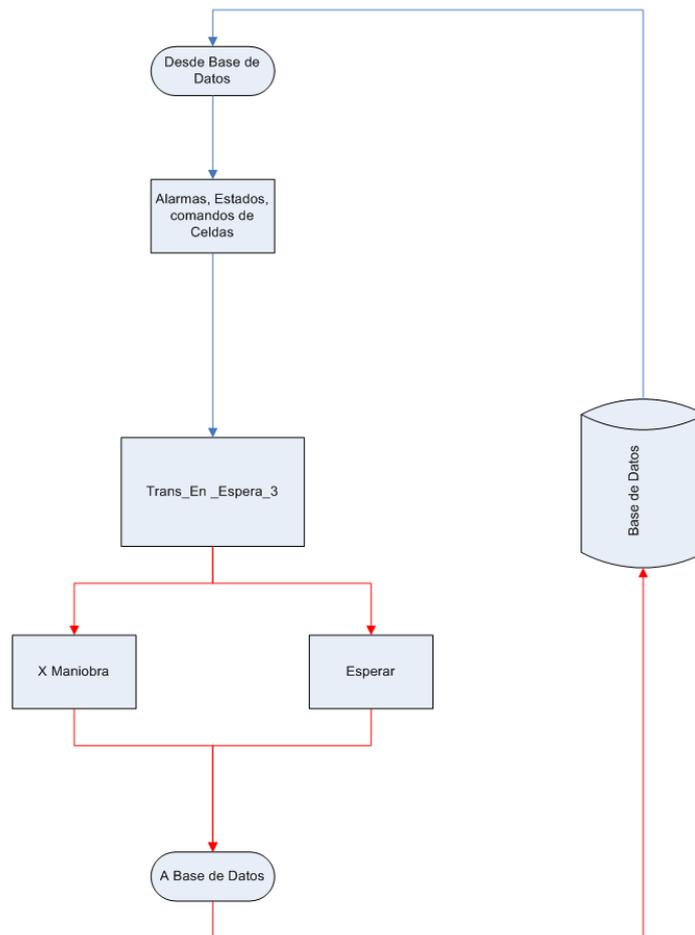
**Descripción General:** Evalúa condiciones para salir del estado En\_Espera\_3.

**Entradas:**

- Alarmas, estados, comandos y medidas de celdas.

**Salidas:**

- X\_Maniobra
- Esperar



**Figura 4.46:** Trans\_En\_Espera\_3

**Diagrama de flujos:**

**4.7.2.14. Cerrable**

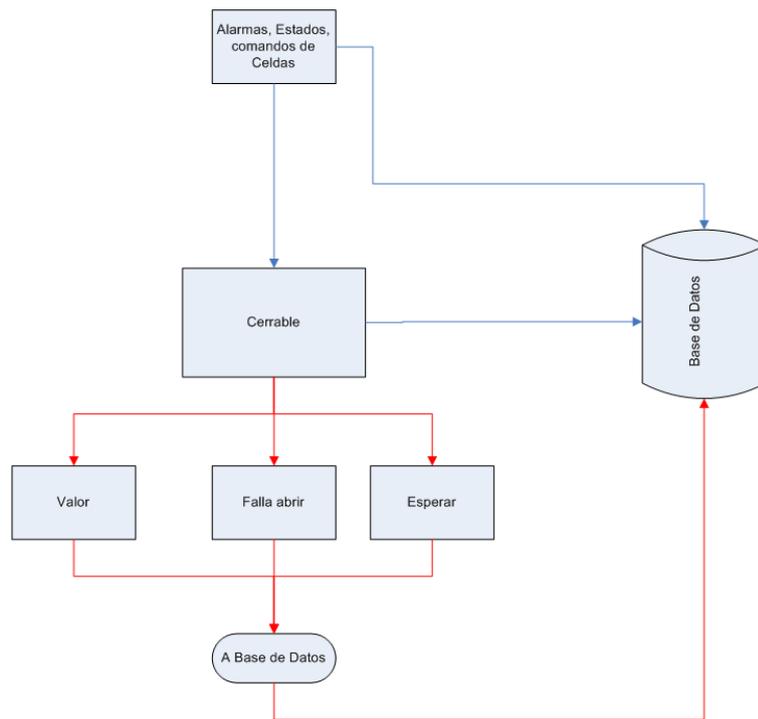
**Descripción General:** Evalúa si la celda es maniobrable o no. (Ver Subsección 3.4.4).

**Entradas:**

- Alarmas, estados, comandos y medidas de celdas.

**Salidas:**

- Valor : TRUE si la celda es maniobrable.
- Falla abrir: TRUE si expiró tiempo de comando en la celda.
- Esperar



**Figura 4.47:** Cerrable

**Diagrama de flujo:**

## 4.8. Conclusiones

En este capítulo se presento un resumen de la programación y mapeo de señales para ejecución del automatismo. El código completo del programa se encuentra en el Anexo 1, y las planillas para mapeo de señales se adjuntan en los archivos “IO RIOBRANCO.xls”.

En la siguiente sección se describen los programas necesarios para realizar las simulaciones a nivel software para corroborar el comportamiento del programa del automatismo.

# 5 Simulaciones

## 5.1. Introducción

Una vez diseñado y programado el automatismo para la estación Río Branco, se procede a realizar las pruebas a nivel de software, chequeando el correcto funcionamiento del código. Para esto se utiliza una CPU de pruebas, que simula ser la de la estación Río Branco. En dicha CPU se cargan el PLC del automatismo, un PLC simulador y otro PLC Espejo.

En esta instancia se combinan diferentes software, como ser, el Isagraf, el administrador de la remota RTUQM y el sistema SCADA. El Isagraf utilizado en modo debug, se utiliza para ver el código y el estado en el que está cada variable definida. En el administrador de la remota, se ve y se cambia el valor de las señales de la estación (de prueba) al mismo tiempo que se corre el código del automatismo. En el SCADA, se genera un entorno de prueba, en el que se ven las señales y alarmas al igual que se ven en el SCADA de la estación Río Branco, con algunos agregados para hacer más visual el resultado de las simulaciones.

Debido a que las pruebas son a nivel software y no a nivel real, se deben realizar programas en Isagraf de simulaciones para poder comandar y ver el estado de los comandos realizados y para generar el disparo por subtensión, que en forma real lo realizará el relé SMOR en cada salida. se detalla un resumen del funcionamiento de este simulador en la siguiente sección.

A su vez, se pueden realizar comandos desde el SCADA y se reflejarán los mismos en los estados de las variables que representan los equipos de potencia involucrados. Todos los comandos que se realicen no saldrán del área de prueba del SCADA, hay que chequear antes de realizar cualquier comando que se esté en dicha área.

En las siguientes secciones se presentan los programas de simulaciones, y la lista de chequeos necesarios para comprobar el correcto funcionamiento del automatismo.

## 5.2. Programas para simulación

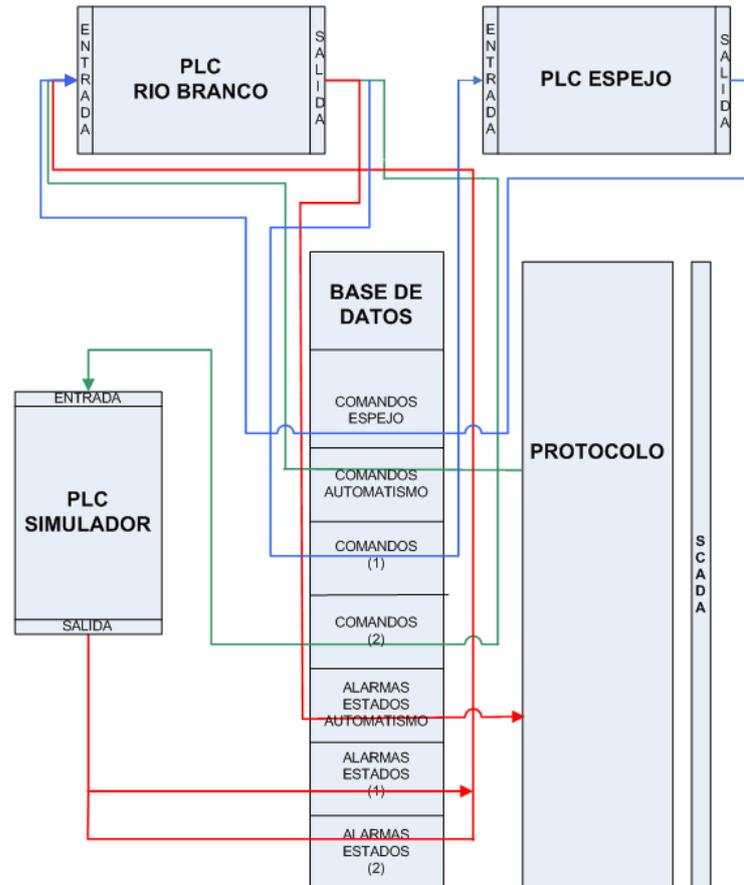
A continuación se presentan los programas necesarios para realizar las simulaciones del automatismo y una descripción de cada uno de ellos, los mismos son:

- PLC Río Branco

- PLC Espejo
- PLC Simulador

La función del programa Simulador es realizar la función de los equipos de hardware de la estación (funcionalidad de relés, actualización de estados de equipos, actualización de alarmas, etc.), por lo que éstos programas deberán leer y escribir en la base de datos de la misma forma.

A continuación se presenta un diagrama de flujo de información como se hizo con la Figura 4.22, pero incluyendo los programas simuladores.



**Figura 5.1:** Flujos de información con los PLC Simuladores

En la Sección 4.6 se detalló cada uno de los componentes de la base de datos, en las siguientes secciones se detalla el funcionamiento de cada programa.

### 5.2.1. PLC Río Branco:

Ver Capítulo 4.

### 5.2.2. PLC Espejo

Como se explicó anteriormente, los comandos de apertura y cierre no se pueden escribir y leer del mismo lugar desde un PLC, por lo que los comandos enviados, deberán ser escritos en otro lugar de la base de datos para que puedan ser leídos por el PLC Río Branco. El PLC Espejo realiza la función Espejo que se detalló en la Sección 4.6.

### 5.2.3. PLC Simulador

Este programa, como ya se mencionó, realiza las funcionalidades que realizan los equipos de hardware de la estación, alguna de estas funciones, y las que realiza el simulador son:

#### 5.2.3.1. Inicialización de variables:

Se inicializan todas las variables involucradas, en determinado valor. Este valor, por lo general, se elige de modo de obtener la configuración normal de la estación (interruptores cerrados, seccionadores de barra y línea cerrados, seccionadores de puesta a tierra abiertos, alarmas desactivas, medidas de tensión en valor nominal).

#### 5.2.3.2. Disparo por subtensión:

Debido a que en las pruebas a nivel de software, no se cuenta con los relés de protección SMOR de las salidas en 15kV de la estación Río Branco, es necesario un programa para que, una vez detectada ausencia de tensión, y con la condición de disparo por subtensión habilitada (Subsubsección 3.4.1.1), abra los interruptores en las salidas de 15kV de la estación.

El programa debe realizar la simulación de apertura sólo en las celdas que cuenten con el disparo por subtensión habilitado (Subsección 3.4.4).

La única entrada a este PLC es el reset de la CPU de pruebas, utilizada para simular la CPU de la propia estación. Cada vez que se resetea la remota, se invoca a este programa, que inicializa el valor de cada variable, las cuales son escritas en Alarmas y estados (1).

Además el programa deberá habilitar o deshabilitar el disparo por subtensión, siempre que el automatismo lo indique, por lo que deberá actualizar esta variable.

**Funcionamiento:** Se evalúan las siguientes condiciones:

- El estado del interruptor de cada celda (valor y válido)

- El estado de habilitación de disparo por subtensión en cada celda (valor y válido)
- La medida de tensión en la barra (valor y válido)

Si para cada celda ocurre que:

- El estado del interruptor es cerrado y su valor válido.
- El estado de habilitación del disparo por subtensión es TRUE y su valor válido.
- El valor de tensión en la barra es menor que el valor de disparo por subtensión y su valor válido

Se cambia el estado de las celdas que presenten las condiciones mencionadas anteriormente, y se activa la alarma de Disparo por subtensión en las celdas correspondientes.

Corriendo estos programas de simulación más el programa del automatismo, en la remota de prueba, se puede simular en la pantalla del SCADA el funcionamiento del automatismo. En la siguiente sección se presenta la lista de simulaciones necesarias para verificar el correcto funcionamiento del automatismo, y cómo se reflejan los cambios en la pantalla del SCADA.

### 5.3. Simulaciones

Para realizar las simulaciones se cuenta con la pantalla de SCADA de la estación (de prueba), ahí se observan los estados de interruptores, seccionadores, alarmas, comandos, etc.

El unifilar de la estación de prueba es el mismo que se vio en la Subsección 3.2.2, Figura 4.2.

Las alarmas por celda y generales, se muestran en SCADA como se muestra en la Figura 5.2. Se pueden observar alarmas y disparos por celda, de los transformadores, del automatismo y generales de la estación.

Los estados y comandos se representan con cuadrados, si los mismos están rellenos significa que ése comando fue realizado. Por ejemplo en cada celda de 15kV se tiene el estado de Habilitado o no el disparo por subtensión, si el cuadrado al lado de la descripción está coloreado, significa que el disparo por subtensión de la celda correspondiente está habilitado. ( En la Figura 5.2, el automatismo se encuentra deshabilitado y las celdas 6, 7 y 8 presentan el disparo por subtensión habilitado.)

Las alarmas activas, se indican, coloreando el texto de la descripción de cada alarma. Por ejemplo, en la Figura 5.2, en alarmas del automatismo está coloreada la alarma Automatismo No Operativo, lo cual significa que el automatismo está en el estado No Operativo.

También se indica, en alarmas del automatismo, en qué estado se encuentra el automatismo mediante un número de la siguiente forma:

- Estado Actúa Maq EN ESPERA, según el número que se indique es el sub-estado en que se encuentre el automatismo:
  - 0 - El automatismo no se encuentra en el estado EN ESPERA
  - 1 - Sub-Estado EN ESPERA\_CONDICIÓN
  - 2 - Sub-Estado EN ESPERA\_HABILITO DISPARO
  - 3 - Sub-Estado EN ESPERA\_DESHABILITO DISPARO
  
- Estado Actúa Maq CIERRO CELDAS, según el número que se indique es el sub-estado en que se encuentre el automatismo:
  - 0 - El automatismo no se encuentra en el estado CIERRO CELDAS
  - 1 - Sub-Estado CIERRO CELDAS\_ESPERO TENSIÓN
  - 2 - Sub-Estado CIERRO CELDAS\_REPONGO
  - 3 - Sub-Estado CIERRO CELDAS\_EVALÚO
  
- Estado Actúa Maq Estados, según el número que se indique es el estado en que se encuentre el automatismo:
  - 1 - Estado NO OPERATIVO
  - 2 - Estado EN ESPERA
  - 3 - Estado CIERRO CELDAS

En la Figura 5.2 se indica:

- Estado Actúa Maq EN ESPERA = 0. El automatismo no se encuentra en el estado EN ESPERA.
- Estado Actúa Maq CIERRO CELDAS = 0. El automatismo no se encuentra en el estado CIERRO CELDAS.
- Estado Actúa Maq Estados = 1. El automatismo se encuentra en el estado NO OPERATIVO.

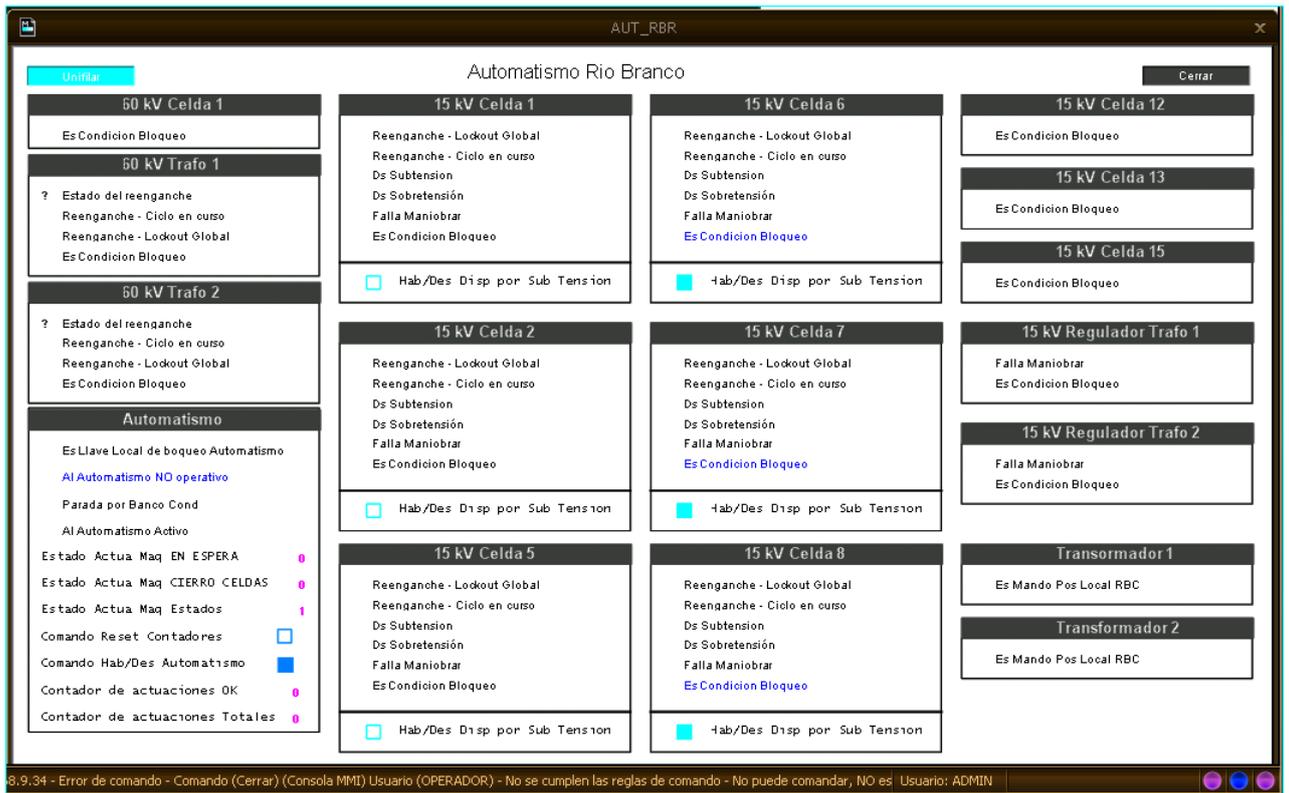


Figura 5.2: Estación de prueba Río Branco - Alarmas

A continuación se muestra la lista de simulaciones que se deben realizar para corroborar el correcto funcionamiento del automatismo.

### 5.3.1. Condiciones de bloqueo de automatismo

Se presenta para un determinado estado inicial, la lista de condiciones que bloquean el automatismo (Subsubsección 3.4.3.1), y el estado final al que debe llegar el mismo para su correcto funcionamiento:

Si estando en estado No Operativo, ocurre una condición de bloqueo del automatismo, el estado del automatismo debe permanecer en No Operativo. Solo sale de este estado a través de un comando de CMD de habilitación del automatismo:

Estado Inicial: No Operativo (Falla de comando, discordancia de medidas, automatismo deshabilitado de CMD)		
Simulacion	Condiciones	Estado Esperado
1 - GRALES ESTACION	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	No Operativo
	Llave habilitar automatismo.VALOR=FALSE	No Operativo
	Indicador Banco.VALOR=TRUE	No Operativo
2 - POR CELDA	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	No Operativo
	Cnexion rele en local.VALOR=TRUE	No Operativo
	Rele en local.VALOR=TRUE	No Operativo
	Falla rele.VALOR=TRUE	No Operativo
	Interruptor.VALOR Y PAT.VALOR =TRUE	No Operativo
	Interruptor.VALOR Y PAT.VALOR =FALSE	No Operativo
3 - REGULADORES	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	No Operativo
	Falla regulador1.VALOR=TRUE	No Operativo
	Falla regulador2.VALOR=TRUE	No Operativo

**Figura 5.3:** Condiciones bloqueo; Estado inicial: No Operativo

Si el automatismo se encuentra en el estado En Espera, sub-estado En Espera Condición, y ocurre una condición de bloqueo del automatismo, el automatismo debe permanecer en este estado:

Estado Inicial: En Espera Condicion (TAP<TAP REF ; Disparo subtension Deshabilitado)		
Simulacion	Condiciones	Estado Esperado
1 - GRALES ESTACION	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	En Espera_Condicion
	Llave habilitar automatismo.VALOR=FALSE	En Espera_Condicion
	Indicador Banco.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
2 - POR CELDA	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	En Espera_Condicion
	Cnexion rele en local.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
	Rele en local.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
	Falla rele.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
	Interruptor.VALOR Y PAT.VALOR =TRUE	En Espera_Condicion
	Interruptor.VALOR Y PAT.VALOR =FALSE	En Espera_Condicion
3 - REGULADORES	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	En Espera_Condicion
	Falla regulador1.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
	Falla regulador2.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion

**Figura 5.4:** Condiciones bloqueo; Estado inicial: En Espera - Condición

Si el automatismo se encuentra en el estado En Espera, sub-estado En Espera Habilito, y ocurre una condición de bloqueo del automatismo, el automatismo debe irse al sub-estado En Espera Condición:

Estado Inicial: En Espera Habilito (TAP>TAP REF ; Disparo subtension Habilitado)		
Simulacion	Condiciones	Estado Esperado
1 - GRALES ESTACION	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	En Espera_Condicion
	Llave habilitar automatismo.VALOR=FALSE	En Espera_Condicion
	Indicador Banco.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
2 - POR CELDA	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	En Espera_Condicion
	Cnexion rele en local.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
	Rele en local.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
	Falla rele.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
	Interruptor.VALOR Y PAT.VALOR =TRUE	En Espera_Condicion
	Interruptor.VALOR Y PAT.VALOR =FALSE	En Espera_Condicion
3 - REGULADORES	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	En Espera_Condicion
	Falla regulador1.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
	Falla regulador2.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion

Figura 5.5: Condiciones de bloqueo; Estado inicial: En Espera - Habilito

Si el automatismo se encuentra en el estado En Espera, sub-estado En Espera Deshabilito, y ocurre una condición de bloqueo del automatismo, el automatismo debe permanecer en este estado, solo saldrá del mismo cuando transcurran los 5 minutos de espera sin la realización de ninguna maniobra:

Estado Inicial: En Espera DesHabilito (X Carga=TRUE ; Disparo subtension deshabilitado)		
Simulacion	Condiciones	Estado Esperado
1 - GRALES ESTACION	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	En Espera_Deshabilito Disparo
	Llave habilitar automatismo.VALOR=FALSE	En Espera_Deshabilito Disparo
	Indicador Banco.VALOR=TRUE	En Espera_Deshabilito Disparo
2 - POR CELDA	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	En Espera_Deshabilito Disparo
	Cnexion rele en local.VALOR=TRUE	En Espera_Deshabilito Disparo
	Rele en local.VALOR=TRUE	En Espera_Deshabilito Disparo
	Rele en local.VALIDO=FALSE	En Espera_Deshabilito Disparo
	Falla rele.VALOR=TRUE	En Espera_Deshabilito Disparo
	Interruptor.VALOR Y PAT.VALOR =TRUE	En Espera_Deshabilito Disparo
	Interruptor.VALOR Y PAT.VALOR =FALSE	En Espera_Deshabilito Disparo
3 - REGULADORES	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	En Espera_Deshabilito Disparo
	Falla regulador1.VALOR=TRUE	En Espera_Deshabilito Disparo
	Falla regulador2.VALOR=TRUE	En Espera_Deshabilito Disparo

Figura 5.6: Condiciones de bloqueo; Estado inicial: En Espera - Deshabilito

Si el automatismo se encuentra en el estado Cierro Celdas, sub-estado Cierro Celdas Espero Tensión, y ocurre una condición de bloqueo del automatismo, el automatismo debe irse al estado En Espera, sub-estado En Espera Condición, deshabilitando el disparo por subtensión. En esta instancia deberá chequearse que la condición de disparo esté desactiva, además de chequear el estado al que pasó el automatismo:

Estado Inicial: Cierro celdas Espero tension (Ocurrio Disparo subtension, No ha vuleto la tension en 15kV)		
Simulacion	Condiciones	Estado Esperado
1 - GRALES ESTACION	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	En Espera_Condicion
	Llave habilitar automatismo.VALOR=FALSE	En Espera_Condicion
	Indicador Banco.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
2 – POR CELDA	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	En Espera_Condicion
	Cnexion rele en local.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
	Rele en local.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
	Falla rele.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
	Interruptor.VALOR Y PAT.VALOR =TRUE	En Espera_Condicion
	Interruptor.VALOR Y PAT.VALOR =FALSE	En Espera_Condicion
3 – REGULADORES	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	En Espera_Condicion
	Falla regulador1.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
	Falla regulador2.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion

**Figura 5.7:** Condiciones de bloqueo; Estado inicial: Cierro Celdas - Espero tensión

Si el automatismo se encuentra en el estado Cierro Celdas, sub-estado Cierro Celdas Repongo, y ocurre una condición de bloqueo del automatismo, el automatismo debe irse al estado En Espera, sub-estado En Espera Condición, deshabilitando el disparo por subtensión. En esta instancia, el automatismo se encuentra cerrando las salidas en 15kV, por lo que puede haber alguna que aún no se halla cerrado. Las celdas que no cerraron quedan como No Maniobrables, debiendo ser cerradas a través de un comando desde CMD.:

Estado Inicial: Cierro celdas Repongo (Ocurrio Disparo subtension, Volvio la tension en 15kV)		
Simulacion	Condiciones	Estado Esperado
1 - GRALES ESTACION	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	En Espera_Condicion
	Llave habilitar automatismo.VALOR=FALSE	En Espera_Condicion
	Indicador Banco.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
2 – POR CELDA	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	En Espera_Condicion
	Cnexion rele en local.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
	Rele en local.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
	Falla rele.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
	Interruptor.VALOR Y PAT.VALOR =TRUE	En Espera_Condicion
	Interruptor.VALOR Y PAT.VALOR =FALSE	En Espera_Condicion
3 – REGULADORES	Llave Local/Remoto.VALOR= TRUE	En Espera_Condicion
	Falla regulador1.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion
	Falla regulador2.VALOR=TRUE	En Espera_Condicion

**Figura 5.8:** Condiciones de bloqueo: Estado inicial: Cierro Celdas - Repongo

### 5.3.2. Condiciones de automatismo no operativo

Se presenta para un determinado estado inicial, la lista de condiciones que llevan al automatismo a estado no operativo (Subsubsección 3.4.3.2), o lo sacan de ese estado, y el estado final al que debe llegar el automatismo para su correcto funcionamiento:

Si el automatismo se encuentra en el estado No Operativo, la única forma de salir del mismo es habilitándolo desde CMD, se deberá chequear esta condición:

Estado Inicial: No Operativo (Falla de comando, discordancia de medidas, automatismo deshabilitado de CMD)		
Simulacion	Condiciones	Estado Esperado
1	Habilitar Automatismo de CMD	En Espera Condicion

Figura 5.9: Condiciones de No Operativo; Estado inicial: No Operativo

En los siguientes casos se presenta, para cada estado inicial, las condiciones que pasan el automatismo a No Operativo:

Estado Inicial: En Espera Condicion (TAP<TAP REF ; Disparo subtension Deshabilitado)		
Simulacion	Condiciones	Estado Esperado
1	Deshabilitar Automatismo CMD	No Operativo
2	Valor Tensión Invalido	No Operativo
3	Valor Tensión <Valor Voltaje 0	No Operativo

Figura 5.10: Condiciones de No Operativo; Estado inicial: En Espera - Condición

Estado Inicial: En Espera Habilito (TAP>TAP REF ; Disparo subtension Habilitado)		
Simulacion	Condiciones	Estado Esperado
1	Deshabilitar Automatismo CMD	No Operativo
2	Falla Habilitar Disparo Subtensión	No Operativo
3	Valor Tensión Invalido	No Operativo
4	Valor Tensión <Valor Voltaje 0	No Operativo

Figura 5.11: Condiciones de No Operativo; Estado inicial: En Espera - Habilito

Estado Inicial: En Espera DesHabilito (X Carga=TRUE ; Disparo subtension deshabilitado)		
Simulacion	Condiciones	Estado Esperado
1	Deshabilitar Automatismo CMD	No Operativo
2	Falla Des-Habilitar Disparo Subtensión	No Operativo
3	Valor Tensión Invalido	No Operativo
4	Valor Tensión <Valor Voltaje 0	No Operativo

Figura 5.12: Condiciones de No Operativo; Estado inicial: En Espera - Deshabilito

Estado Inicial: Cierro celdas Espero tension (Ocurrio Disparo subtension, No ha vuleto la tension en 15kV)		
Simulacion	Condiciones	Estado Esperado
1	Deshabilitar Automatismo CMD	No Operativo
2	Falla Apertura relé	No Operativo
3	Valor Tensión Invalido	No Operativo
4	Valor Tensión <Valor Voltaje 0	No Operativo

Figura 5.13: Condiciones de No Operativo; Estado inicial: Cierro Celdas - Espero tensión

Estado Inicial: Cierro celdas Repongo (Ocurrió Disparo subtension, Volvio la tension en 15kV)		
Simulacion	Condiciones	Estado Esperado
1	Deshabilitar Automatismo CMD	No Operativo
2	Falla Comando Cierre	No Operativo
3	Valor Tensión Invalido	No Operativo
4	Valor Tensión <Valor Voltaje 0	No Operativo

**Figura 5.14:** Condiciones de No Operativo; Estado inicial: Cierro Celdas - Repongo

Estado Inicial: Cierro celdas Evaluo (Ocurrió Disparo subtension, Volvio la tension en 15kV, se termino ciclo de cierre)		
Simulacion	Condiciones	Estado Esperado
1	Deshabilitar Automatismo CMD	No Operativo
3	Valor Tensión Invalido	No Operativo
4	Valor Tensión <Valor Voltaje 0	No Operativo

**Figura 5.15:** Condiciones de No Operativo; Estado inicial: Cierro Celdas - Evaluó

### 5.3.3. Estado En Espera

Condiciones que hacen que hacen que se salga de los sub-estados del estado En Espera:

Como se indicó en el Capítulo 4, las siguientes variables son fundamentales en el estado En espera:

- **x\_carga:** TRUE si están presentes las condiciones de habilitación de disparo por subtensión (Subsubsección 3.4.1.1).
- **x\_protección:** TRUE si actúan las protecciones en los relés de salida (disparos por sobrecorriente, falla a tierra o sobretensión).
- **x\_maniobra:** Ocurrió una maniobra realizada desde el CMD o desde pie de equipo en la estación. Cualquiera de estos tipos de maniobra dejan al automatismo bloqueado por 5 minutos.

A continuación se presenta, para cada estado inicial, el estado esperado si ocurre algunas de las condiciones antes mencionadas (x\_carga, x\_protección o x\_maniobra):

Estado Inicial: En Espera Condicion (TAP<TAP REF ; Disparo subtension Deshabilitado)		
Simulacion	Condiciones	Estado Esperado
1	x_carga=TRUE	En Espera_Habilito Disparo
2	x_maniobra=TRUE	En Espera_Deshabilito Disparo
3	x_proteccion	En Espera_Habilito Disparo

**Figura 5.16:** Estado En Espera - Condición

Estado Inicial: En Espera Habilito (TAP>TAP REF ; Disparo subtension Habilitado)		
Simulacion	Condiciones	Estado Esperado
1	Disparo subtensión	Cierro celdas_Espero tension
2	x_manobra=TRUE	En Espera_Deshabilito Disparo
3	x_proteccion	En Espera_Habilito Disparo

**Figura 5.17:** Estado En Espera - Habilito Disparo

Estado Inicial: En Espera DesHabilito (X Carga=TRUE ; Disparo subtension deshabilitado)		
Simulacion	Condiciones	Estado Esperado
1	x_manobra=TRUE	En Espera_Deshabilito Disparo
2	5 min sin comando	En Espera_Condicion

**Figura 5.18:** Estado En Espera - Deshabilito Disparo

### 5.3.4. Estado Cierro Celdas

Estando en el estado cierro celdas, las simulaciones que se pueden realizar son, cuando vuelve la tensión o cuando no vuelve, y el timer terminó (pasó más tiempo del establecido para la regulación de la tensión):

Estado Inicial: Cierro celdas Espero tension (Ocurrio Disparo subtension, No ha vuleto la tension en 15kV)		
Simulacion	Condiciones	Estado Esperado
1	Volvio tensión	Cierro Celdas_Repongo
2	No volvio y timer off	Cierro Celdas_Evaluo

**Figura 5.19:** Estado Cierro Celdas - Espero Tensión

Verificando todas estas condiciones, se puede afirmar que el automatismo actúa en forma correcta, es fundamental realizar estas verificaciones tanto a nivel software, como a nivel hardware (cuando el automatismo ya se encuentre programado en la remota de la estación), para esto será necesario programar un corte en la estación Río Branco, y realizar todas las pruebas con la estación aislada de la red y las cargas a las que alimenta.

## 6 Conclusiones.

Este tipo de automatismos, donde se combina la capacidad de control de cada equipo de potencia involucrado, con el equipamiento de telecontrol y comunicaciones, para poder comunicarlos y hacerlos actuar de manera inteligente, tienen la capacidad de reducir costos, tiempo, mano de obra etc., como se indicó en los capítulos anteriores, y es por este motivo que se ha venido investigando y avanzando tanto en esta área.

El automatismo a implementar en la estación Río Branco, que se presentó en este documento (Capítulos 3, 4 y 5) es el primero que logrará la actuación automática de toda una estación de distribución, solucionando un problema específico. Por lo tanto una vez instalado, se evaluará su funcionamiento y se procederá a implementar este tipo de automatismos en estaciones que presenten similares inconvenientes.

El problema fundamental que surge en este tipo de implementaciones es la seguridad, y adecuar el automatismo con los procedimientos que existen en la actualidad. Es una tarea futura realizar los procedimientos y normas, teniendo en cuenta instalaciones que presenten automatismos a medida que éstos se implementan con mayor frecuencia.

El proyecto en sí, incluye toda la parte de estudio, programación y simulaciones a nivel software. Resta realizar la implementación real del automatismo en la estación Río Branco, que por temas de tiempos, zonas sin posibilidad de corte de energía y pruebas a realizar en campo, no fue posible implementarlo durante la ejecución del proyecto.



## **7 Anexo 1- PLC Río Branco**



## **8 Anexo 2- PLC Espejo**



# Bibliografía

- [1] SANCHIS LLOPIS, Roberto; ROMERO PEREZ, Julio Ariel; ARIÑO LATORRE, Carlos Vicente. *Automatización Industrial*. 1ra edición: Universitat Jaume I. Servei de Comunicació, 2010.
- [2] *Documentación Automatismo Chui*. Informe inédito. UTE, Uruguay, 2010.
- [3] *Documentación Automatización de los reguladores de tensión Estación Las Toscas*. Informe inédito. UTE, Uruguay, 2012.
- [4] *Norma de seguridad para la realización de maniobras y trabajos en instalaciones eléctricas de MT y AT de distribución*. UTE, Uruguay, 2010.
- [5] *Maniobras en MT*. UTE, Uruguay, Edición 2, 2000.
- [6] *Sistema Numérico de Protección. Monotorización, Análisis y Control de la Energía SMOR-B*. General Electric, 2005.
- [7] *Regulador de tensión electrónico bajo carga MK-10. Instrucciones de servicio BA 36/72*. Maschinenfabrik Reinhausen. Regensburg. Germany.
- [8] *Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución de Energía Eléctrica*. UTE, Uruguay, 2006.
- [9] *Unidad remota de telecontrol.(RTU)*. Versión 4.0. Controles S.A. Uruguay 2012.
- [10] *MIrage Sistema SCADA*. Controles S.A. Uruguay, 2012.
- [11] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONIC ENGINEERS. *Definiciones sobre interruptores de potencia*. Norma ANSI/IEEE C37.100, 1981
- [12] *Distribución de la energía eléctrica*. Universidad del Bio-Bio, Chile. Disponible en internet: <zeus.dci.ubiobio.cl/~eleduc/>
- [13] PANSINI, Anthony J. . *Electrical Distribution Engineering. The Fairmont Press*, 2007.
- [14] *Getting Started*. Tutorial Isagraf. Versión 4.5
- [15] *RTUQM M13: Modulo PLC*. Versión 1.9. Controles S.A. Uruguay.

