

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“LOCALIZACIÓN DE FALLAS Y RECONFIGURACIÓN
AUTOMÁTICA EN UNA RED ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN
DE ENERGÍA UTILIZANDO REDES DE PETRI”

EXAMEN COMPLEXIVO, COMPONENTE PRÁCTICO
INFORME PROFESIONAL

Previo a la obtención del Título de:

MAGÍSTER EN AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL
INDUSTRIAL

JHONNY JOFFRE VASQUEZ ARRIAGA

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2023

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos a mi esposa Lucía por su amable colaboración con las múltiples actividades que demanda la familia mientras desarrollaba este trabajo, a mis hijos Elizabeth y Gabriel por su comprensión al ausentarme de actividades que realizamos en familia. Agradezco también a los formidables profesores que supieron transmitirme un cúmulo de conocimientos que hoy en día me permiten ir formándome como un profesional en el arte del control y la automatización de procesos industriales.

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a mi esposa y a mis hijos que son mi inspiración y con los que construyo un legado de amor y prosperidad

COMITÉ DE EVALUACIÓN

PhD. Efrén Herrera M.

Miembro Principal

PhD. Dennys Paillacho C.

Miembro Principal

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad y la autoría del contenido de este Informe Profesional, me corresponde exclusivamente; y doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual"

.....
Jhonny Joffre Vasquez Arriaga

RESUMEN

La coordinación de protecciones eléctricas para reconectores conectados en serie en alimentadoras de distribución implica un reto para los ingenieros de protecciones. En la red de distribución de la ciudad de Guayaquil cuando la corriente de cortocircuito supera los 2800 amperios se afecta la selectividad de las protecciones lo que conlleva a que no solo la parte de la alimentadora fallada salga de servicio, sino toda la alimentadora producto de operaciones erróneas de los reconectores.

Para un operador de la red de distribución, identificar el tramo de alimentadora donde se produjo una falla es una tarea que conlleva tiempo puesto que en las pantallas del SCADA se van a reflejar un cúmulo de alarmas de los equipos de protecciones que deben irse reconociendo hasta determinar el posible tramo de red fallado.

Con el objetivo de mejorar el tiempo en la determinación del tramo de alimentadora fallado, en este informe se presenta una alternativa de automatización para la localización de fallas aplicando las Redes de Petri. También, se realiza la automatización para la reconfiguración automática de las alimentadoras con el fin de dar continuidad de servicio a los tramos de alimentadora que no son parte de la falla.

Se implementa la programación de las Redes de Petri en el lenguaje de programación LUA y se desarrolla una aplicación HMI para visualizar un diagrama unifilar de una subestación con dos transformadores y seis alimentadoras.

ÍNDICE GENERAL

| | |
|--|-----------|
| AGRADECIMIENTOS..... | 2 |
| DEDICATORIA | 3 |
| COMITÉ DE EVALUACIÓN..... | 4 |
| DECLARACIÓN EXPRESA..... | 5 |
| RESUMEN..... | 6 |
| INTRODUCCIÓN..... | 8 |
| CAPÍTULO 1..... | 12 |
| 1. SOLUCIÓN TECNOLÓGICA IMPLEMENTADA..... | 12 |
| 1.1 Subestaciones eléctricas..... | 12 |
| 1.2 Alimentadoras en redes de distribución de energía | 12 |
| 1.2.1 Protecciones eléctricas en alimentadoras | 13 |
| 1.2.2 Reconectores en alimentadoras | 14 |
| 1.3 Problema de coordinación de protecciones con reconectores..... | 15 |
| 1.4 RTU de la subestación | 17 |
| 1.5 Redes de Petri..... | 17 |
| 1.6 Modelado de los elementos de la alimentadora con las Redes de Petri. | 20 |
| CAPÍTULO 2..... | 21 |
| 2. RESULTADOS OBTENIDOS..... | 21 |
| 2.1 Desarrollo del HMI | 22 |
| 2.2 Implementación de la Red de Petri | 25 |
| CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 30 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 32 |

INTRODUCCIÓN

Los parámetros que rigen la calidad del servicio de energía eléctrica que una empresa de Distribución en Ecuador entrega a sus usuarios se especifican en la Regulación No. ARCERNNR 002/20 (Codificada) denominada «Calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica», este marco normativo define tres parámetros que son la calidad del servicio comercial, la calidad del producto y la calidad del servicio técnico. La calidad del servicio comercial se mide con la satisfacción de los usuarios en la atención al cliente al momento de solicitar algún tipo de servicio, hacer reclamos y los canales de recaudación y facturación. La calidad del producto se mide por parámetros eléctricos (niveles de voltaje y fenómenos eléctricos) presentes en la red eléctrica y el servicio técnico se refiere al mantenimiento de las redes y restablecimiento del servicio eléctrico que se mide por la Frecuencia Media de Interrupción (*FMIK*) y Tiempo Total de Interrupción (*TTIK*).

De acuerdo con los registros del Sistema para la Gestión de Interrupciones del Servicio Eléctrico OMS (Outage Management System, por sus siglas en inglés) de la Distribuidora en Guayaquil, se tiene que las desconexiones producto de fallas en la red corresponden al 23% y el 77% corresponden a desconexiones programadas o de otra naturaleza distinta a las fallas en distribución. Las fallas en las líneas de subtransmisión (red en 69 kV) corresponden al 50%, en las alimentadoras (red en 13.8 kV) al 44%, en transformadores de distribución y red de baja voltaje corresponden al 6% y en las subestaciones el porcentaje es cercano a cero. Datos proporcionados por el Área de Planificación de la Distribuidora. Ver Figura 1.

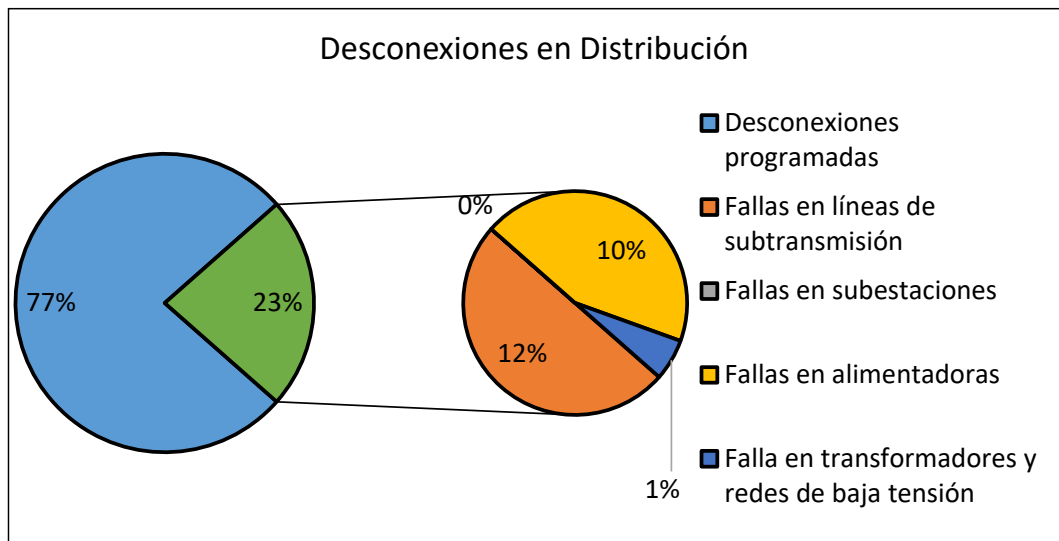


Figura 1.- Desconexiones en el sistema de distribución de Guayaquil.

El restablecimiento del servicio eléctrico está a cargo del Centro de Operación de la Distribuidora (COD) que dispone de un sistema SCADA con la topología de la red eléctrica de la ciudad. Una vez que se ha identificado el tramo de red fallado, identificado la causa de la falla y aislado el tramo de red, el COD procede con las maniobras de restablecimiento del servicio en los tramos de red libres de falla.

Los tramos de red más extenso, con múltiples bifurcaciones y con menor disponibilidad de equipos para despejar fallas y aislar tramos de red son las alimentadoras. Localizar el punto de una falla en alimentadoras demanda gran cantidad de tiempo debido a que el personal que atiende las emergencias en la red debe recorrer todos los tramos de la alimentadora hasta identificar el punto de red fallado y su causa. Por esta razón la empresa Distribuidora está instalando equipos de protección (reconectores) en el recorrido de sus alimentadoras con el objetivo de aislar el tramo de alimentadora donde se suscitó la falla manteniendo el servicio aguas arriba del reconector, esto permite mejorar la calidad del servicio técnico reflejado en los indicadores

FMIK y TTIK.

Los equipos disponibles para despejar fallas en distribución son el fusible y los interruptores comandados por un relé de protecciones. El reconectador es un interruptor con un relé de protecciones que incluye la función de reconexión. La correcta operación de fusibles y reconectadores en serie va a depender de la coordinación entre estos elementos. En la Figura 2 se muestran varios reconectadores en una misma alimentadora.

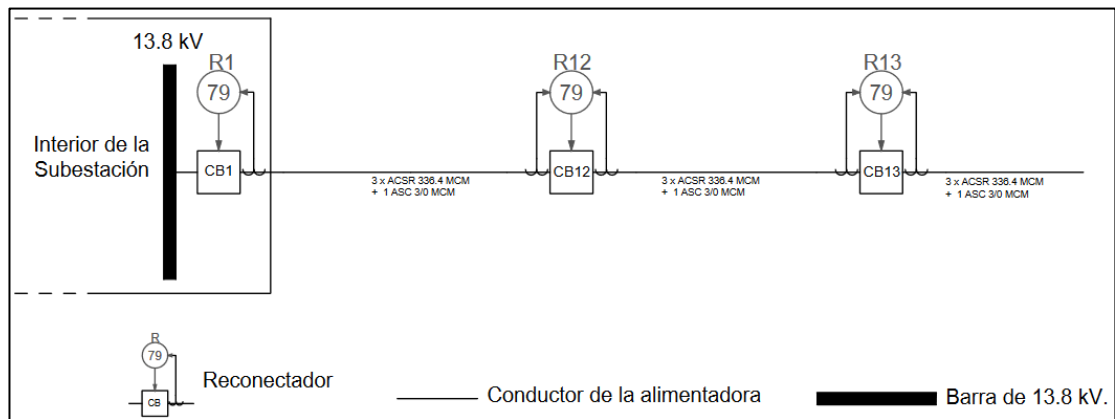


Figura 2. Unifilar de alimentadora con tres reconectadores conectados en serie.

Para la coordinación de las protecciones se toma en cuenta las corrientes de cortocircuito presentes en las alimentadoras y que para la red de Guayaquil está entre 6 y 10 kA. La filosofía de protecciones en la Distribuidora es no mover los ajustes de los reconectadores en la subestación para que los fusibles y reconectadores de la alimentadora coordinen con el reconectador en la subestación.

Debido a las altas corrientes de cortocircuito presentes en la red de alimentadoras surge el problema de falta de coordinación de protecciones

entre los equipos reconectores por lo que, ante la ocurrencia de una falla todos pueden operar y desconectar toda la alimentadora. El tiempo para identificar el tramo de red fallado y restaurar el servicio eléctrico en los tramos de red sin falla puede tardar varios minutos (entre 5 y 30).

Como una solución para identificar en el menor tiempo la ubicación de la falla cuando las protecciones no actuaron adecuadamente se implementa una Red de Petri que identifica la ubicación del tramo de alimentadora donde se suscitó la falla y restablece el servicio en el caso de ser posible.

CAPÍTULO 1

1. SOLUCIÓN TECNOLÓGICA IMPLEMENTADA.

1.1 Subestaciones eléctricas.

En todas las subestaciones de reducción (de 69 a 13.8 kV) de propiedad de la Distribuidora se tiene implementado una red local de telecomunicaciones LAN a la cual se conectan los IEDs (Intelligent Equipment Devices) como el relé de protecciones del transformador de poder, controles de reconectadores de alimentadoras en la subestación, medidores de energía, el reloj GPS, el monitor de parámetros y alarmas del transformador, la RTU, el equipo de alarma de la subestación, el cargador de baterías, el inversor y los equipos de TI. Los reconectadores a lo largo de la alimentadora se conectan a la LAN de la subestación a través de una red WAN de un proveedor de servicios de internet. Ver Figura 3.

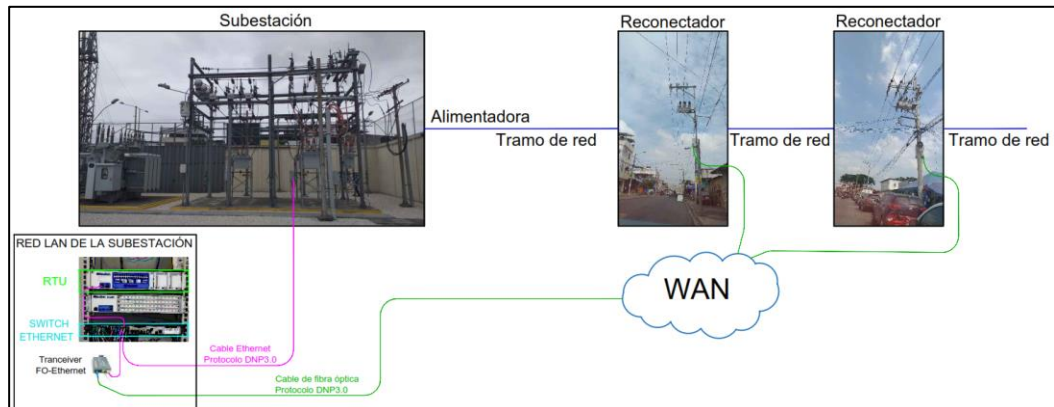


Figura 3.- Red de telecomunicaciones para integrar los reconectadores a la RTU de la subestación.

1.2 Alimentadoras en redes de distribución de energía

Las alimentadoras son los circuitos en 13.8 kV que alimentan a los transformadores de distribución que reducen el voltaje a 240/120 voltios ac. Las alimentadoras junto con los circuitos de bajo voltaje son los que mayoritariamente recorren las calles de la ciudad. En la Figura 4 con color magenta se muestra el recorrido de la alimentadora Carlos Julio que va a lo largo de la Av. Pdte. Carlos Julio Arosemena Tola.



Figura 4.- Recorrido de la alimentadora Carlos Julio que sale del transformador #1 de la Subestación Ceibos.

1.2.1 Protecciones eléctricas en alimentadoras

Las protecciones eléctricas de las alimentadoras se componen del reconector de la cabecera de la alimentadora que se encuentra

instalado dentro de la subestación, de los reconectores trifásicos o monofásicos que se instalan en postes a lo largo del recorrido de la alimentadora y de los fusibles monofásicos. Adicionalmente, como protección de respaldo se tiene el relé para la protección del transformador de poder de la subestación.

Las protecciones eléctricas operan por zonas. Por ejemplo, en la Figura 5, la subestación se encierra en el rectángulo azul, los reconectores se identifican en el rectángulo rojo con letras Ri-CBi y los tramos de alimentadora son los segmentos de líneas denotados por L1, L1-1, L1-2 y L1-3, donde la zona de protección del reconnector R1-CB1 dentro de la subestación empieza en L1 y termina en L1-2 justo en donde empieza la zona de protección del reconnector R11-CB11.

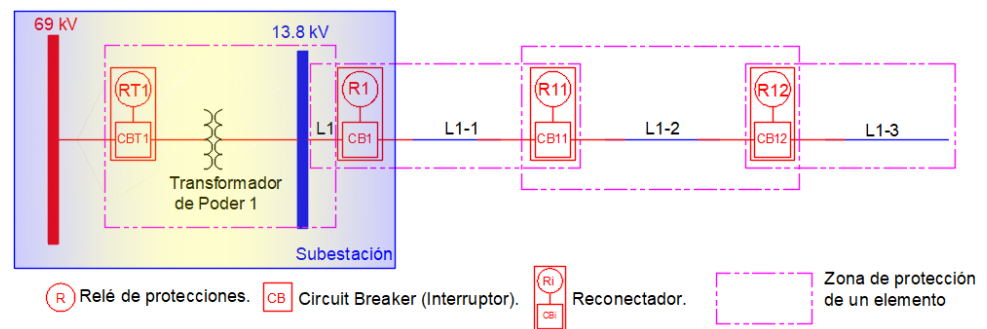


Figura 5.- Protecciones eléctricas por zonas en una alimentadora.

1.2.2 Reconectores en alimentadoras

Un reconnector es un interruptor automático en medio voltaje (13.8 kV), que al igual que el interruptor de un circuito en el ambiente doméstico corta el flujo de corriente desconectando el circuito cuando se produce un cortocircuito. Sin embargo, a diferencia del interruptor doméstico que permanece en el estado abierto hasta que sea operado manualmente, el

reconectador luego de un tiempo definido por software realiza automáticamente una prueba del circuito para determinar si el cortocircuito permanece.

Los reconectores constan de un control o relé de protecciones, el elemento interruptor de corriente y los elementos de medición. El relé está basado en una plataforma digital con un software que realiza el procesamiento de las señales de corriente proporcionados por los elementos de medición y de acuerdo a la función de protección habilitada ejecuta comandos para la apertura o cierre del elemento interruptor.

El funcionamiento del relé se caracteriza por el tipo de funciones de protecciones que posee, en el caso de los reconectores la función de protección que realiza la prueba de reconectar el circuito se la denomina con el número 79 según la norma ANSI/IEEE C37.2-2008.

1.3 Problema de coordinación de protecciones con reconectores.

Debido a las corrientes de falla presentes en la red de 13.8 kV en muchos de los casos los reconectores en la alimentadora no coordinan las protecciones y operan todos al mismo tiempo desconectando toda la alimentadora, lo que constituye una operación errónea.

Si observamos la Figura 6 en la que se muestra el unifilar de una alimentadora con los tramos de red L1, L1-1, L1-2 y L1-3 con una falla en el tramo L1-3. La falla puede suscitarse porque una rama de un árbol tocó los conductores, un ave de un tamaño considerable como una paloma abrió sus alas he hizo contacto entre los conductores y las estructuras metálicas que sujetan los aisladores, falla en los mismos aisladores, porque un vehículo chocó el poste haciendo que los

conductores entren en contacto con la tierra eléctrica o por cualquier otra causa. El único reconectador que debe abrir es el CB12, sin embargo, si la corriente de falla es mayor a 2800 amperios es posible que los reconectadores CB12, CB11 y el reconectador CB1 en la subestación, abran al mismo tiempo y con ello desconecten completamente la alimentadora.

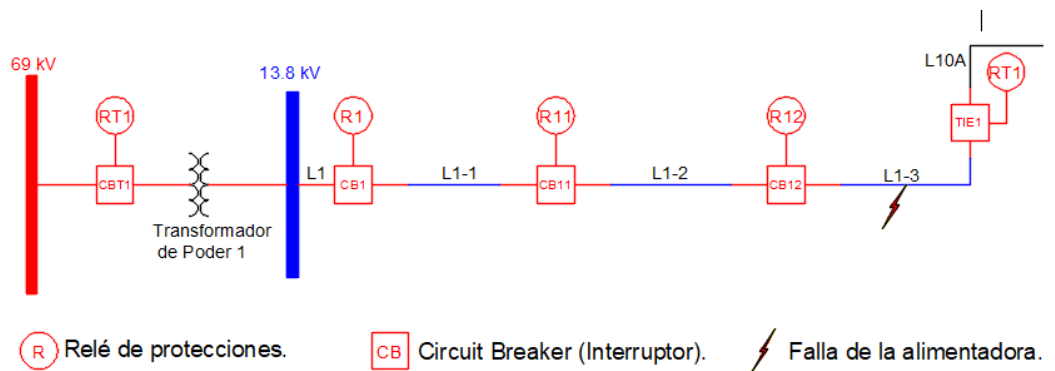


Figura 6.- Unifilar de la subestación y alimentadora. Se incluye una falla en el tramo L1-3.

Otro escenario sería el de la Figura 7 donde la falla se suscita en el tramo de alimentadora L1-2. Aquí el único equipo que debe abrir es el reconectador CB11, sin embargo, puede ocurrir una operación errónea y abrir también el CB1 en la subestación. En este escenario es factible restablecer en servicio en el tramo de alimentadora L1-1 para lo cual, hay que dejar abierto el reconectador CB11 y cerrar el CB1. Mediante el seccionador o reconectador TIE1 que normalmente se encuentra abierto, se lo podría cerrar y restablecer el servicio eléctrico en el tramo L1-3.

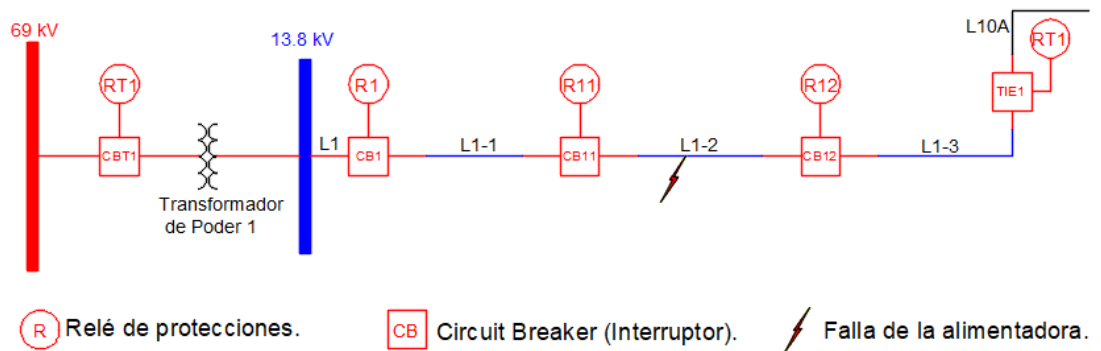


Figura 7.- Unifilar de la subestación y alimentadora. Se incluye una falla en el tramo L1-2.

1.4 RTU de la subestación

La RTU es el Gateway de la subestación cuya función es traducir protocolos de comunicación y concentrar las señales de estado, señales analógicas y alarmas de los dispositivos IEDs (Intelligent Electronic Devices) de la subestación y de los reconectores de las alimentadoras para responder a las solicitudes y transmitir eventos al cliente SCADA. Adicionalmente, dispone de funciones de controlador de automatización de la subestación incluyendo el estándar de programación IEEE 61131-3 y el lenguaje de programación de alto nivel LUA.

1.5 Redes de Petri

Las Redes de Petri son una herramienta matemática que pueden utilizarse para el modelado de sistemas, en nuestro caso, el sistema es discreto puesto que los eventos de apertura o cierre de interruptores son discretos. De forma gráfica las Redes de Petri (RdP) se las representa como un grafo orientado que posee dos tipos de nodos principales: los lugares representados por círculos y las transiciones representadas por barras unidas alternativamente por arcos orientados. La propiedad para los lugares es el marcado, para las transiciones es

el disparo y para los arcos es el peso, ver [1].

Un lugar puede poseer un número positivo o nulo de marcas. Una marca se representa mediante la colocación de un punto en el interior del lugar. El conjunto de marcas asociadas a una RdP en un instante dado constituye el marcado de la RdP en dicho instante.

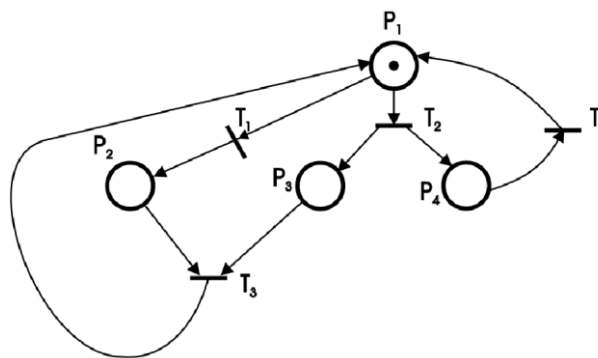


Figura 8.- Red de Petri con un marcado dado.

La definición formalmente de una Red de Petri se representa como una quintupla:

$$PN = (P, T, F, W, M_0).$$

Donde:

$P = \{p_1, p_2, \dots, p_m\}$ es un conjunto finito de lugares.

$T = \{t_1, t_2, \dots, t_n\}$ es un conjunto finito de transiciones.

$F \subseteq (P \times T) \cup (T \times P)$ es un conjunto de arcos dirigidos.

$W: F \rightarrow \{1, 2, 3, \dots\}$ es una función de pesos de los arcos.

$M_0: P \rightarrow \{1, 2, 3, \dots\}$ es el marcado inicial de la red.

$$P \cap T = \emptyset \text{ y } P \cup T \neq \emptyset.$$

Un lugar P es lugar de entrada de una transición T si existe un arco orientado de

P hacia T. Un lugar P es lugar de salida de una transición T si existe un arco orientado de T hacia P.

Una transición T está sensibilizada si todos los lugares de entrada P están marcados con un número mayor o igual al peso del arco entre P y T. La transición es disparada o franqueada si el evento que se le asocia se verifica.

El disparo consiste en quitar un número de marcas del lugar de entrada igual al peso del arco desde P hacia T y añadir un número de marcas al lugar de salida igual al peso del arco de T hacia P.

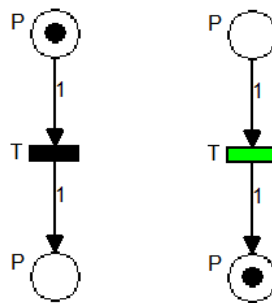


Figura 9.- Evolución del marcado en RdP. La figura de la izquierda es el marcado inicial donde la marca está en P antes de T. La figura de la derecha es el marcado final luego del disparo de T.

Para el análisis de las propiedades dinámica de las RdP se utiliza las técnicas de árbol de cobertura, matriz de incidencia y ecuación de estado y las reglas de reducción.

La ecuación de estado se define por matrices:

$$M_1 = M_0 + C \cdot T.$$

Donde,

T: es la secuencia de disparo de las transiciones.

C: es la matriz de incidencia.

M_0 : marcado inicial y

M_1 : el marcado final.

1.6 Modelado de los elementos de la alimentadora con las Redes de Petri.

Para resolver el problema de la operación errónea se implementa en la RTU una Red de Petri que permita identificar el tramo de alimentadora donde se suscitó la falla y bloquear momentáneamente la operación de los reconectores que no son la protección principal. En los casos donde la alimentadora tiene interconexiones con alimentadores adyacentes y tienen disponibilidad para recibir carga, restituir el servicio eléctrico en los tramos de alimentadora sin falla.

Los lugares P de la RdP se los asocia con:

- Estado de los contactos de los reconectores (abierto = lugar con marca).
- Estado de habilitado para la función de protección.
- Disponibilidad en un alimentador adyacente para recibir carga.

Las transiciones T se las asocia con:

- Evento en el relé cuando identifica corrientes de cortocircuito.
- Evento de disparo del relé por la operación de una protección.
- Eventos temporizados para la apertura y cierre de seccionadores o reconectores de interconexión.

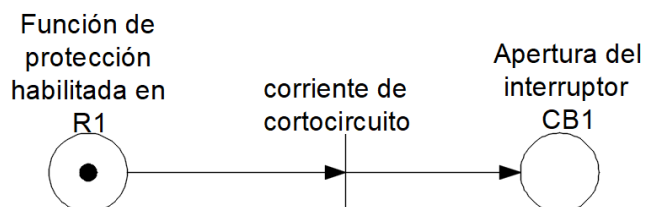


Figura 10.- Asociación de los lugares y las transiciones a elementos y eventos en la alimentadora.

CAPÍTULO 2

2. RESULTADOS OBTENIDOS.

La implementación de la Red de Petri se la aplicó en una subestación con dos transformadores de poder y seis alimentadoras. El diagrama unifilar es el que se muestra en la Figura 11.

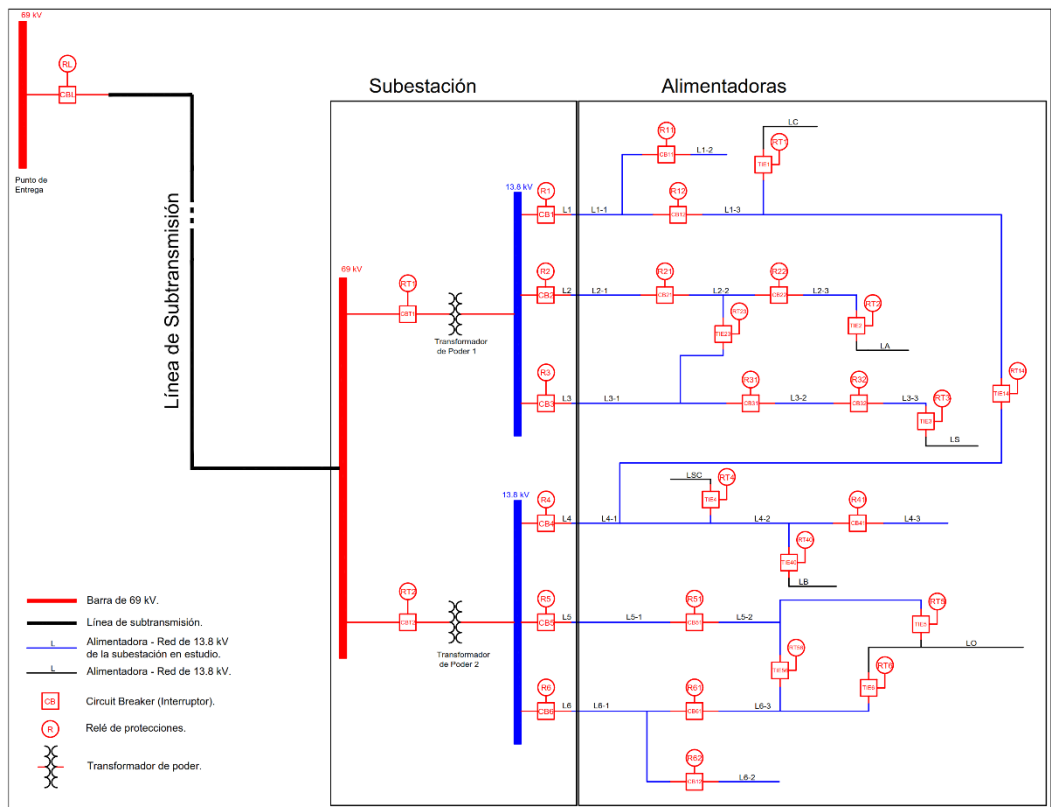


Figura 11.- Unifilar de la subestación con las 6 alimentadoras.

Para la exposición de la solución se toma como ejemplo solo a una de las seis alimentadoras. Se presenta el HMI desarrollado, la Red de Petri utilizada como metodología empleada para la automatización y el código implementado en el lenguaje de programación LUA.

2.1 Desarrollo del HMI

La RTU utilizada dispone de HMI web y con esta herramienta se elaboró la parte visual. El HMI para una de las alimentadoras cuando se encuentra normalizada se identifican las corrientes en los reconectores R1, R2 y R3. En los interruptores de interconexión TIE1 y TIE2 la corriente es cero debido a que están abiertos. Ver Figura 12.

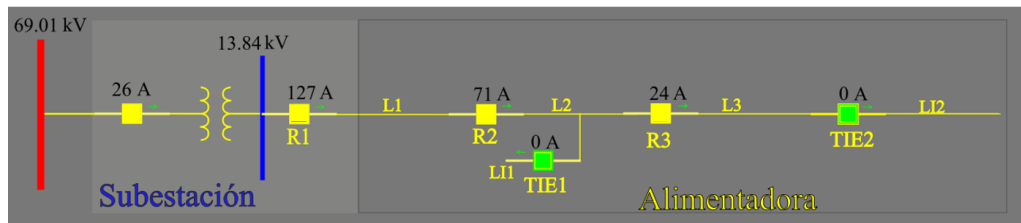


Figura 12.- HMI para una alimentadora en condiciones de operación normal.

Simulando una falla en el tramo L3. En una operación normal el rector R3 abre mientras que los reectores R1 y R2 permanecen cerrados y el tramo de alimentadora L3 queda aislado. Ver Figura 13.

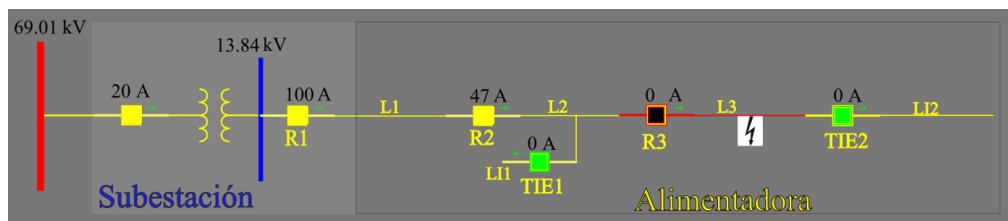


Figura 13.- HMI de la alimentadora con una falla en el tramo L3.

En una falla que se suscite en L2, el único rector que debe abrir es R2. El programa de la RTU debe verificar la disponibilidad de transferir la carga de L3 a la alimentadora adyacente LI2 y enviar los comandos para abrir el rector R3 y cerrar el rector de interconexión TIE2,

restableciendo el servicio a los usuarios del tramo L3 con lo cual se deja sin servicio al menor número de usuarios. Ver Figura 14.

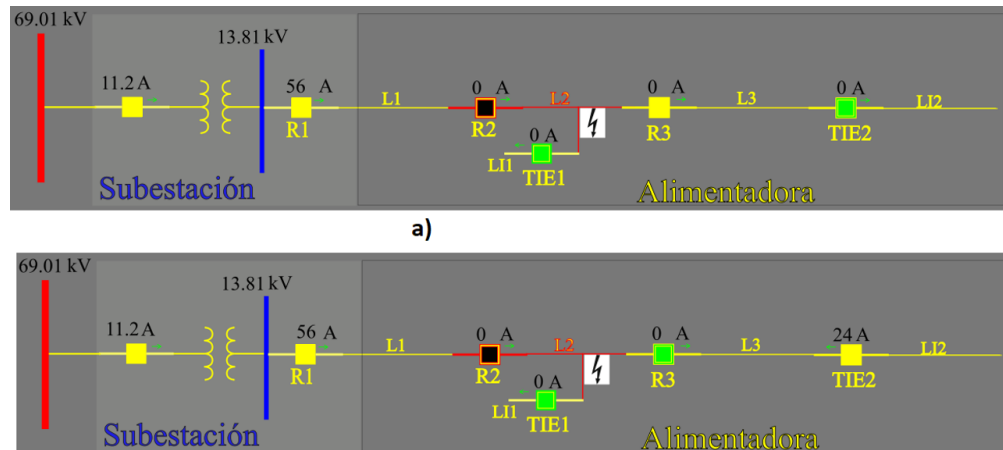
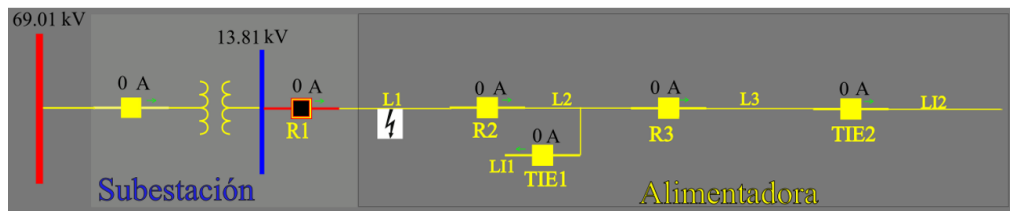


Figura 14.- a) Falla en el tramo L2 y operación normal de R2. b) Apertura de R3 y cierre de TIE2 para restablecer el servicio en L3.

Para una falla que se suscite en L1 el único reconectador que debe abrir es R1. Al igual que en el escenario anterior el programa de la RTU debe verificar la disponibilidad de transferir la carga, en este caso de los tramos L2 más L3 a las alimentadoras adyacentes LI1 y LI2. Si hay disponibilidad en la alimentadora LI1 esta tomará las cargas de L2 y L3, de no ser posible, se verifica la disponibilidad en la alimentadora LI2, de no existir disponibilidad, se verifica si LI1 puede tomar la carga de L2 y LI2 tomar la carga de L3 y finalmente si no es posible la transferencia de carga la alimentadora queda desconectada. Ver Figura 15.



a)

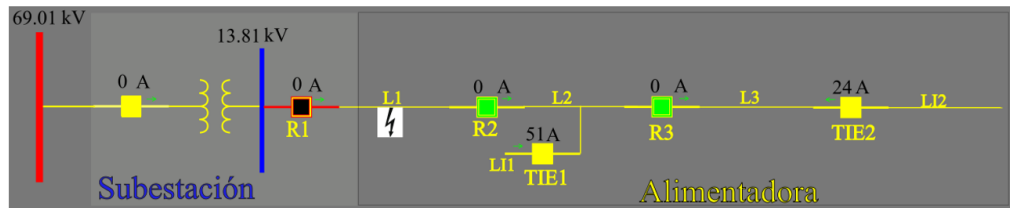


Figura 15.- a) Falla en L1, la alimentadora queda desconectada. b) Restablecimiento del servicio en L2 mediante L1 y L3 mediante L12 ante una falla en L1.

En una falla que se suscite en L2 y los re conectadores R1 y R2 no coordinen entonces estos abren y la red queda como se muestra en la Figura 16 dejando a los usuarios sin energía.

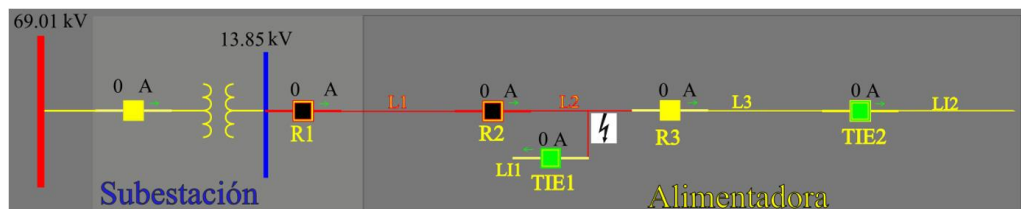


Figura 16.- Falla en L2 y operación errónea del re conectador R1.

La característica de operación de los re conectadores dependerá de la corriente de cortocircuito que se suscita durante la falla y es así que cuando la corriente de falla es menor de 2800 amperios el re conectador utiliza una curva de tiempo corriente tipo TCC 115. Si la falla se mantiene hasta llegar al tiempo de despeje el re conectador abre el circuito, luego de 15 segundos el equipo reconecta el circuito. Si la falla se extingue el equipo mantiene cerrado el circuito y si la falla permanece, el re conectador vuelve a abrir y espera 30 segundos para luego reconectar nuevamente el circuito y si la falla permanece

el equipo abre y se bloquea caso contrario se mantiene cerrado. Ver Figura 17.

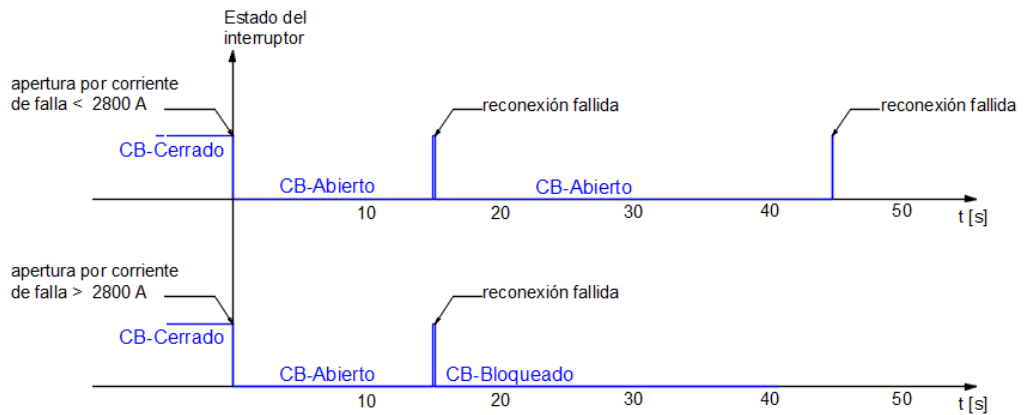


Figura 17.- Secuencia de operación de un reconectador ante una falla permanente.

Si se suscita una corriente de falla mayor a 2800 amperios, el reconectador desconecta el circuito y luego de 15 segundos reconecta, si la falla permanece el equipo abre y se bloquea, caso contrario el equipo queda normalmente cerrado.

2.2 Implementación de la Red de Petri

El procesador de la RTU corre el programa de automatización desarrollado y realiza la localización de la falla, realiza las validaciones y restablece el servicio. En la Figura 18 se muestra la Red de Petri implementada para una alimentadora.

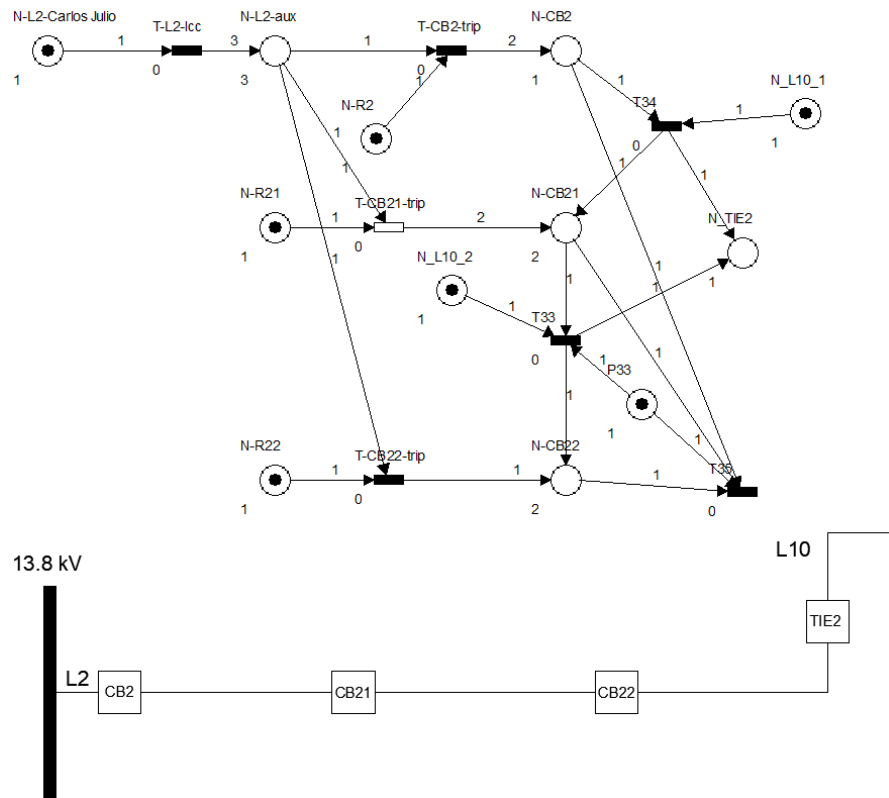


Figura 18.- Red de Petri y unifilar para una alimentadora.

El marcado inicial es el siguiente:

$$M_0 = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ 1 \\ 1 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} \begin{matrix} \text{N-L1} \\ \text{N-L1-aux} \\ \text{N-R2} \\ \text{N-CB2} \\ \text{N-R21} \\ \text{N-CB21} \\ \text{N-R22} \\ \text{N-CB22} \\ \text{N_L10_1} \\ \text{N_L10_2} \\ \text{N_TIE2} \\ \text{P33} \end{matrix}$$

La matriz de incidencia:

$$C = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 3 & -1 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2 & 0 & 0 & -1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2 & 0 & 1 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \begin{matrix} \text{T-L2-} \\ \text{lcc} \\ \text{T-} \\ \text{CB2-} \\ \text{trip} \\ \text{T-} \\ \text{CB21-} \\ \text{trip} \\ \text{T-} \\ \text{CB22-} \\ \text{trip} \\ \text{T10} \\ \text{T11} \\ \text{T13} \\ \text{N-L1} \\ \text{N-L1-aux} \\ \text{N-R2} \\ \text{N-CB2} \\ \text{N-R21} \\ \text{N-CB21} \\ \text{N-R22} \\ \text{N-CB22} \\ \text{N_L10_1} \\ \text{N_L10_2} \\ \text{N_TIE2} \\ \text{P33} \end{matrix}$$

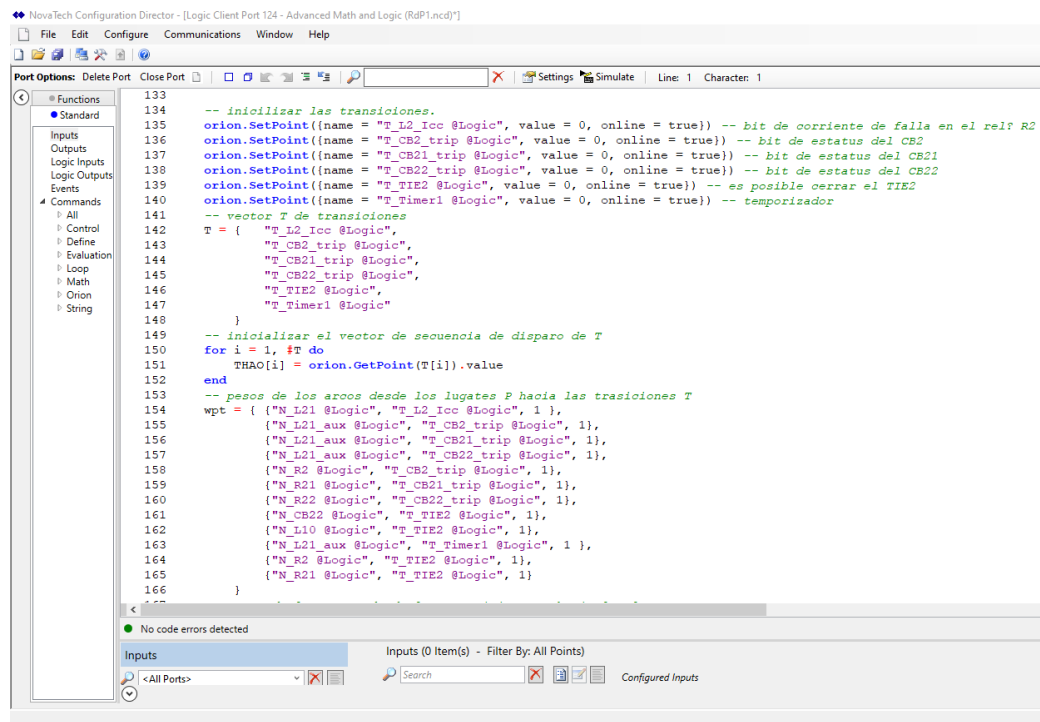
La ecuación de marcado final para una falla aguas abajo del reconectador CB22 es el siguiente:

$$T = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \begin{matrix} \text{T-L2-lcc} \\ \text{T-CB2-trip} \\ \text{T-CB21-trip} \\ \text{T-CB22-trip} \\ \text{T10} \\ \text{T11} \\ \text{T13} \end{matrix}$$

El algoritmo para la identificación de fallas con las Redes de Petri e implementado en LUA y corriendo en la RTU permite determinar el tramo de red fallada, antes de que transcurran los 15 segundos y los reconectadores empiecen la secuencia de reconexión. La RTU genera comandos que se envían a los reconectadores que no son la protección principal para retardar su apertura y darle tiempo a que el reconectador más cercano a la falla realice sus operaciones adecuadamente.

Parte de la programación en LUA y de la HMI que se desarrolló en la

herramienta de configuración de la RTU se muestra en la Figura 19.



```
133
134 -- inicializar las transiciones.
135 orion.SetPoint({name = "T_L2_Icc @Logic", value = 0, online = true}) -- bit de corriente de falla en el rel R2
136 orion.SetPoint({name = "T_CB2_trip @Logic", value = 0, online = true}) -- bit de estatus del CB2
137 orion.SetPoint({name = "T_CB21_trip @Logic", value = 0, online = true}) -- bit de estatus del CB21
138 orion.SetPoint({name = "T_CB22_trip @Logic", value = 0, online = true}) -- bit de estatus del CB22
139 orion.SetPoint({name = "T_TIE2 @Logic", value = 0, online = true}) -- es posible cerrar el TIE2
140 orion.SetPoint({name = "T_Timer1 @Logic", value = 0, online = true}) -- temporizador
141
142 -- vector T de transiciones
143 T = {
144     "T_L2_Icc @Logic",
145     "T_CB2_trip @Logic",
146     "T_CB21_trip @Logic",
147     "T_CB22_trip @Logic",
148     "T_TIE2 @Logic",
149     "T_Timer1 @Logic"
150 }
151 -- inicializar el vector de secuencia de disparo de T
152 for i = 1, #T do
153     THAO[i] = orion.GetPoint(T[i]).value
154 end
155
156 -- pesos de los arcos desde los lugares P hacia las transiciones T
157 wpt = { {"N_L21 @Logic", "T_L2_Icc @Logic", 1 },
158         {"N_L21_aux @Logic", "T_CB2_trip @Logic", 1},
159         {"N_L21_aux @Logic", "T_CB21_trip @Logic", 1},
160         {"N_L21_aux @Logic", "T_CB22_trip @Logic", 1},
161         {"N_R2 @Logic", "T_CB2_trip @Logic", 1},
162         {"N_R2 @Logic", "T_CB21_trip @Logic", 1},
163         {"N_R2 @Logic", "T_CB22_trip @Logic", 1},
164         {"N_CB22 @Logic", "T_TIE2 @Logic", 1},
165         {"N_L10 @Logic", "T_TIE2 @Logic", 1},
166         {"N_L21_aux @Logic", "T_Timer1 @Logic", 1 },
167         {"N_R2 @Logic", "T_TIE2 @Logic", 1},
168         {"N_R21 @Logic", "T_TIE2 @Logic", 1}
169 }
```

Figura 19.- Entorno de programación en LUA que incorpora la RTU.

Para presentar las 6 alimentadoras se elaboró dos pantallas sencillas. La primera contiene el primer transformador con 6 alimentadoras y la segunda contiene el segundo transformador con las tres alimentadoras restantes como se muestra en la Figura 20 y Figura 21.

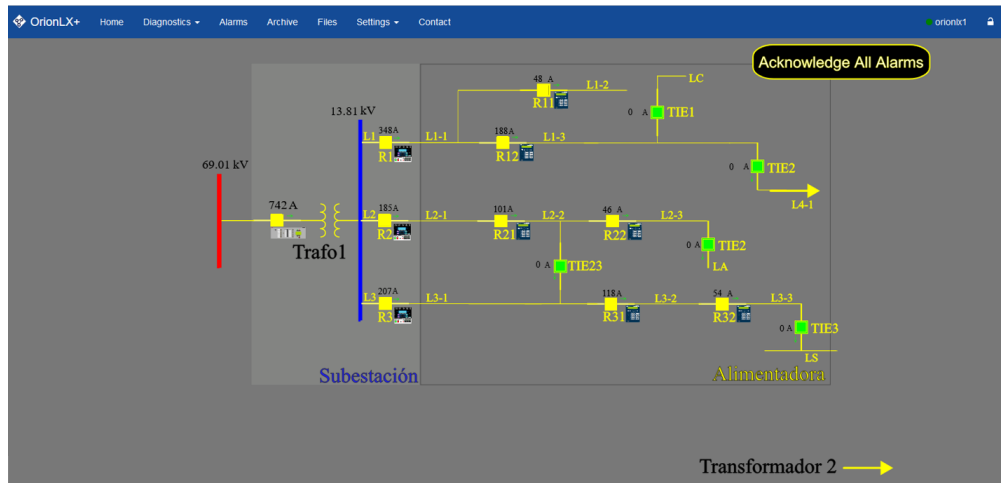


Figura 20.- HMI de las alimentadoras del transformador 1.

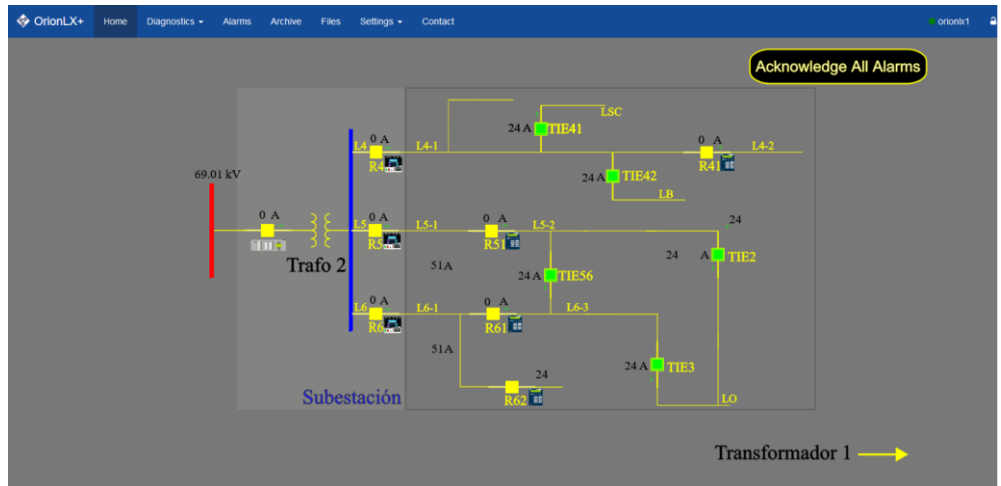


Figura 21.- HMI de las alimentadoras del transformador 2.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las Redes de Petri implementadas permiten automatizar la localización de los tramos de alimentadoras con fallas cuando los reconectores realizan operaciones erróneas en la red de distribución. Adicionalmente, permiten automatizar la reconfiguración automática de las alimentadoras para restablecer el servicio de energía a los usuarios.

La integración de las señales de estado, alarmas y señales analógicas de los reconectores en la RTU mediante la red de telecomunicaciones de alta velocidad y un algoritmo de automatización ejecutándose en el procesador de la RTU que fue desarrollado en LUA permite que un problema de protecciones como la falta de coordinación pueda ser minimizado y con ello mejorar la calidad del servicio eléctrico que la Distribuidora ofrece, dado que se logró reducir los tiempos de restablecimiento del servicio eléctrico en el lapso de los 15 segundos que es el tiempo de espera del reconector antes de realizar la primera reconexión.

La aplicación desarrollada con la Redes de Petri es una de las tantas soluciones disponible para hacer frente al problema de coordinación de los reconectores en alimentadoras, sin embargo, hay que tener claro que el problema en si es de protecciones por lo que se recomienda a la Distribuidora que estudie la posibilidad de cambiar la filosofía de las protecciones para las alimentadoras, considerando que ya se tiene disponible equipos con tecnologías que permiten estimar la vida útil (Monitor de parámetros del transformador y el software apropiado) del activo más costoso en la subestación como lo es el transformador de poder y a quien se cuida de no someterlo a mayores esfuerzos durante las corrientes de falla que se susciten en las alimentadoras.

Para una mayor velocidad (unos cuantos milisegundos) en el despeje de fallas y para la automatización de las alimentadoras se sugiere explorar los protocolos

disponibles en el estándar de automatización de subestaciones IEC 61850 en su versión 2. Este estándar dispone del protocolo determinístico de mensajería instantánea denominado GOOSE, para lo cual se deberá implementar una red de telecomunicaciones con mínima o nula latencia e implementar sincronización de tiempo con protocolos de alta precisión como PTP.

BIBLIOGRAFÍA

[1] T. Murata, "Petri nets: Properties, Analysis and application," Proceedings of the IEEE, Vol 77, No 4, pp 541-580, April 1989.

[2] L. Murillo, "Redes de Petri: Modelado e implementación de algoritmos para autómatas programables," Tecnología en Marcha, Vol. 21, N.º 4, pp. 102-125, Octubre-Diciembre 2008.

[3] NovaTech, LLC, "Orion Advanced Math & Logic Software Manual," Document Revision A, March 1, 2021.

[4] PUC-Rio. (2020–2023). Lua 5.4 Reference Manual (v 5.4) [Online]. Disponible en: <https://www.lua.org/manual/5.4/contents.html>.

[5] T. Bah. (2005-2017). Inkscape: Guide to a Vector Drawing Program (versions 0.92 and 0.93) [Online]. Disponible en: <http://tavmjong.free.fr/INKSCAPE/MANUAL/html/index.php>.