

UNIVERSIDAD RICARDO PALMA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECATRÓNICA



**AUTOMATIZACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y
RECONEXIÓN MEDIANTE UN SISTEMA SCADA USANDO
COMUNICACIÓN GPRS PARA LA GESTIÓN REMOTA DE LA
RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE HIDRANDINA S.A**

TESIS
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECATRÓNICO

PRESENTADO POR:

Bach. AVILÉS VÍLCHEZ, JOSÉ BOLFREDO

Asesor: Dra. Ing. MURILLO MANRIQUE MARGARITA

LIMA – PERÚ

2020

DEDICATORIA

A Dios, mis padres Judith y José, mis hermanas María, Ana, Katia y el pequeño Benjas; mis abuelos Paye Angel y Mamá Hilda, Mamá Sole y al Papá Avilés; a mis tíos y también a todas las personas que confían en mí. Finalmente, a mi amada Katty que junto con mi familia me motivaron a concluir este proyecto de tesis.

José B. Avilés Vílchez

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, agradezco a Dios por la paciencia que me tiene y ha tenido durante toda mi vida, sin su iluminación y bendición no podría haber culminado esta primera etapa de mi vida profesional.

A mi familia por ser mi soporte más fiel durante toda mi vida, siendo mi madre el símbolo más grande de amor y sacrificio que he conocido. Mis hermanas que con su alegría y su simple existencia han llenado mi vida de risas y momentos inolvidables. Mi padre que fue mi guía y faro en la ingeniería, con quien me desvelaba estudiando durante mis primeros años universitarios y quien me enseñó que, a pesar de nuestras limitaciones y decisiones tomadas en el pasado, nunca debemos perder la alegría.

A mis amados abuelos en el cielo, que con su ejemplo, sencillez y amor me dieron todo lo necesario para ser feliz.

A mis tíos Cesar, Hugo, Wilbert y Àngel que con su acompañamiento me permitieron heredar las enseñanzas más profundas de humildad y esfuerzo de mis abuelos. Así mismo, a mis tías Mary, Rocío y Violeta que con su acompañamiento de madres siempre me brindaron sus consejos más sinceros para mi éxito como profesional pero también como hombre, hijo y hermano.

A mi enamorada Katty, que siempre me impulsó a terminar esta tesis y no rendirme para así poder seguir dando pasos hacia mis verdaderos objetivos como futuro, ingeniero, magister, esposo y padre.

A mis amigos y hermanos de la vida que con su alegría y sinceridad siempre se preocupan por ayudarme a ser mejor persona.

A mi asesora la Dra. Margarita Murillo quien con su perseverancia, conocimientos y dedicación me brindó su apoyo constante durante todas las etapas de desarrollo de la presente tesis.

Finalmente, a mis tíos, amigos y seres queridos en general que hoy se encuentran en presencia de Dios, para que llegado el día pueda yo también presenciar esa gloria en el cielo.

INDICE GENERAL

| | |
|--|-------|
| AGRADECIMIENTO | v |
| RESUMEN | xvii |
| ABSTRACT..... | xviii |
| INTRODUCCIÓN | 1 |
| CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 3 |
| 1.1. Descripción de la problemática..... | 3 |
| 1.2. Problematización | 4 |
| 1.2.1. Problema general | 4 |
| 1.2.2. Problemas específicos | 5 |
| 1.3. Objetivos..... | 5 |
| 1.3.1. Objetivo general | 5 |
| 1.3.2. Objetivos específicos..... | 5 |
| 1.4. Importancia y justificación del estudio..... | 5 |
| 1.5. Metodología | 6 |
| 1.6. Estructura de la tesis | 7 |
| CAPITULO II: MARCO TEÓRICO..... | 9 |
| 2.1. Antecedentes de la investigación..... | 9 |
| 2.1.1. Investigaciones relacionadas | 10 |
| 2.2. Óptica de la investigación..... | 13 |
| 2.2.1. Hipótesis general | 13 |
| 2.2.2. Hipótesis específicas | 13 |
| 2.3. Selección de variables..... | 14 |
| 2.4. Soporte teórico de la investigación..... | 14 |
| 2.4.1. Automatización de los equipos de protección y reconexión para la operación remota. 14 | |
| 2.4.1.1. La energía y los sistemas eléctricos en desarrollo | 15 |
| 2.4.1.2. Proceso de generación y transmisión de la energía eléctrica..... | 16 |
| 2.4.1.3. Regulación del sistema eléctrico en el Perú..... | 18 |
| 2.4.1.4. Equipos de protección y reconexión (Reconectores)..... | 21 |
| 2.4.1.5. Detección de fallas usando equipos de protección | 23 |
| 2.4.1.6. Funcionamiento de las protecciones eléctricas..... | 27 |

| | | |
|--|---|----|
| 2.4.1.7. | Relés electromecánicos | 29 |
| 2.4.1.8. | Relés digitales para la protección automática..... | 31 |
| 2.4.1.9. | Relés numéricos con capacidad de automatización y control..... | 31 |
| 2.4.1.10. | Relés de recierre o reconexión para la automatización..... | 33 |
| 2.4.2. | Sistema SCADA para la supervisión autónoma de la red de distribución ... | 35 |
| 2.4.2.1. | Automatización de equipos de protección para la supervisión..... | 35 |
| 2.4.2.2. | Sistemas de potencia automatizados y supervisados | 36 |
| 2.4.2.3. | Protección eléctrica en sistemas de potencia automatizados | 36 |
| 2.4.2.4. | Control para sistemas de potencia automatizados | 37 |
| 2.4.2.5. | Medición y monitoreo para sistemas de potencia automatizados..... | 38 |
| 2.4.2.6. | Comunicación en sistemas de potencia automatizados | 39 |
| 2.4.2.7. | Hardware en un sistema SCADA | 40 |
| 2.4.2.8. | Software en un sistema SCADA..... | 42 |
| 2.4.2.9. | Comunicaciones y redes locales en un sistema SCADA | 42 |
| 2.4.2.10. | Protocolos de comunicación aplicados en sistemas SCADA | 43 |
| 2.4.2.11. | Protocolo de comunicación DNP3..... | 44 |
| 2.4.2.12. | Interfaces Humano-Máquina para la supervisión SCADA..... | 46 |
| 2.4.2.13. | Componentes de una Interfaz Humano-Máquina | 47 |
| 2.4.2.14. | Sistemas SCADA para supervisión de subestaciones eléctricas | 48 |
| 2.4.2.15. | Sistemas SCADA para supervisión de redes de distribución | 49 |
| 2.4.3. | Comunicación Remota GPRS | 50 |
| 2.4.3.1. | Comunicaciones en sistemas de distribución..... | 50 |
| 2.4.3.2. | Enlace entre el Centro de control y los equipos remotos..... | 52 |
| 2.4.3.3. | Canales para la comunicación con los equipos remotos..... | 54 |
| 2.4.3.4. | Topologías VPN inalámbricas usando GPRS..... | 55 |
| 2.4.3.5. | Uso de nodos GSN sobre la red GPRS | 57 |
| 2.4.3.6. | Tipos de nodos GGSN y los nombres de puntos de acceso..... | 59 |
| 2.4.3.7. | Equipo de modulación GPRS (Módem GPRS) y sus interfaces | 59 |
| 2.4.3.8. | Antenas de comunicación | 61 |
| 2.4.3.9. | Interfaces de comunicación | 64 |
| CAPITULO III: DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA..... | | 66 |
| 3.1. | Diseño de la automatización de los equipos de protección y reconexión para la operación remota..... | 66 |
| 3.1.1. | Configuración de control los equipos de protección y reconexión | 66 |

| | | |
|---|---|-----|
| 3.2. | Diseño del sistema SCADA para la supervisión autónoma..... | 70 |
| 3.2.1. | Interacción entre aplicaciones y programas a configurar | 70 |
| 3.2.2. | Diseño de la base de datos SCADA | 72 |
| 3.2.3. | Diseño de la interfaz gráfica SCADA | 83 |
| 3.3. | Diseño de las comunicaciones usando tecnología GPRS | 85 |
| 3.3.1. | Diseño mecánico y eléctrico para la instalación de los módems GPRS..... | 85 |
| 3.3.2. | Diseño para el conexionado de comunicaciones del sistema | 88 |
| 3.3.3. | Diseño para la configuración del módem GPRS | 90 |
| 3.3.4. | Arquitectura general del sistema | 95 |
| 3.4. | Implementación | 97 |
| 3.4.1. | Automatización de reconectores para el control remoto. | 97 |
| 3.4.2. | Implementación del sistema SCADA para la supervisión autónoma..... | 98 |
| 3.4.3. | Implementación del enlace de comunicación GPRS..... | 99 |
| CAPITULO IV: PRUEBAS Y RESULTADOS | | 101 |
| 4.1. | Pruebas de laboratorio | 101 |
| 4.1.1. | Pruebas de control remoto de reconector simulado en laboratorio..... | 101 |
| 4.1.2. | Prueba simulada de supervisión autónoma desde el SCADA | 104 |
| 4.1.3. | Pruebas de comunicación usando tecnología GPRS en laboratorio. | 105 |
| 4.2. | Pruebas de campo | 107 |
| 4.2.1. | Pruebas de control remoto de 25 reconectores de Hidrandina | 107 |
| 4.2.2. | Pruebas de supervisión autónoma desde el SCADA | 110 |
| 4.2.3. | Pruebas de comunicación con reconectores utilizando módems GPRS. | 113 |
| 4.3. | Resultados..... | 117 |
| 4.3.1. | Resultados de las pruebas de laboratorio..... | 117 |
| 4.3.2. | Resultados de las pruebas de campo | 119 |
| CONCLUSIONES | | 120 |
| RECOMENDACIONES..... | | 121 |
| BIBLIOGRAFÍA | | 122 |
| ANEXOS | | 125 |
| ANEXO 1: Hoja técnica del Software SCADA SURVALENT..... | | 125 |
| ANEXO 2: Hoja técnica del módem GPRS Microhard IPn4Gii..... | | 127 |
| ANEXO 3: Secuencia de comando para la simulación de señales | | 130 |
| ANEXO 4: Cuadro de reconectores configurados | | 139 |

INDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| Figura 1. Etapas del sistema eléctrico..... | 15 |
| Figura 2. Estructura de un sistema eléctrico de potencia..... | 18 |
| Figura 3. Evolución de las compensaciones por mala calidad de suministro, periodo 2008-2011..... | 20 |
| Figura 4. Evolución semestral de las compensaciones por mala calidad de suministro. Periodo 2010-2016. | 21 |
| Figura 5. Evolución semestral de porcentaje de clientes compensados por mala calidad de suministro. Periodo 2010-2016..... | 21 |
| Figura 6. Proceso de recierre y apertura antes del bloqueo. | 22 |
| Figura 7. Reconectador con su relé controlador | 23 |
| Figura 8. a) Cortocircuito trifásico equilibrado. b) Cortocircuito entre dos fases sin conexión a tierra. c) Cortocircuito monofásico fase-tierra y fase-neutro..... | 24 |
| Figura 9. Componentes simétricos para una falla a tierra en una fase a | 25 |
| Figura 10. Arreglo de relé alimentado por una corriente proporcional a las corrientes de las 3 fases..... | 26 |
| Figura 11. Arreglo de relés de sobre corriente instalados en las fases | 27 |
| Figura 12. Diferencial de tiempo en curvas de equipos de protección superiores e inferiores frente a sobre corrientes. | 28 |
| Figura 13. Composición de un relé electromecánico simple: 1) Muelle, 2) Contactos, 3) Armadura, 4) Núcleo, 5) Bobinado, 6) Núcleo magnético y 7) Aislador. | 30 |
| Figura 14. Relé electromecánico. | 30 |
| Figura 15. Relé digital de distribución (1982)..... | 31 |
| Figura 16. Primera generación de relés numéricos de distribución..... | 32 |
| Figura 17. Arquitectura típica del hardware de un relé numérico | 32 |
| Figura 18. Diagrama de una secuencia de recierre ante una falla transitoria | 34 |
| Figura 19. Diagrama de una secuencia de recierre ante una falla no transitoria | 34 |
| Figura 20. Diagrama de funciones básicas de un sistema de automatización. | 35 |
| Figura 21. Estructura funcional de automatización de sistemas de potencia..... | 36 |
| Figura 22. Arquitectura básica de un sistema automatizado de potencia | 40 |
| Figura 23. Componentes de un sistema SCADA..... | 41 |
| Figura 24. Diagrama relacional de software SCADA de laboratorio | 42 |

| | |
|---|----|
| Figura 25. Ethernet usado para transmitir datos en un sistema SCADA..... | 43 |
| Figura 26. Ethernet usado para transmitir datos en un sistema SCADA..... | 45 |
| Figura 27. Transferencia de datos desde el bus de comunicación hacia el HMI del Centro de Control. | 46 |
| Figura 28. Interfaz configurable para SCADA | 48 |
| Figura 29. Sistema de comunicación híbrido con más de una tecnología en uso..... | 52 |
| Figura 30. Topología típica de una VPN | 53 |
| Figura 31. Ejemplo de topología GPRS..... | 57 |
| Figura 32. Envío de paquetes de datos desde los terminales remotos GPRS usando nodos GSN..... | 58 |
| Figura 33. Enlace de comunicación entre áreas de servicio e internet por nodos GSN . | 58 |
| Figura 34. Módem GPRS con su cable de comunicación y antena | 61 |
| Figura 35. Direccionalidad de antenas no direccionales..... | 63 |
| Figura 36. Antenas direccionales..... | 63 |
| Figura 37. Conectores RS-232 D: En sentido horario de la izquierda superior: hembra de 09 pines, hembra de 25 pines, macho de 25 pines y macho de 9 pines. | 65 |
| Figura 38. Cable RS-232 macho-hembra | 65 |
| Figura 39. Cable RS-232 macho-hembra | 65 |
| Figura 40. A) Inspección del equipo de reconexión en la subestación eléctrica. B) Revisión del tablero del equipo reconectador y medición para la instalación del módem. | 66 |
| Figura 41. A) Software AFSuite. B) Software CMS. C) Software ETIMS..... | 67 |
| Figura 42. Parámetros para la configuración de un puerto serial RS-232 del reconectador en el software ETIMS | 68 |
| Figura 43. Parámetros del protocolo DNP 3.0. en el reconectador con puerto serial RS- 232 en el software ETIMS..... | 68 |
| Figura 44. Parámetros del protocolo DNP 3.0. en el reconectador con puerto Ethernet en el software ETIMS | 68 |
| Figura 45. Mapa de señales disponible en el reconectador Entec en el software ETIMS | 69 |
| Figura 46. Interacción entre aplicaciones SCADA..... | 71 |
| Figura 47. Interacción entre SCADA Client, SCADA Server y SMART VU | 71 |
| Figura 48. Estructura de las estaciones principales de la base de datos en el software SCADA..... | 72 |

| | |
|--|----|
| Figura 49. Variables internas del sistema dentro de la estación SYSS\$ en el software SCADA..... | 73 |
| Figura 50. Estaciones hijas de SCADA_MAESTRO en el software SCADA..... | 73 |
| Figura 51. Pseudopuntos creados para configuración y programación del sistema en el software SCADA..... | 74 |
| Figura 52. Estaciones hijas dentro de la estación Reconectores en el software SCADA..... | 74 |
| Figura 53. Estaciones hijas dentro de las estaciones madres en el software SCADA: A) Estaciones de equipos Entec. B) Estaciones de equipos ABB. C) Estaciones de equipos Noja..... | 75 |
| Figura 54. Señales digitales configuradas en el software SCADA dentro de la estación del reconector de código I341786..... | 75 |
| Figura 55. Parámetros generales configurables en una señal digital en el software SCADA..... | 76 |
| Figura 56. Parámetros de telemetría y control configurables en una señal digital en el software SCADA..... | 77 |
| Figura 57. Parámetros de alarmado configurables en una señal digital en el software SCADA..... | 78 |
| Figura 58. Señales analógicas configuradas dentro del reconector de código I341786 en el software SCADA..... | 79 |
| Figura 59. Parámetros generales configurables en una señal analógica en el software SCADA..... | 79 |
| Figura 60. Parámetros de telemetría configurables en una señal analógica dentro del software SCADA..... | 80 |
| Figura 61. Líneas de comunicación creadas para el enlace con cada reconector remoto dentro del software SCADA..... | 80 |
| Figura 62. Parámetros configurables para las líneas de comunicación dentro del software SCADA..... | 81 |
| Figura 63. Reconectores a integrar reflejados como RTU virtuales dentro del software SCADA..... | 82 |
| Figura 64. Parámetros del reconector a configurar en el software SCADA..... | 82 |
| Figura 65. Parámetros de red del reconector a configurar en el software SCADA | 82 |
| Figura 66. Diseño de vista general de la interfaz gráfica en el software SCADA..... | 83 |

| | |
|--|----|
| Figura 67. Opciones de la barra de herramientas diseñadas en el software SCADA: A) Sección de botones generales y monitores. B) Sección de reportes y herramientas cliente. C) Sección de información general..... | 84 |
| Figura 68. Imágenes desarrolladas en el software SCADA: A) Vista de mapas generales. B) Mapa de zona de Huaraz | 84 |
| Figura 69. Vista interna de reconvertidor desarrollada en el software SCADA | 85 |
| Figura 70. Vista de reportes desarrollada en el software SCADA | 85 |
| Figura 71. Módem acoplado en tablero de reconvertidor..... | 86 |
| Figura 72. Plano de distribución mecánica de relé de reconvertidor y módem GPRS en el gabinete..... | 86 |
| Figura 73. Plano de distribución mecánica del computador SCADA maestro y el módem GPRS maestro | 87 |
| Figura 74. Plano del conexionado eléctrico para la alimentación del módem GPRS esclavo dentro del gabinete de reconvertidor | 87 |
| Figura 75. Plano del conexionado eléctrico para la alimentación del módem GPRS maestro y computador del sistema SCADA maestro. | 88 |
| Figura 76. Plano del conexionado de comunicación entre el módem y reconvertidor de tipo Serial..... | 89 |
| Figura 77. Plano del conexionado de comunicación entre el módem y reconvertidor de tipo Ethernet. | 89 |
| Figura 78. Plano del conexionado de comunicaciones entre el módem GPRS maestro y computador del sistema SCADA maestro..... | 90 |
| Figura 79. Configuración de la red LAN en el módem GPRS | 91 |
| Figura 80. Configuración del Carrier, en la interfaz del módem GPRS, para acceder a la red privada de Hidrandina | 92 |
| Figura 81. Comprobación de la cobertura y nivel de señal del chip en el módem desde la interfaz web del módem | 92 |
| Figura 82. Habilitación de funciones de respuesta ante consultas ICMP de los chips desde la interfaz web del modem GPRS | 93 |
| Figura 83. Configuración de puertos para la funcionalidad Port Forwarding desde la interfaz web del modem GPRS | 93 |
| Figura 84. Habilitación de regla para permitir todas las IP desde la interfaz web del módem | 94 |

| | |
|---|-----|
| Figura 85. Creación de una regla para permitir el tráfico de LAN a WAN desde la interfaz web del modem GPRS | 94 |
| Figura 86. Arquitectura general del sistema | 95 |
| Figura 87. Etapa de automatización del reconectador y configuración del equipo de comunicación GPRS..... | 95 |
| Figura 88. Etapa de configuración del sistema SCADA y equipo de comunicación GPRS | 96 |
| Figura 89. Módem Microhard..... | 96 |
| Figura 90. Antena magnética Microhard | 97 |
| Figura 91. Configuración de reconectador para la automatización. | 97 |
| Figura 92. Configuración de reconectador en poste para la automatización | 98 |
| Figura 93. Reconectador de marca Noja configurado para la automatización | 98 |
| Figura 94. Configuración del software SCADA de supervisión autónoma..... | 99 |
| Figura 95. Conexión del cable serial al puerto RS-232 del módem GPRS | 99 |
| Figura 96. Instalación del módem GPRS maestro para el SCADA..... | 100 |
| Figura 97. Conexionado y configuración del módem GPRS para enlace SCADA desde laptop | 100 |
| Figura 98. Lista de mapas geográficos disponibles desarrollados en el software SCADA | 101 |
| Figura 99. Imagen de la vista de reconectores de la zona de Chimbote obtenido del botón general desarrollado en el software SCADA | 101 |
| Figura 100. Vista interna del reconectador I341786 desarrollada en el software SCADA | 102 |
| Figura 101. Pruebas simuladas de control desde la interfaz gráfica desarrollada en el software SCADA..... | 102 |
| Figura 102. Selección de control para el estado inoperativo, a efectuar desde el software SCADA..... | 102 |
| Figura 103. Señal de estado inoperativa producto del control efectuado desde el software SCADA..... | 103 |
| Figura 104. Selección de control de estado operativo desde la interfaz gráfica del software SCADA..... | 103 |
| Figura 105. Señal de estado operativa producto del control efectuado desde el software SCADA..... | 103 |

| | |
|--|-----|
| Figura 106. Programación desarrollada para simular señales analógicas desde el software SCADA..... | 104 |
| Figura 107. Señales supervisadas desde la interfaz gráfica del software SCADA: A) Corrientes de fase. B) Tensiones bifásicas. C) Alarmas de falla. D) Estado de interruptor..... | 105 |
| Figura 108. Estado de conexión del módem maestro con buena intensidad visualizado desde la interfaz web del módem GPRS | 106 |
| Figura 109. Estado de conexión del módem esclavo con buena intensidad visualizado desde la interfaz web del módem GPRS | 106 |
| Figura 110. Intercambio de datos analógicos visualizado desde el software SCADA. | 107 |
| Figura 111. Intercambio de datos digitales visualizado desde el software SCADA | 107 |
| Figura 112. Personal en campo para la prueba de control de apertura y cierre de un reconectador desde el sistema SCADA..... | 108 |
| Figura 113. Maniobra de apertura desde el software SCADA | 108 |
| Figura 114. Apertura del interruptor de reconectador desde el software SCADA y activación de las alarmas | 109 |
| Figura 115. Panel de alarmas corrobora los cambios de estado de interruptor y alarmas generadas por las pruebas de falla mostradas en el software SCADA..... | 109 |
| Figura 116. Cierre del interruptor desde el software SCADA y desactivación de las alarmas..... | 110 |
| Figura 117. Generación de gráficas desde las medidas obtenidas con los botones de gráficas desarrollados en el software SCADA | 110 |
| Figura 118. Gráfica de data histórica de las corrientes generada desde el software SCADA..... | 111 |
| Figura 119. Gráfica de las corrientes en tiempo real generada desde el software SCADA | 111 |
| Figura 120. Panel de alarmas que muestra la protección a tierra deshabilitada desde el software SCADA..... | 112 |
| Figura 121. Deshabilitación de la protección a tierra mostrada en la interfaz gráfica del software SCADA..... | 112 |
| Figura 122. Restablecimiento de la protección a tierra desde la interfaz gráfica del software SCADA..... | 112 |
| Figura 123. Panel de alarmas que corroboran el restablecimiento de la protección a tierra desde el software SCADA | 113 |

| | |
|---|-----|
| Figura 124. Vista de reportes con archivos de reportes preconfigurados en el software SCADA..... | 113 |
| Figura 125. Reporte seleccionado desde la interfaz gráfica del software SCADA | 113 |
| Figura 126. Reporte seleccionado desde la interfaz gráfica SCADA..... | 114 |
| Figura 127. Intercambio de datos visualizado desde la interfaz web del modem GPRS. | 115 |
| Figura 128. Desconexión del cable de serial en el reconectador para generar una falla de comunicación..... | 115 |
| Figura 129. Alarma de falla de comunicación activada en la base de datos del software SCADA..... | 116 |
| Figura 130. Alarma de falla de comunicación activada de un reconectador de zona Chimbote mostrada en la interfaz gráfica del software SCADA | 116 |
| Figura 131. Panel de alarmas que corrobora la activación de la alarma de comunicaciones en la zona de Chimbote desde el el software SCADA | 116 |
| Figura 132. Conexión del cable serial en el reconectador para restablecer la comunicación..... | 116 |
| Figura 133. Alarma de falla de comunicación restablecida y normalizada en la base de datos desde el software SCADA | 117 |
| Figura 134. Alarma de falla de comunicación desactivada en la zona Chimbote desde la interfaz gráfica del software SCADA..... | 117 |
| Figura 135. Panel de alarmas que corrobora la normalización de las comunicaciones en la zona de Chimbote desde el software SCADA..... | 117 |

INDICE DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Relación entre variables y sus dimensiones..... | 14 |
| Tabla 2. Evolución de las compensaciones por mala calidad de suministro. Periodo 2008-2011. | 19 |
| Tabla 3. Puertos serie de PC y otras interfaces usadas de 9 pines | 64 |
| Tabla 4. Lista de señales a configurar en los equipos de protección y reconexión | 69 |

RESUMEN

La investigación presenta el desarrollo de un sistema automatizado de reconectores como herramienta de control confiable para los operadores de una red de distribución, para lo cual se realizó una sinergia entre protección eléctrica, telecomunicaciones y control automatizado por Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA).

El diseño del sistema consta de una arquitectura de comunicaciones usando equipamiento con tecnología General Packet Radio Service (GPRS), la cual fue interconectada con una base de datos relacional y una interfaz gráfica SCADA, que permitirá la supervisión de señales analógicas y de estado en tiempo real, así como de un control preciso y rápido de los equipos de protección y reconexión responsables de la eliminación automática de fallas en la red de distribución. El sistema SCADA implementado utilizó el software ADMS SURVALENT, el cual fue adquirido por la empresa distribuidora Hidrandina S.A. y usada de modelo para la investigación y desarrollo del prototipo del sistema.

Las etapas de implementación y pruebas se llevaron a cabo utilizando los equipos existentes en la red de distribución de la empresa Hidrandina S.A. en la ciudad de Trujillo, donde se instalaron módems GPRS y antenas multibanda en un grupo de 05 reconectores. Asimismo, los equipos de protección se configuraron de tal manera que puedan establecer un enlace con un servidor maestro de Hidrandina, utilizando el protocolo estándar DNP 3.0. para la lectura de señales la ejecución de comandos desde el centro de control en Trujillo, desde donde se ejecutaron las maniobras.

Palabras Clave: Reconectores, Red de distribución eléctrica, protección eléctrica, telecomunicaciones, control automatizado SCADA.

ABSTRACT

This research was conducted to develop an automated reconnecting system that allows operators to have a reliable control tool for their distribution network. To this end, a synergy was carried out between electrical protection, telecommunications and automated control by Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA).

The system design was based on a communications architecture using equipment with General Packet Radio Service (GPRS) technology, which was interconnected with a relational database and SCADA graphical interface that would allow the monitoring of analog and status signals in real time, and precise and rapid control of the protection and reconnection equipment responsible for the automatic elimination of failures in the distribution network. The SCADA system implemented was using the ADMS SURVALENT software, which was acquired by the distribution company Hidrandina S.A., which was used as a model for the research and development of the system prototype.

The implementation and testing stages were carried out using existing equipment in the distribution network of Hidrandina S.A. in the city of Trujillo, where GPRS módems and multiband antennas were installed in a group of 05 reconnectors. Protection equipment was also configured in such a way that they can link to a Hidrandina master server, using the standard DNP 3.0 protocol. for reading signals the execution of commands from the control center in Trujillo, from where the maneuvers were executed.

Keywords: Reclosers, power distribution network, electrical protection, telecommunications, automated control, SCADA.

INTRODUCCIÓN

Para el desarrollo de la presente investigación AUTOMATIZACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y RECONEXIÓN MEDIANTE UN SISTEMA SCADA USANDO COMUNICACIÓN GPRS PARA LA GESTIÓN REMOTA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE HIDRANDINA S.A., se consideró los siguientes antecedentes: Estefan, C., País, G. y Portas, G. En su proyecto de fin de carrera titulado: “Automatización en redes de distribución”, así mismo, Landázuri, C. en su proyecto de tesis de maestría titulado: “Diseño e implementación de un sistema piloto para la automatización de alimentadores de la red de distribución de la empresa eléctrica regional Centro Sur C.A.”, y finalmente la investigación de Chuchuca, F., y Desiderio, L. en su proyecto de tesis titulado: “Simulación de automatización de una subestación de distribución”.

Para la investigación se ha formulado el problema general de la siguiente manera: ¿Cómo será la automatización de equipos de protección y reconexión mediante un sistema SCADA usando comunicación GPRS para la gestión remota de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A.?, interrogante que a través de la investigación se ha dado respuesta.

El motivo fundamental de la investigación considera la configuración de equipos de protección y control junto con sus capacidades de comunicación y como esta repercute en la automatización de los equipos a través de sistema SCADA que usan comunicación GPRS, en función a las necesidades de la empresa. Así mismo, los resultados obtenidos de la investigación servirán de base para incentivar en mejorar el diseño e implementar nuevos sistemas basados en otros requerimientos.

El objetivo principal es determinar un mecanismo de automatización para los equipos de protección y reconexión usando un sistema SCADA como interfaz y comunicación GPRS como medio, con el fin de supervisar y gestionar de forma más eficiente las fallas y operaciones de la red de distribución de Hidrandina S.A.

Así mismo para un estudio sistematizado del problema, la investigación se ha estructurado de la siguiente manera:

CAPITULO I: Planteamiento del problema, el cual considera la definición del problema, objetivo general y la justificación de la investigación.

CAPITULO II: Marco Teórico, el cual considera las investigaciones previas realizadas por diversos autores sobre los temas relacionados al proyecto de tesis.

CAPITULO III: Diseño e implementación del sistema, el cual considera las pautas de diseño a nivel mecánico, eléctrico, comunicaciones y software requeridos para la automatización de los equipos de protección y control.

CAPITULO IV: Pruebas y resultados, el cual considera los registros de las pruebas realizadas en laboratorio y en campo del sistema.

Para finalizar, la investigación se redactan las conclusiones, recomendaciones y se describe la referencia bibliográfica utilizada como también se consideran los anexos con información que valida la investigación realizada.

CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Descripción de la problemática

Las empresas de distribución eléctrica actualmente enfrentan problemas típicos de una red de distribución, las comúnmente llamadas fallas eléctricas. Estas fallas involucran un grave peligro para las personas, para los dispositivos y para el equipamiento de las empresas distribuidoras, puesto que pueden producirse corrientes eléctricas muy elevadas con una capacidad destructiva severa. Así mismo, estas fallas provocan interrupciones en el suministro de energía eléctrica ocasionando pérdidas económicas al no vender energía, si el tiempo de interrupción es prolongado, la empresa distribuidora puede sufrir además penalidades.

La Empresa Regional de Servicio Público de Electricidad Electro Norte Medio S.A. comercialmente conocida como Hidrandina, es una empresa peruana que realiza actividades propias del servicio público de electricidad, fundamentalmente en distribución y comercialización de energía eléctrica, en el área de concesión, de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Concesiones Eléctricas N.º 25844 y su Reglamento Decreto Supremo N.º 009-93 EM y modificatorias.

En los sistemas eléctricos de Hidrandina existen diversos tipos de falla, como son las fallas a tierra, fallas por sobrecarga en la red, falla por sobre corriente, etc. Para evitar que estas fallas provoquen interrupciones prolongadas se usan los equipos de protección y reconexión, más conocidos como reconectores.

Los reconectores son equipos con la capacidad de detener una falla en la red al detectar por sus sensores un valor de corriente o tensión por encima del nominal configurado. Esta acción la logra mediante la apertura de su interruptor, lo que impide el suministro de energía evitando así que la falla se propague a mayores sectores de la red de distribución. De esta forma, se impide que una mayor cantidad de usuarios sean afectados, es decir aísla la falla eléctrica a la menor cantidad de clientes posibles. Estos equipos también permiten registrar los motivos de falla, las funciones de protección usadas, la fase en la que ocurrió la falla, entre otros parámetros que son muy útiles para la ubicación y

corrección de la falla eléctrica. Estos equipos son instalados a lo largo de toda la red de distribución eléctrica, en diferentes ubicaciones geográficas.

Actualmente el problema consiste en que la supervisión y operación convencional de estos equipos reconectores se realiza manualmente enviando personas a la ubicación del reconector a operar, lo que implica normalmente largos viajes y en consecuencia una lenta reposición del servicio eléctrico.

Estos tiempos prolongados para la operación aplican también para la ejecución de otras tareas propias de una empresa de distribución, como son el registro de parámetros en el equipo reconector, registro de maniobras, traslado de cargas, desconexiones por mantenimiento, cortes programados, etc. Por otro lado, la ejecución de estos trabajos convencionales es también causante de altos costos operativos que incluyen el pago de personal, vehículo, combustible, viáticos, entre otros.

Los mecanismos convencionales para el control y supervisión de sistemas eléctricos no cubren las necesidades de las empresas eléctricas, dado que la demanda eléctrica exige cada vez una mayor continuidad del servicio de suministro eléctrico y menos presencia de interrupciones al mismo. Esta exigencia trae como consecuencia la necesidad de tener un mayor control de la red de distribución, tanto a nivel de supervisión como de control.

Sin embargo, la continua expansión de las empresas eléctricas hace esto cada vez menos real, dado que a mayor extensión territorial es más difícil gestionar el correcto suministro eléctrico pues la ejecución de operaciones de rutina, solución de problemas y reposición de servicios toman más tiempo en efectuarse. Por otro lado, mientras mayor sea el tiempo que tome la reposición del servicio eléctrico o la ejecución de tareas operativas es mayor el costo asumido por la empresa eléctrica y la pérdida por energía no vendida.

1.2. Problematización

1.2.1. Problema general

¿Cómo será la automatización de equipos de protección y reconexión mediante un sistema SCADA usando comunicación GPRS para la gestión remota de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A.?

1.2.2. Problemas específicos

- a. ¿Cómo desarrollar la automatización de los equipos de protección y reconexión que permita la operación remota de los reconectores de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A.?
- b. ¿Cómo configurar el sistema SCADA de tal manera que permita una supervisión autónoma de los equipos de protección y reconexión de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A.?
- c. ¿Cómo establecer la comunicación con los equipos de protección y reconexión ubicados a lo largo de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A. implementando tecnología GPRS?

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Automatizar los equipos de protección y reconexión mediante un sistema SCADA y usando comunicación GPRS, para la gestión de forma más eficiente las fallas y operaciones de la red de distribución de Hidrandina S.A.

1.3.2. Objetivos específicos

- a. Desarrollar la automatización de los equipos de protección y reconexión de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A., para efectuar la operación remota.
- b. Configurar el sistema SCADA de tal manera que permita realizar la supervisión autónoma de los equipos de protección y reconexión de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A.
- c. Establecer la comunicación con los equipos de protección y reconexión ubicados a lo largo de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A. implementando tecnología GPRS.

1.4. Importancia y justificación del estudio

La importancia del presente proyecto de tesis se basa en el poder diseñar un modelo de sistema de automatización que permitiera optimizar la gestión y operación de la red de distribución eléctrica de una empresa distribuidora, en este caso Hidrandina S.A., a través de las funcionalidades del control remoto de reconectores, la supervisión autónoma de la red por SCADA y la comunicación inalámbrica entre equipos aislados mediante GPRS.

Adicionalmente la implementación del presente proyecto de tesis ayudó a reducir los costos operativos de supervisión, disminuir los tiempos de operación y reposición del servicio, aminorando así los tiempos de interrupción de energía en sus clientes y la frecuencia de dichos cortes, lo que en consecuencia produjo una mejora en la calidad de servicio y en la satisfacción de los clientes.

Por otro lado, la empresa Hidrandina no poseía un precedente de sistema automatizado en sus equipos de reconexión, por lo que los resultados de esta investigación servirían también para la validación de prototipos reales de mayor alcance, debido a que la presente tesis usó equipamiento existente de la empresa Hidrandina, es decir, se consideraron detalles de configuración auténticos.

Finalmente es importante indicar que la solución planteada fue conveniente dado que Hidrandina poseía un sistema SCADA licenciado para la administración de sus subestaciones de transformación, por ello, la propuesta de desarrollar un sistema SCADA aplicado a la supervisión de sus reconectores se puede acoplar con facilidad a su filosofía de trabajo.

1.5. Metodología

La presente investigación es de tipo aplicada porque se desarrolló e implementó en el sector eléctrico, específicamente en el sector de distribución eléctrica en media tensión; se utilizaron las tecnologías y dispositivos electrónicos pertenecientes a la empresa de distribución Hidrandina, ubicada en el departamento de Trujillo, Cajamarca y Ancash.

Para el desarrollo de la investigación se consideró la siguiente metodología:

- a. Búsqueda de información, permisos correspondientes y asesoramientos sobre las tecnologías proyectadas a utilizar, las normativas vigentes e índices a mejorar.
- b. Trabajos de campo previo con el fin de obtener información relevante sobre las zonas de implementación y los equipos o tecnologías a automatizar, así como también información estadística relevante. Elaboración de un marco teórico acorde a los parámetros encontrados en la visita de campo que muestren las rutas críticas del proyecto.

- c. Aplicación de información obtenida para diseñar planos, procedimientos, tipos de configuración de software SCADA y pautas de configuración para la implementación de todos los componentes del proyecto.
- d. Diseño de un sistema automatizado para equipos de protección en redes de distribución de media tensión utilizando una red de comunicaciones inalámbrica, específicamente GPRS. Diseño de una ingeniería confiable, procedimientos de configuración e implementación para la etapa de montaje, configuración y pruebas.
- e. Diseño de la configuración estándar para la base de datos SCADA y diseño de la ingeniería estándar a aplicar en la interfaz gráfica SCADA.
- f. Desarrollo de los procedimientos para la configuración y automatización de los equipos de protección.
- g. Desarrollo de los procedimientos para la configuración de los equipos relacionados a las comunicaciones y protocolos.
- h. Desarrollo de los procedimientos para las actividades de montaje de equipos de comunicaciones y tendido de cables.
- i. Desarrollo y ligación de la interfaz gráfica SCADA según planos de diseño.
- j. Configuración y pruebas internas piloto con equipos reales para verificación, corrección y aceptación de los procedimientos.
- k. Desarrollo de los trabajos de configuración acorde a los procedimientos, planos y manuales corregidos y validados.
- l. Desarrollo de las pruebas in situ de las señales y equipos integrados al sistema SCADA. Desarrollo de las pruebas in situ de la interfaz gráfica y ejecución de mandos.
- m. Toma de muestras en cuanto a los indicadores de calidad a evaluar.
- n. Optimización del sistema luego de analizar las muestras de indicadores
- o. Generación de conclusiones.

1.6. Estructura de la tesis

En la presente sección se explica la estructura en la que se desarrolló la presente tesis:

En el Capítulo 1 se da una introducción sobre la problemática existente en las empresas de distribución eléctrica para posteriormente formular el problema general e identificar los problemas específicos que debieron superarse. Seguido, se resalta la relevancia de la presente investigación, sus limitaciones y se establecen objetivos en función a los problemas planteados.

En el Capítulo 2 se presentan las investigaciones que anteceden al presente estudio y se resaltan las conclusiones más relevantes y útiles de dichos estudios para la presente tesis. Así mismo, en función a los objetivos establecidos, se plantearon y marcaron el alineamiento de los supuestos que apoyaron la presente investigación. Aquí también se definen los conceptos más relevantes necesarios para la estructuración de la solución y las bases teóricas que la sostuvieron.

En el Capítulo 3 se muestra el diseño general de la solución, así como el diseño específico de cada uno de los elementos del sistema, considerando todos los componentes de hardware y software necesarios para el sistema automatizado propuesto. Así mismo, se detallan las configuraciones realizadas en el equipamiento del sistema a nivel de base de datos e interfaz gráfica SCADA, las cuales tuvieron la función más importante frente a la empresa distribuidora por ser el nexo entre los operadores del sistema y los equipos de protección y control en su red de distribución.

En el Capítulo 4 se describen las pruebas realizadas y los resultados obtenidos producto de estas que buscaron brindar validez a los planteamientos establecidos al inicio de la investigación.

Finalmente se presentan las conclusiones de la investigación realizada contrastando así la validez de los supuestos con respecto a los resultados.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de la investigación

Para finales del siglo XX la demanda de energía eléctrica comenzó a ser cada vez mayor en nuestra sociedad, no solo en el sector industrial sino también en los usuarios domiciliarios quienes con la revolución tecnológica agregaban cada vez más equipos eléctricos a su vida diaria. Debido a ellos las productoras de energía eléctrica vieron la necesidad de diseñar nuevos sistemas y equipos de protección que aseguraran un suministro de energía de forma segura y continua.

Producto de esta necesidad surgieron los reconectores, equipos que no solo aseguraban la continuidad del servicio ante diversos factores climatológicos u operativos, sino que brindaban seguridad a los equipos de los clientes ante la presencia de descargas eléctricas o sobre corrientes en la red.

Estos equipos, como su nombre indica, fueron diseñados para efectuar reconexiones en circuitos que requieren de un restablecimiento de energía y cortes ante la presencia de corrientes peligrosas.

Con el desarrollo continuo de la tecnología, estos equipos han ido evolucionando continuamente llegando a superar los diversos fenómenos atmosféricos que producen sobre corrientes y fallas en la red.

Aunque los conceptos de recierre, desconexión y bloqueo continúa variando a través de los años, la evolución de estos equipos de protección ha mantenido una tendencia que plantea hoy en día una estructura casi estandarizada que no solo incluye la posibilidad de control a distancia, sino que incluye también el registro y almacenamiento de parámetros eléctricos obtenidos desde la red, y es precisamente debido a este incremento en la data administrada que los controladores del reconector o seccionador bajo carga son esencialmente computadores industriales, que suelen ser una combinación de la unidad terminal remota de SCADA (RTU), el control de conducción del reconector y los relés de protección.

Las RTU que forman parte de los equipos de protección modernos tienen la facultad de poder establecer comunicación con otros equipos de diferentes tecnologías a través de protocolos de comunicación estándar como lo son el DNP, IEC61850, Modbus, entre otros. Esta nueva capacidad de comunicación dio origen a los sistemas automatizados conocidos en la actualidad.

Gracias a estas bondades, los equipos de protección modernos ubicados en las redes de distribución no solo proponen ser instrumentos para el control y supervisión, sino que con la información que estos podemos proyectarnos a generar reportes predictivos de fallas, definir mejores métodos para el balance de carga, optimizar filosofías de operación, entre otros.

Considerando que hoy en día el mercado ofrece una diversa gama de equipos de protección en diferentes marcas y capacidades, el reto de esta investigación será el poder adaptar una variedad de equipos de diferentes fabricantes y con diversos métodos de configuración para su integración a un sistema SCADA que cumplirá las labores de gestor universal de toda la red.

2.1.1. Investigaciones relacionadas

A continuación, se presentarán estudios relacionados al desarrollo de sistemas de automatización para equipos de protección y redes de distribución.

Estefan, C., País, G. y Portas, G. (2013). En su proyecto de fin de carrera titulado: “Automatización en redes de distribución”. Universidad de la República – Uruguay, nos presentan el caso de un diseño de automatismo cuyo fin es regular de forma eficiente y rápida la tensión de cargas alimentadas de estaciones que se encuentran en zonas arroceras. Dichas cargas presentaban un consumo de energía elevado durante algunos meses del año, por lo que generaban que la tensión de alimentación de la estación deba ser regulada mediante reguladores de tensión que lleven la tensión de alimentación hacia sus valores nominales. Debido a la operatividad típica de estos sistemas, ante una falta de energía por elevación de consumo el regulador ejecuta su conmutación en los niveles de tensión a una velocidad lenta como una forma

preventiva para evitar daños en los equipos por sobretensión. Esto se logra deshabilitando las funciones de recierre de los equipos de protección, lo que le quita autonomía al sistema e impide reposiciones de energía rápidas. El automatismo implementado en este proyecto tuvo como fin el poder realizar las maniobras ejecutadas manualmente de forma automática y rápida. Cuando las cargas alimentadas de la estación presentaban un consumo elevado de energía, el automatismo se encargaría de efectuar los disparos por falta de tensión en los equipos de protección de cada salida de la estación. Ocurrida la falta de tensión, las salidas abren debido al disparo y el automatismo procede a cerrar dichas salidas, una vez que la tensión haya vuelto a su valor de operación. Esto permitió la reducción del tiempo de reposición de energía que tomaba cerca de 20 minutos llevándolo a solo cuestión de segundos. Las conclusiones más importantes de esta investigación determinaron que si bien esta solución permitía un ahorro en costos y tiempo, era necesario adecuar los procedimientos de operación y normas de seguridad a sistemas de automatización para poder explotar al máximo estos beneficios y tras un período de evaluación de este sistema poder replicar el automatismo en otros circuitos de necesidades similares.

Landázuri, C. (2016). En su proyecto de tesis de maestría titulado: “Diseño e implementación de un sistema piloto para la automatización de alimentadores de la red de distribución de la empresa eléctrica regional Centro Sur C.A.”. Universidad de Cuenca – Ecuador, nos presenta el caso del diseño e implementación de un sistema de automatización de alimentador, aplicado a un área específica de la red de distribución de CENTROSUR para la localización y asilamiento de una falla, y la restauración del servicio. Esto con el fin de incorporar la capacidad de “control remoto automático” de la red eléctrica de distribución de CENTROSUR. Además, transforma la concepción de la operación del Sistema Eléctrico de Potencia, pasando de una operación manual a una automática. El enfoque de esta investigación es situado en el estudio del mejoramiento de la calidad del servicio, basándose en índices regulados y normados, los cuales fueron: calidad del producto, calidad del servicio

técnico y calidad del servicio comercial. Estos índices de calidad, según la investigación, están contemplados en la gestión de las interrupciones, las cuales son clasificados por el autor según su duración, según su origen, según su causa y según su voltaje nominal. Como conclusiones el autor considera haber realizado exitosamente los 3 niveles de automatización de la red de distribución: Control local, control remoto manual y control remoto automático. Así mismo, afirma que durante sus pruebas localiza y aísla una falla, y luego restablece el servicio automáticamente, y a la máxima brevedad, a la mayor cantidad de consumidores como sea posible, mientras los grupos de trabajo de campo realizan las reparaciones necesarias. Sin embargo, afirma que implementar esto requiere la aplicación de equipo de seccionamiento controlado remotamente, inteligencia de control y sistemas de comunicaciones, los cuales significan una gran limitante.

Chuchuca, F., y Desiderio, L. (2010). En su proyecto de tesis titulado: “Simulación de automatización de una subestación de distribución”. Universidad Politécnica Salesiana – Ecuador, nos presenta el caso de una propuesta para la automatización de una subestación de distribución con el fin de poder mejorar la calidad de servicio y lograr una optimización de los recursos. La característica principal por la cual mediante la automatización sería posible el mejoramiento del sistema en estudio, desde el punto de vista de la seguridad, eficiencia e impacto económico sería la funcionalidad de poder realizar todas las operaciones de una subestación perteneciente a una red de distribución, de forma remota desde un centro de control presidiendo así de un personal operador en el patio de llaves. Esto involucra, según la investigación, una reducción en los tiempos de localización de fallas, tiempos en maniobras de operación rutinaria y mantenimientos, reducción de multas y penalidades, así como el coste por kilovatio-hora no distribuido. Así mismo esta investigación incluye configuraciones de parámetros de equipos de protección, pantallas de un sistema SCADA, configuración de alarmas y mandos de control. Las conclusiones más importantes de esta investigación se obtuvieron de las simulaciones hechas en las que se aplicaban señales de fallas virtuales para ver el comportamiento del sistema,

imitando así la automatización de una subestación real y obteniendo resultados satisfactorios. En estas pruebas se utilizó una red servidor cliente para que el mismo servidor pueda manipular los parámetros del sistema y evitar así que la subestación salga de servicio por las fallas simuladas. Así mismo se realizaron pantallas y diagramas reales para validar los resultados.

Gamerao, M. (2015). En su proyecto de tesis titulado: “Diseño e implementación de un sistema de telemetría y telecontrol de la velocidad de un motor eléctrico usando la tecnología GPRS”. Universidad Nacional de Ingeniería – Perú, se realiza el diseño e implementación de un sistema de comunicación vía la tecnología GPRS (General Package Radio Service), utilizando una interfaz WEB y un motor eléctrico de corriente alterna, con la finalidad de controlar la consigna de velocidad del motor ingresando el valor de las revoluciones por minuto en dicha interfaz. Además, se logra visualizar un registro ordenado y la gráfica de tendencia de valores de velocidades de giro de los doce últimos valores obtenidos con la finalidad de brindar al usuario la posibilidad de analizar el comportamiento de la velocidad del motor y realizar un mantenimiento preventivo y predictivo del mismo. Como resultado de esta investigación, el autor pudo verificar la confiabilidad de la comunicación GPRS para el control y supervisión de motores y las ventajas frente a la tecnología GSM/SMS.

2.2. Óptica de la investigación

2.2.1. Hipótesis general

La automatización de equipos de protección y reconexión mediante un sistema SCADA usando comunicación GPRS permitirá supervisar y gestionar eficientemente la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A.

2.2.2. Hipótesis específicas

- a. Desarrollar la automatización de los equipos de protección y reconexión de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A. permitirá efectuar la operación remota.

- b. La configuración de un Sistema SCADA permitirá realizar la supervisión autónoma de los equipos de protección de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A.
- c. La implementación de tecnología GPRS permitirá establecer comunicación con los equipos de protección y reconexión ubicados a lo largo de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A.

2.3. Selección de variables

Las variables de la investigación las obtenemos del título de la presente tesis, estas junto con sus dimensiones son expresadas en la tabla 1:

Tabla 1. *Relación entre variables y sus dimensiones.*

| <i>VARIABLES</i> | <i>DIMENSIONES</i> |
|--|--|
| Automatización de los equipos de protección y reconexión para la operación remota. | Automatización de equipos de protección y reconexión configurables para control. |
| | Automatización de equipos de protección y reconexión con capacidad de comunicarse. |
| Sistema SCADA para la supervisión autónoma de la red de distribución. | Sistema SCADA con capacidad de supervisión. |
| | Sistema SCADA adecuado para operación autónoma. |
| Comunicación entre equipos remotos con tecnología GPRS. | Comunicación entre equipos remotos de la red de distribución eléctrica. |
| | Comunicación entre equipos usando tecnología GPRS |

Fuente: Creación propia.

2.4. Soporte teórico de la investigación

2.4.1. Automatización de los equipos de protección y reconexión para la operación remota.

La energía eléctrica es un ingrediente esencial para el desarrollo industrial y general de cualquier país. Es una forma codiciada de energía, ya que puede generarse centralmente a granel y transmitirse económicamente a largas distancias. Además, se puede adaptar fácil y eficientemente a diversas aplicaciones tanto en industrias como en campos domésticos. El sistema que genera controla, transmite y finalmente consume energía eléctrica se llama sistema de energía eléctrica. Kothari, D., y Dhillon, J. (2007).

En la cita previa, el autor nos manifiesta la importancia de la energía eléctrica y como los sistemas de energía eléctrica se encuentran involucrados diversos procesos como son la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, los cuales mediante su sinergia son los responsables del transporte de la energía desde su origen hasta los clientes finales. Ver figura 1.

En nuestra realidad, la energía eléctrica llega los usuarios finales a través de las líneas de distribución, las cuales poseen equipos de protección y reconexión que protegen el sistema de fallas. Kothari y Dhillon nos permiten inferir que para lograr los objetivos de la presente investigación debemos mejorar los indicadores del sistema eléctrico mediante la automatización de estos equipos de protección. Sin embargo, es preciso antes de entrar al campo de la automatización, profundizar en el sistema eléctrico, sus procesos y sus etapas para tener un mejor entendimiento de su funcionamiento desde una perspectiva global.

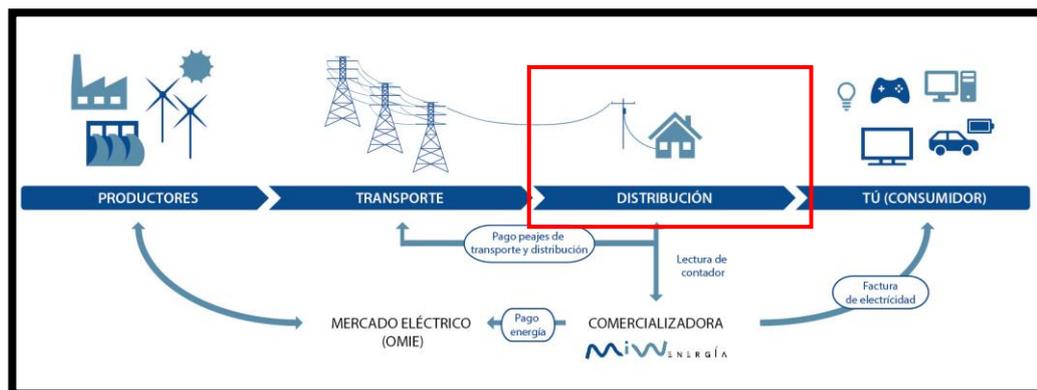


Figura 1. Etapas del sistema eléctrico.
<https://www.miwenergia.com/sistema-electrico-espana-2/>

2.4.1.1. La energía y los sistemas eléctricos en desarrollo

La energía eléctrica hoy desempeña un papel extremadamente importante en la vida de la comunidad y en el desarrollo de varios sectores de la economía. De hecho, la economía moderna depende totalmente de la electricidad como insumo básico. Esto a su vez ha llevado al aumento en el número de líneas de transmisión de energía que conectan las estaciones generadoras a los centros de carga. Las interconexiones entre sistemas también están en aumento para mejorar la fiabilidad y la economía. El voltaje de transmisión, aunque depende

de la cantidad de potencia transmitida, debe ajustarse a los requisitos del sistema a largo plazo y proporcionar flexibilidad en la operación del sistema. (Kothari, D., y Dhillon, J. 2007).

El autor nos menciona la gran dependencia existente entre el desarrollo del sistema eléctrico y la economía, siendo la aplicación de nuevas tecnologías lo que nos puede permitir llevar la transmisión, distribución y control a los niveles deseados. Por ello, Kothari, resaltan que la automatización es la responsable de la creación de nuevos focos de investigación basados en la optimización de los procesos de la industria eléctrica con el fin de continuar con la tendencia a economizar y desarrollar nuevas formas ambientalmente sostenibles para el crecimiento del mercado energético.

2.4.1.2. Proceso de generación y transmisión de la energía eléctrica.

La energía eléctrica se produce en generadores, se transforma a un nivel de voltaje apropiado en los transformadores y luego se envía a través de las barras en las líneas de transmisión para su distribución final a las cargas. A través de líneas de enlace, el sistema se conecta a los sistemas vecinos que pertenecen al mismo grupo (red). Kothari, D., y Dhillon, J. (2007).

Kothari y Dhillon nos explican de forma práctica el proceso general de generación y transformación de la energía eléctrica, dándonos a entender que, luego de la transformación final de la energía, todas las empresas clientes que compran la energía eléctrica generada en media o alta tensión son a su vez responsables de acondicionar sus subestaciones para que estas puedan distribuir la energía a sus clientes finales de forma controlada, confiable y segura.

La electricidad no puede almacenarse económicamente, y la compañía eléctrica puede ejercer poco control sobre la carga o la demanda de energía en cualquier momento. Por lo tanto, el sistema debe ser capaz de hacer coincidir la salida de los generadores con la demanda en cualquier momento a la tensión y frecuencia especificadas. (Kothari, D., Dhillon, J. 2007)

Según Kothari y Dhillon, es finalmente en la etapa de distribución en la que se cuida balance entre la demanda de los clientes y la energía generada, pues durante esta etapa se debe monitorear de forma minuciosa el comportamiento de las cargas durante los diferentes horarios y realizar las acciones de control necesario para que la demanda nunca supere la potencia generada, dado que es en el desbalance en el que ocurren normalmente las llamadas fallas eléctricas por sobrecarga, caídas y elevaciones de tensión o frecuencia, etc.

Para ello, instalan dentro de sus subestaciones equipos de maniobra que soporten las altas tensiones y corrientes que posee la energía en esta etapa de distribución. Machowski, J., Bialek, J., Bumby, J. (2008) mencionan otro tipo de equipamiento como son los equipos de medición usados para la supervisión y equipos de protección que monitorean los niveles de tensión y corriente, que al ser superiores a los niveles proyectados estos disparan y ordenan la interrupción del suministro mediante interruptores automáticos. En la figura 2 se puede apreciar la estructura del sistema eléctrico desde la generación hasta la distribución.

Según Machowski, la mayor parte de la energía eléctrica se transfiere desde la red de transmisión o subtransmisión hacia las redes de alta y media tensión para llevarlo directamente al consumidor. La red de distribución generalmente está conectada en una estructura radial en oposición a la estructura de malla utilizada en el sistema de transmisión.

El autor nos menciona que los grandes consumidores pueden ser abastecidos con un débil acoplada y enmallada red de distribución o, alternativamente, se pueden suministrar desde dos alimentadores radiales con posibilidad de cambio automático entre alimentadores en caso de corte de energía. En última instancia, la potencia se transforma en un bajo voltaje y es distribuido directamente a los consumidores. Machowski J., Bialek J. y Bumby J. (2008).

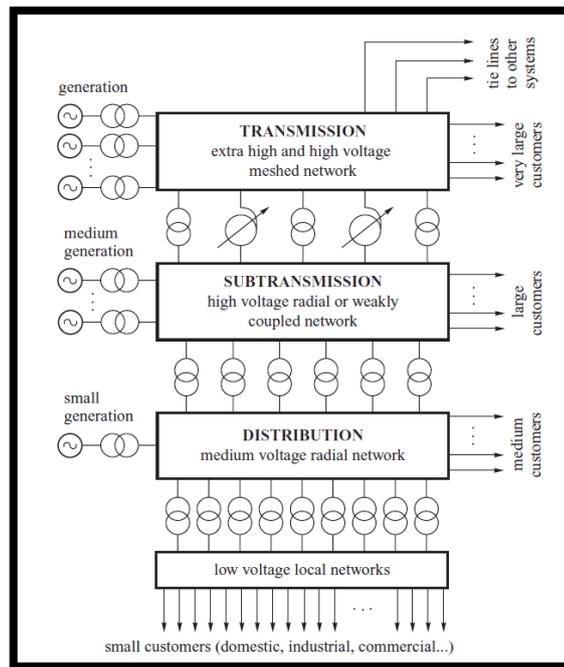


Figura 2. Estructura de un sistema eléctrico de potencia
Fuente: Machowski J., Bialek J., Bumby J. (2008).

Según el informe de Megavatios (2019), se considera falla eléctrica cuando en el ejercicio del suministro eléctrico existe un evento que impide la continuidad de la distribución eléctrica a los clientes, debido a la existencia de un elemento eléctrico que ocasiona un desbalance en el sistema y en consecuencia puede ocasionar daños a equipamiento y/o personas.

Megavatios también indica que toda falla se traduce en una pérdida de capacidad de un elemento tecnológico para realizar su función específica o de diseño. En ocasiones, dependiendo la gravedad, estas fallas pueden ser castigadas por la justicia con multas e inhabilitaciones para las empresas eléctricas.

2.4.1.3. Regulación del sistema eléctrico en el Perú

En el Perú, el crecimiento económico tiene una relación directa con la generación y distribución de energía, esto debido a que las demandas energéticas se encuentran presentes en todos los sectores económicos del país. Debido a esto, la regulación del sistema eléctrico peruano se vuelve necesaria en el marco de buscar una mayor confiabilidad de servicio y asegurar el menor impacto posible en la economía, producto de las fallas eléctricas.

OSINERGMIN (2011) puso en vigencia el Procedimiento “Supervisión de la Operación de los Sistemas Eléctricos”, aprobado con Resolución OSINERG N.º 074-2004-OS/CD con el fin de que las concesionarias de distribución reporten información de las interrupciones ocurridas en todos sus sistemas eléctricos, además de establecer indicadores de performance. En la tabla 2 podemos observar las consideraciones que se aplican en la norma.

Tabla 2. Evolución de las compensaciones por mala calidad de suministro. Periodo 2008-2011.

| Período de Control | Semestral |
|------------------------|---|
| Indicadores de Calidad | - Número de interrupciones por cliente (N). - Duración total ponderada de interrupciones por cliente (D). Además se evalúan de manera independiente las interrupciones por rechazo de carga. |
| Control | Por suministro. |
| Tolerancias | Límites N y D según nivel de tensión del suministro: - MAT/AT: N = 2, D = 4 hs. - MT: N = 4, D = 7 hs. - BT: N = 6, D = 10 hs. Sector Distribución Típico 2 y 3: 30% adicional Para el caso de rechazo de carga no existe tolerancia. |
| Compensación | e * E * ENS - e: 0.35 US\$/kWh en III etapa. - E: factor según rango de transgresión de N y D. - ENS: energía teórica no suministrada al cliente |
| Exoneraciones | Se excluyen: interrupciones menores que 3 min, las calificadas como de fuerza mayor, las asociadas a obras de gran envergadura de interés público de otros sectores, por reforzamiento de instalaciones de transmisión, por congestión en transmisión o por falta de abastecimiento en el ducto de gas natural. |

Fuente: <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/electricidad/calidad/NTCSE/suministro>

Los indicadores que estableció OSINERGMIN (2011) fueron:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \cdot u_i}{N} \quad \dots (1) \qquad SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N} \quad \dots (2)$$

Donde:

Ti: Duración de cada interrupción

Ui: Número de usuarios afectados en cada interrupción

n: Número de interrupciones del periódico

N: Número de usuarios del sistema eléctrico

El indicador SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) es presentado por OSINERGMIN, como aquel que mide la frecuencia de ocurrencia de las interrupciones en las instalaciones eléctricas de los sistemas eléctricos, ante las fallas en los componentes, maniobras e indisponibilidades que afectan a los sistemas eléctricos, estas pueden ser propias (sistemas de protección, diseño de redes, estado de las instalaciones) y externos (medio ambiente y terceros).

Por otro lado, el indicador SAIDI (System Average Interruption Duration Index) según OSINERGMIN, sería aquel que mide el tiempo de la duración de la interrupción, está relacionado con la ubicación de falla, con la intensidad de la falla y los recursos disponibles para la reposición como: cuadrillas, vehículos, materiales, medios de comunicación, además las vías de acceso, la longitud de redes, etc.

Cuando las empresas incurren en bajos niveles de calidad en el suministro eléctrico, expresado en sus indicadores SAIFI y SAIDI, estas son obligadas a emitir compensaciones a sus clientes, en la figura 3 podemos apreciar las compensaciones en la que incurrieron las empresas distribuidoras entre los años 2008 y 2011.

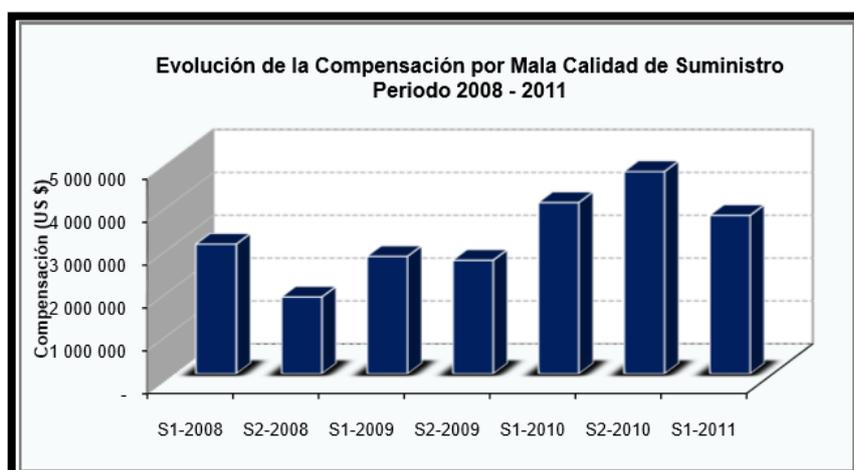


Figura 3. Evolución de las compensaciones por mala calidad de suministro, periodo 2008-2011.

Fuente:<http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/II%20FORO%20REGIONAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20CHICLAYO%202011%20LAMBAYEQUE/4%20Calidad%20de%20Suministro%20Electrico%20en%20el%20Peru-%20Resultados%20caso%20de%20Electronorte.pdf>

Este comportamiento en cuanto a las compensaciones dadas por las empresas distribuidoras continuó en los años posteriores a la norma, Osinergmin nos muestra esta evolución en la figura 4 y en la figura 5 nos presenta el porcentaje de clientes que las distribuidoras tuvieron que compensar.

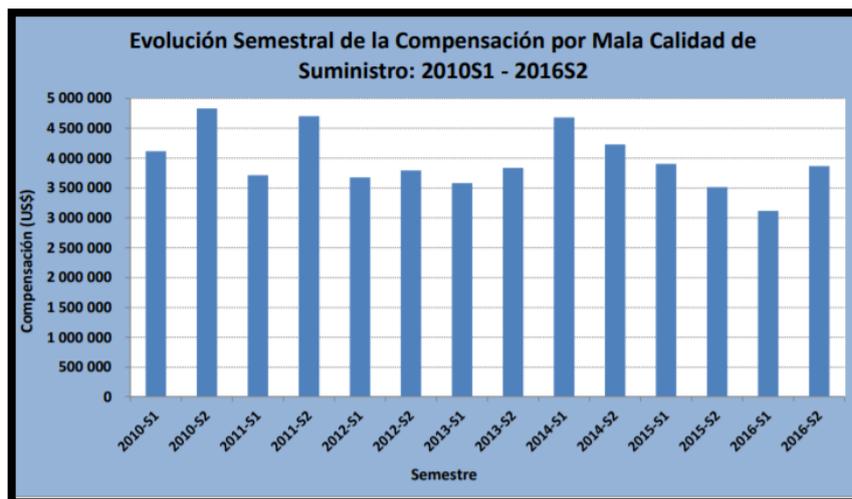


Figura 4. Evolución semestral de las compensaciones por mala calidad de suministro. Periodo 2010-2016.

Fuente:https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/CALIDAD/NTCSE/Osinergmin-Electricidad-Estadistica-Suministro-Urbano.pdf

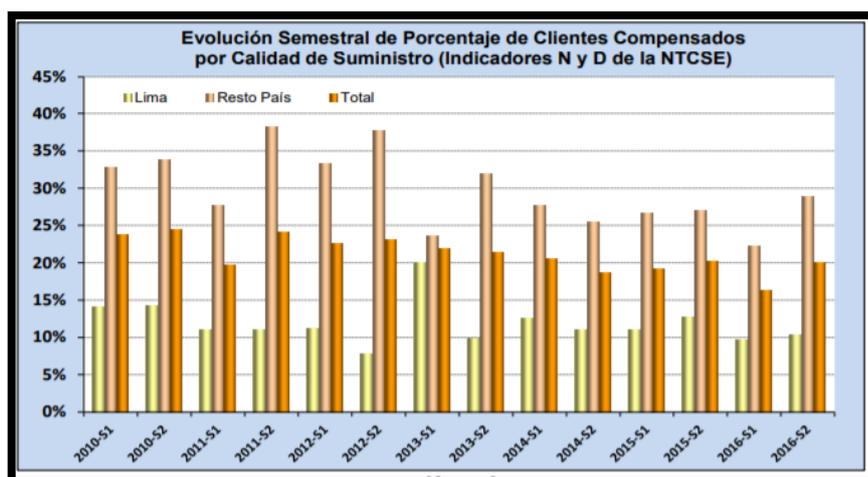


Figura 5. Evolución semestral de porcentaje de clientes compensados por mala calidad de suministro. Periodo 2010-2016.

Fuente:https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/CALIDAD/NTCSE/Osinergmin-Electricidad-Estadistica-Suministro-Urbano.pdf

2.4.1.4. Equipos de protección y reconexión (Reconectores)

Los sistemas eléctricos están diseñados para suministrar de forma continua la energía eléctrica a los clientes de las empresas distribuidoras, por lo que la confiabilidad del servicio es un aspecto crucial tanto para mantener la fidelidad de los usuarios como para evitar las penalidades de compensación.

La mayoría de las fallas (80 a 85%) en las líneas de distribución / transmisión son temporales, dura solo unos pocos ciclos. Estos reconectores automáticos especiales se utilizan para proteger los circuitos de distribución de fallas temporales. Los reconectores son dispositivos autocontrolados que interrumpen automáticamente las sobrecargas, pero no son graves fallas. Tienen controles integrados que permiten borrar fallas temporales y luego restablecer el servicio, desconectando rápidamente una falla permanente. Los reconectores se pueden programar para detectar una sobrecorriente y abrir el circuito, luego volver a cerrarlo después de un tiempo preprogramado. Se pueden abrir y volver a cerrar hasta cinco veces y, después de un número predeterminado de operaciones, permanezca abierto el bloqueo. Momoh, J. (2005).

En la figura 6 es posible visualizarse un proceso de recierre y apertura de un reconector.

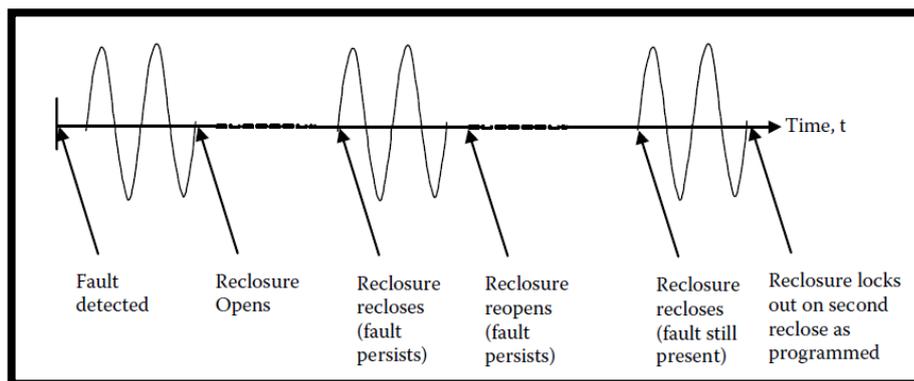


Figura 6. Proceso de recierre y apertura antes del bloqueo.

Fuente: Momoh, J. (2005).

Las empresas de distribución eléctrica tienen que lidiar constantemente con las fallas mencionadas por el autor, esto con el objetivo de evitar las compensaciones por mala calidad de suministro, tratan de reducir la presencia de fallas colocando equipos de protección y reconexión a lo largo de la red de distribución, estos son los reconectores.

Los reconectores se utilizan para proteger los alimentadores que salen de las subestaciones de potencia y para minimizar la interrupción del servicio, pues

como menciona el autor Momoh, los reconectores están clasificados para transportar un voltaje particular, clasificación de corriente continua, y corriente de falla mínima en la zona protegida, y tienen la capacidad de coordinar con otros dispositivos de protección como relés. Estos equipos actualmente están dotados de un controlador o relé de protección que permite la configuración de sus parámetros de operación. Este equipo es el responsable de realizar varias reconexiones sucesivas, pudiendo, además, variar el intervalo y la secuencia de estas reconexiones. En la figura 7 es posible ver un reconector y su controlador.



Figura 7. Reconector con su relé controlador

Fuente:<https://www.nojapower.es/press/2016/comprobacion-sincronismo-controlador-reconector-ayudando-generacion-remota-mantenerse-conectada.html>

2.4.1.5. Detección de fallas usando equipos de protección

Para entender el concepto de fallas y cortocircuitos eléctricos gestionados por los equipos de protección es importante previamente entender el concepto de funcionamiento adecuado del sistema de alimentación eléctrica.

El funcionamiento del sistema de alimentación es idealmente un modo trifásico equilibrado, con igual voltaje y corriente y una magnitud de cambio de fase de 120° para cada fase por un sistema equilibrado conectado en triángulo o estrella

para un sistema típico de cuatro hilos, el cuarto cable lleva corriente cero cuando todas las impedancias de fase y los voltajes son iguales. Momoh, J. (2005)

El cortocircuito es la conexión de baja impedancia entre dos o más puntos normalmente conectados a tensiones diferentes. Durante un cortocircuito existe un incremento elevado casi instantáneo de la corriente respecto al valor nominal, mientras que en una sobrecarga el incremento de la corriente mantiene un intervalo de tiempo y con un valor no tan lejano al nominal. Para el caso de los sistemas desbalanceados la situación es diferente, aquí es donde ocurren los famosos cortocircuitos, los cuales pueden ser de una línea a otra, de una línea a tierra, de dos líneas a tierra o una falla trifásica balanceada. GE Energy Industrial Solutions (2013) afirma que en los sistemas eléctricos siempre existe la posibilidad de que se presente una interrupción en el suministro de energía debido a sobrecargas o cortos circuitos ya sea por errores de operación, condiciones ambientales, falta de mantenimiento o descargas atmosféricas.

En la figura 8 podemos observar la conexión de los 03 tipos de cortocircuito expuestos.

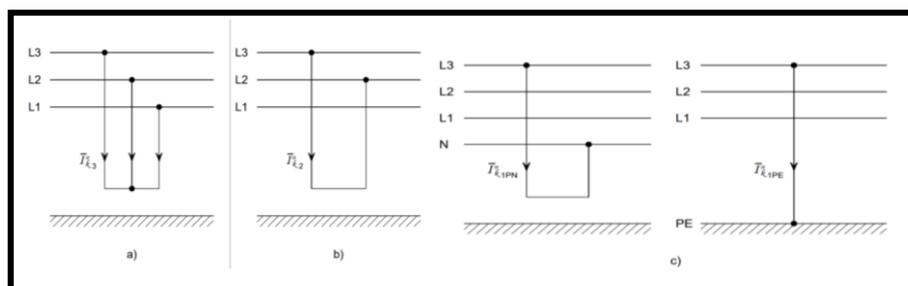


Figura 8. a) Cortocircuito trifásico equilibrado. b) Cortocircuito entre dos fases sin conexión a tierra. c) Cortocircuito monofásico fase-tierra y fase-neutro.

Fuente: https://iie.fing.edu.uy/ense/assign/iiee/Documentos/Teorico/Calculo_de_las_corrientes_de_cortocircuito.pdf

Momoh, J. (2005) describe también que cuando ocurre una falla, la red trifásica se descompone en secuencia positiva, redes de secuencia negativa y de secuencia cero. Estas redes, según el autor, están conectadas para representar

los diferentes tipos de clasificación de fallas para los cuales las corrientes de falla correspondientes se desacoplan en positivo, negativo y corrientes de secuencia cero que se calculan para condiciones de falla.

Debido a la impedancia que puede estar presente en la ruta de retorno a tierra de un circuito, las corrientes de falla a tierra pueden ser bastante bajas. Sin embargo, es deseable que serán detectados y eliminados por la apertura de los interruptores automáticos apropiados. Por lo tanto, los relés de falla a tierra deben tener configuraciones que permitan que corrientes de falla muy por debajo de las corrientes nominales de los circuitos que protegen, sean detectadas. Christopoulos, C., y Wright, A. (1999).

En la figura 9 puede verse las componentes simétricas que conforman una falla a tierra.

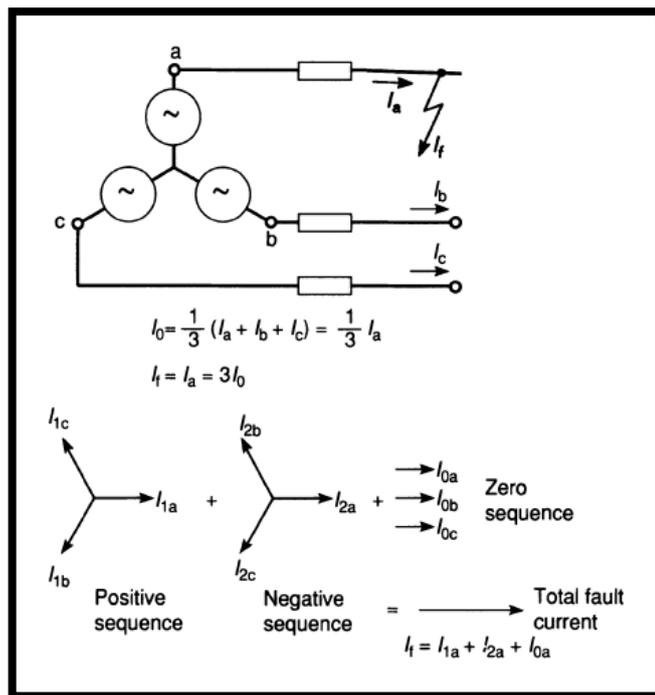


Figura 9. Componentes simétricos para una falla a tierra en una fase a.

Fuente: Christopoulos, C., y Wright, A. (1999).

Para ello, siguiendo lo que indica el autor, los relés modernos poseen nuevas configuraciones y arreglos de conexión que permiten una mayor eficiencia y resolución en la detección de fallas a tierra en cualquier fase de un circuito.

Christopoulos y Wright, mencionan que estos consisten en el principio de que alimentando un relé con una corriente proporcional a la suma de las corrientes trifásicas no se ve afectado por corrientes equilibradas normales, considerando incluso corrientes por debajo del 20% del valor nominal de corriente del circuito protegido.

$$i_f = 3 i_0 = i_a + i_b + i_c \quad \dots(3)$$

En la figura 10 se muestra el arreglo de relé alimentado por una corriente proporcional a las corrientes de las 3 fases para la detección de fallas a tierra.

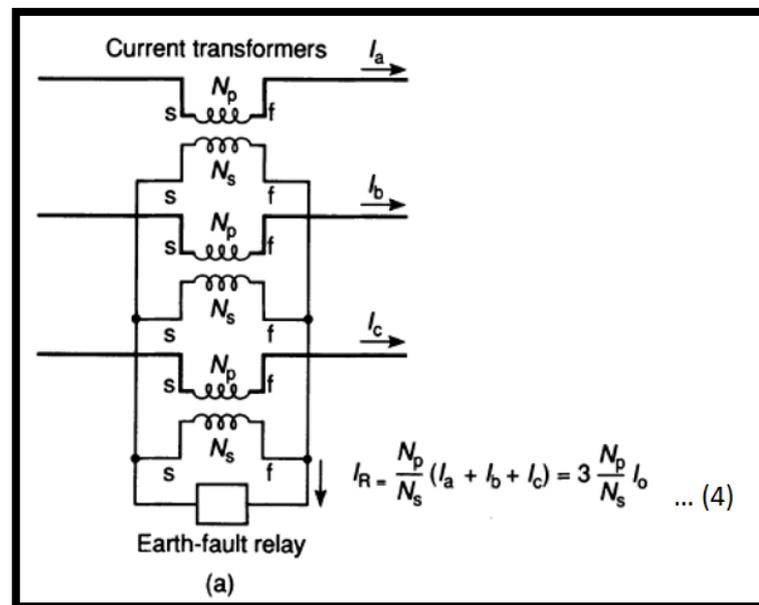


Figura 10. Arreglo de relé alimentado por una corriente proporcional a las corrientes de las 3 fases.

Fuente: Christopoulos, C., y Wright, A. (1999).

Christopoulos y Wright explican que los relés provistos para detectar sobre corrientes deben tener corrientes de funcionamiento mínimas superiores a las correspondientes corrientes nominales de los circuitos que protegen. Cuando se proporciona un relé de falla a tierra para proteger un circuito, los relés de sobre corriente solo necesitan funcionar en caso de fallas trifásicas o fallas de interfase (por ejemplo, de fase a hacia fase b). Esto puede lograrse claramente mediante la instalación de dos relés de sobre corriente alimentados con corrientes proporcionales a las corrientes en dos de las fases, digamos a y c.

En la figura 11 se muestra una configuración mostrando un relé para la detección de fallas a tierra y otros 3 relés conectados a las otras fases, siendo por los menos 2 de estos necesarios para la detección de sobre corrientes en las fases.

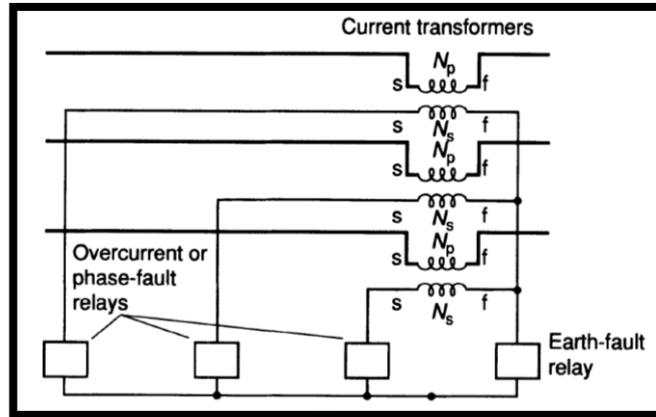


Figura 11. Arreglo de relés de sobre corriente instalados en las fases

Fuente: Christopoulos, C., y Wright, A. (1999).

2.4.1.6. Funcionamiento de las protecciones eléctricas

La mayoría de los alimentadores de distribución actuales son protegidos de sobre corrientes por relés, reconectadores y fusibles, los cuales en una configuración tradicional poseen ciertas limitaciones. Altuve, H., y Schweitzer, E. (2010) nos menciona por ejemplo que un relé de sobre corriente de fase requiere configurarse sobre el valor de la corriente de carga máxima, siendo así que esta limita la sensibilidad y velocidad de protección ante fallas de fase a fase y trifásicas. Así mismo, el autor resalta que se requiere de ajustes de comprobación periódicamente debido al crecimiento de la carga y variaciones en la temperatura que puedan darse estacionariamente.

En cuanto a la curva de corriente y tiempo usada para la selección de respuesta en los equipos de protección, Altuve, H., y Schweitzer, E. (2010) indican que es importante considerar el margen de tiempo existente entre los dispositivos de protección inferiores y posteriores en un circuito de falla. Según los autores, dado que el equipo de protección superior espera que el inferior realice la limpieza de la falla, se genera un retraso entre una curva respecto a la otra con el fin de evitar la interrupción del suministro eléctrico a una mayor cantidad de

clientes, esto se agravaría en los casos con fallas en secciones de línea más cercanas a la fuente, donde la corriente de falla es mayor y como consecuencia de esto, obtenemos tiempos de estabilización y limpieza de fallas más prolongados a medida que las fallas sean más graves. Ver figura 12.

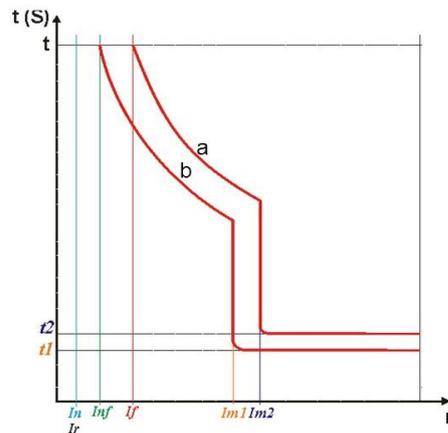


Figura 12. Diferencial de tiempo en curvas de equipos de protección superiores e inferiores frente a sobre corrientes.

Fuente: <https://www.slideshare.net/michaeljmack/selectivity-and-coodination>

Según Altuve, H., y Schweitzer, E. (2010), aunque los elementos de sobre corriente instantáneos proporcionan un disparo más rápido, solo se pueden coordinar cuando la impedancia del alimentador crea una diferencia sustancial en la corriente de falla entre las fallas de entrada y remotas. El autor nos indica que, en los sistemas de distribución estrechamente unidos, como los de las zonas urbanas, en las plantas de fabricación y a bordo de los buques, estos elementos se vuelven difíciles o imposibles de coordinar, porque la corriente de falla puede no cambiar significativamente de la fuente a la carga más lejana. Obteniendo en consecuencia, un retraso en la limpieza de fallas provocando así el riesgo de generar daños en los equipos.

Afortunadamente, existen ahora técnicas que permiten superar estas limitaciones en conjunto con la automatización y configuración de las comunicaciones en los equipos de protección. Según Altuve y Schweitzer, la sensibilidad obtenida mediante elementos de secuencia negativa e invasión de carga es particularmente valiosa en alimentadores largos (baja corriente de falla

del extremo de línea) y en los relés de respaldo que detectan la corriente total del transformador en todos los alimentadores (corriente de carga alta).

Las nuevas funcionalidades de comunicación permiten la protección de sistemas de distribución complejos, como redes en bucle y sistemas con fuentes de generación distribuida. Así mismo, los nuevos restauradores instalados en los puntos de sección del sistema de distribución mejoran la protección y proporcionan una rápida reconfiguración automática de la red. Altuve, H., y Schweitzer, E. (2010) nos explica que los nuevos relés poseen sensores de luz de fibra óptica que permiten la detección rápida de eventos de arco eléctrico, brindando así una limpieza rápida de las fallas y una protección adicional para instalaciones de equipos de conmutación ayudando así a preservar la seguridad y salud del personal.

Altuve y Schweitzer nos mencionan que la combinación de indicadores de circuito defectuoso con las capacidades de localización de fallas de los relés de módem reduce el tiempo necesario para determinar la sección de línea defectuosa y proporcionar información a los equipos de reparación de línea. Finalmente, respecto a la restauración del servicio, podemos concluir que los relés modernos y los controles de cierre pueden ser acelerados a través de esquemas de lanzamiento y esquemas de reconfiguración de red rápidos.

2.4.1.7. Relés electromecánicos

Un relé neutro electromagnético es el más simple, antiguo y extendido tipo de relé, este está compuesto por un bobinado, un magnético núcleo, una armadura, un resorte y contactos, como podemos ver en la figura 13.

La fuerza mecánica es generada a través del flujo de corriente en uno o más bobinados sobre un núcleo magnético o núcleos. Estos relés usan un electroimán de hierro que atrae a una armadura con bisagras cuando se energiza. Una fuerza restauradora es proporcionada por un resorte o gravedad para que el esqueleto regresa a su posición original cuando el electroimán está des energizado. Gurevich, V. (2011)

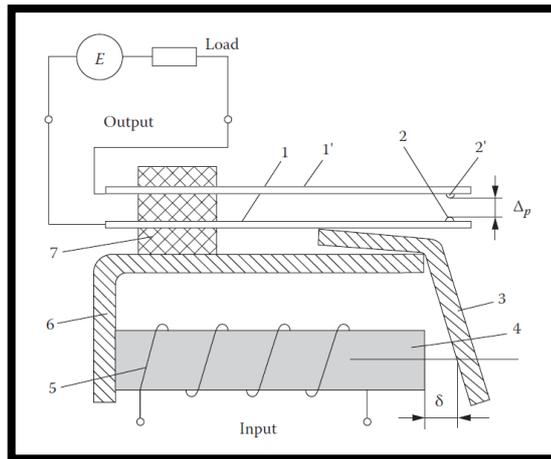


Figura 13. Composición de un relé electromecánico simple: 1) Muelle, 2) Contactos, 3) Armadura, 4) Núcleo, 5) Bobinado, 6) Núcleo magnético y 7) Aislador.

Fuente: Gurevich, V. (2011).

La principal ventaja de estos relés es su aislamiento galvánico entre las entradas y salidas, el cual es confiable, seguro y de bajo costo. Según Gurevich, los contactos robustos permiten transportar y romper grandes corrientes en condiciones difíciles como circuitos altamente inductivos. Debido a ello, estos relés siguen siendo usados en la actualidad para aplicaciones simples de corte y desconexión (OFF/ON). Estos relés electromecánicos emplean el principio de usar un estímulo eléctrico para generar un contacto mecánico. Ver figura 14.

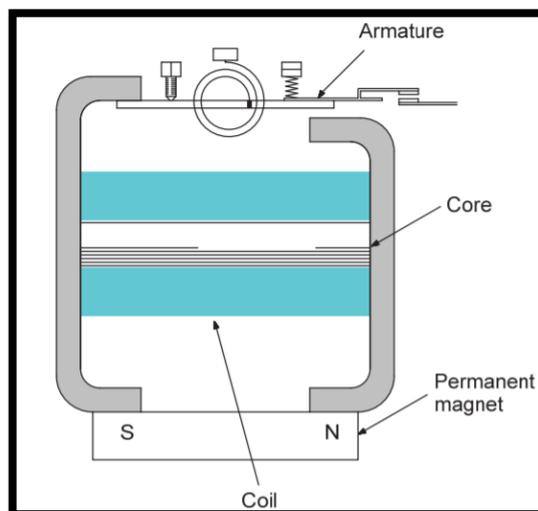


Figura 14. Relé electromecánico.

Fuente: Alstom Grid (2011).

2.4.1.8. Relés digitales para la protección automática

Los relés de protección digital aparecieron a mediados de 1980 y estos introdujeron el cambio de circuitos analógicos usados en los relés estáticos por microprocesadores y microcontroladores para implementar funciones de protección. Alstom Grid (2011) nos menciona sobre los relés digitales, que estos solían utilizar microprocesadores de 8 o 16 bits que posteriormente fueron utilizados también en módems, controladores de disco duro o sistemas de gestión de motores. Ver figura 15.



Figura 15. Relé digital de distribución (1982).

Fuente: Alstom Grid (2011).

En comparación con los relés estáticos, Alstom Gris menciona que los relés digitales utilizan la conversión analógica a digital de todas sus medidas y usando microprocesadores implementan los algoritmos de protección. Estos microprocesadores usan técnicas de conteo o transformadas discretas de Fourier para implementar sus algoritmos, sin embargo, tienen un procesamiento limitado capacidad y una memoria asociada en comparación con los relés numéricos. De esto concluimos que, en comparación con un relé estático, los relés digitales tienen una gama más amplia de configuraciones, mayor precisión y la capacidad de conectarse a un computador remoto.

2.4.1.9. Relés numéricos con capacidad de automatización y control

La distinción entre relés digitales y numéricos es particular a la protección, pues sus diferencias más resaltantes se encuentran en las capacidades de sus

módulos y procesadores, según Alstom Grid (2011), los relés numéricos son naturales desarrollos de relés digitales debido a los avances tecnológicos. Es decir, la continua evolución de los microprocesadores en tamaño y costo, junto con nuevas memorias y circuitos I/O contenidos en módulos de hardware, que utilizan uno o más procesadores de señales digitales optimizados para el procesamiento de señales en tiempo real, ejecutando los algoritmos para las funciones de protección y un Convertidor Analógico/Digital (A/D) para la lectura de datos. Ver figuras 16 y 17



Figura 16. Primera generación de relés numéricos de distribución.

Fuente: Alstom Grid (2011).

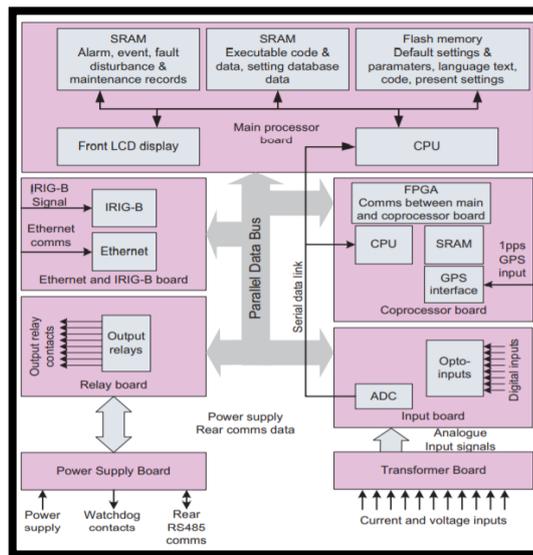


Figura 17. Arquitectura típica del hardware de un relé numérico

Fuente: Alstom Grid (2011).

Sobre el software proporcionado por un relé numérico para la configuración, automatización y supervisión en tiempo real de estos equipos de protección de forma local, Alstom Grid (2011) nos indica que este puede estar compuesto por varios programas que abarcan las diferentes funciones relacionadas a la gestión del relé como son el software de servicios del sistema (Comparable con el BIOS de una PC, permite ajustar la configuración de las entradas y salidas del relé, los controladores para el hardware del relé y secuencias de arranque), el software de aplicación (Que permite definir la función de protección del relé y ajustar los parámetros más relevantes), el software de interfaz HMI (Que permite comunicarse con los usuarios desde el panel frontal), los enlaces de comunicación (Que permiten configurar los protocolos para la gestión remota) y las funciones auxiliares (Encargadas de implementar otras características).

2.4.1.10. Relés de recierre o reconexión para la automatización

Alstom Grid (2011) nos indica que la mayoría de las fallas registradas en los sistemas de distribución se encuentran dentro de tres tipos: Las fallas transitorias, fallas semipermanentes y fallas permanentes. Siendo que entre el 80% y 90% de las fallas de cualquier red de líneas aéreas son transitorias y el 10%-20% restante son semipermanentes o permanentes.

Las fallas transitorias son comúnmente causadas, según Alstom Grid, por contacto temporal con objetos extraños, y es el disparo de uno o más disyuntores los que logran eliminar la falla, siendo así que la re-energización posterior de la línea suele ser exitosa. Un ejemplo de esto puede ser una pequeña rama de árbol que cae en la línea causando una falla semipermanente. El autor nos menciona que la causa de la falla no se eliminaría por el disparo inmediato del circuito, pero podría ser quemado durante un viaje retrasado. En la figura 18 se puede apreciar un diagrama de secuencia de recierre ante una falla transitoria.

Respecto al proceso o secuencia de recierre, Short T. (2004), nos indica que el primer cierre suele ocurrir con un retraso muy corto, ya sea un cierre que significa un tiempo muerto de $1/3$ a $1/2$ segundo o con un retraso de 1 a 5

segundos, obteniendo así que los intentos de cierre posteriores siguen retrasos más largos.

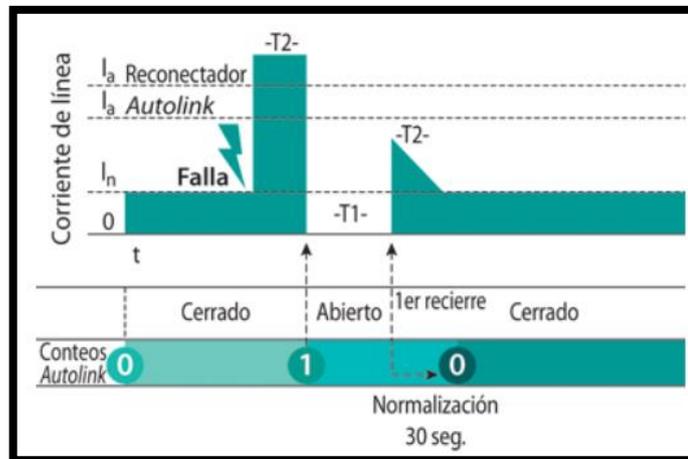


Figura 18. Diagrama de una secuencia de recierre ante una falla transitoria

Fuente: https://editores-srl.com.ar/revistas/ie/329/myeel_seccionalizador

Según el autor la nomenclatura se suele afirmar como 0-15-30, lo que significa que hay tres intentos de recierre: el primer cierre indicado por el "0" se hace sin un retraso intencional (se trata de un cierre inmediato), el segundo intento se hace después de un tiempo muerto de 15 segundos, y el intento final se hace después de un período de 30 segundos de tiempo muerto. Si el fallo sigue presente, el circuito se abre y se bloquea. En la figura 19 podemos observar un diagrama de la secuencia ante una falla no transitoria.

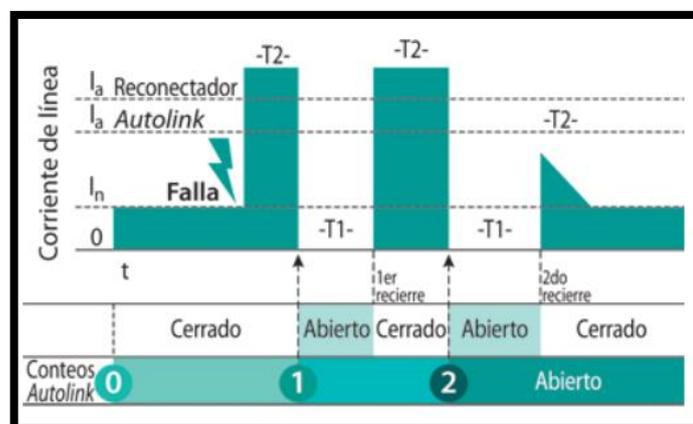


Figura 19. Diagrama de una secuencia de recierre ante una falla no transitoria

Fuente: https://editores-srl.com.ar/revistas/ie/329/myeel_seccionalizador

Entre las principales ventajas que derivan del uso de relés con recierre en las redes de distribución Alstom Grid (2011) resalta: La reducción al mínimo de las interrupciones del suministro al consumidor, liberación rápida de las fallas, menos daño a equipamientos por fallas y menos fallas permanentes. Así mismo, dado que el 80% de las fallas en la línea aérea son transitorias, la reducción de la pérdida de suministro debido al recierre da beneficios operativos evidentes como son: La mejora de la continuidad de la oferta y la reducción de las visitas a las subestaciones.

2.4.2. Sistema SCADA para la supervisión autónoma de la red de distribución

2.4.2.1. Automatización de equipos de protección para la supervisión

Los sistemas de protección eléctricos han avanzado gracias a los nuevos desarrollos tecnológicos obtenidos en las últimas décadas, los cuales han sido ampliamente adoptados por el sector eléctrico. Schneider Electric (2007) nos presenta a los avances en automatización industrial como una ayuda a la industria para aumentar su productividad y reducir sus costos. Uso generalizado de la electrónica y software potente y flexible han dado lugar a diseños modulares más eficientes y nuevas herramientas de mantenimiento.

Estos sistemas automatizados consisten en arquitecturas funcionales que incluyen el suministro de energía para los equipos de operación y control, así como la capacidad de diálogo entre los equipamientos, como vemos en la figura 20.

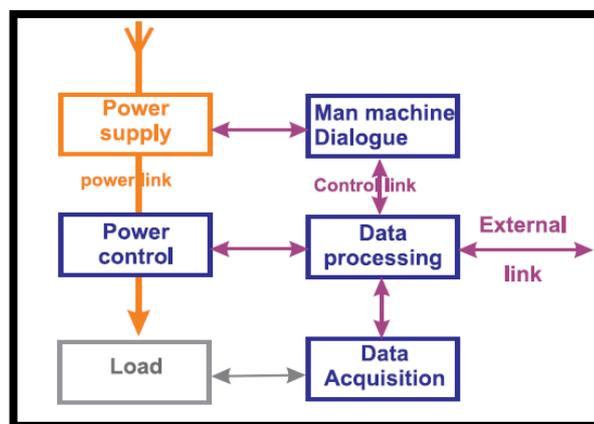


Figura 20. Diagrama de funciones básicas de un sistema de automatización.

Fuente: Schneider Electric (2007).

2.4.2.2. Sistemas de potencia automatizados y supervisados

Según Strauss, C. (2003) los sistemas eléctricos automatizados o sistemas automatizados de potencia son definidos como aquellos con la capacidad de administrar, controlar y asegurar la protección de un sistema eléctrico de potencia. Según el autor, gracias a la información obtenida a través de sus equipos, aplicaciones y componentes, en conjunto con una arquitectura de comunicaciones, control, supervisión, monitoreo e inteligencia, es que estos sistemas logran una protección avanzada y un nivel de gestión eficiente.

Así mismo, el autor nos define a la automatización de sistemas de potencia como automatización de subestaciones, siendo el término «subestación» utilizado para referirse al alojamiento de equipos de protección y maniobra en una locación, gabinete o sala de control. Según Strauss, estos sistemas automatizados constan de los siguientes componentes principales, visibles en la figura 21.

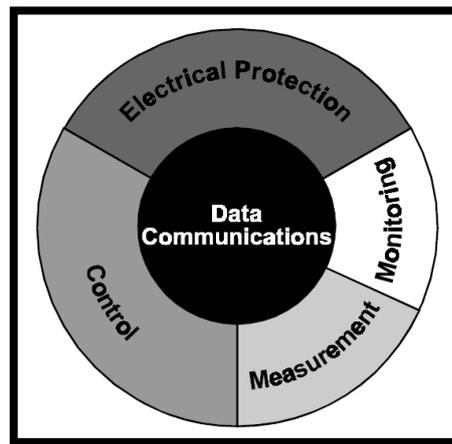


Figura 21. Estructura funcional de automatización de sistemas de potencia

Fuente: Strauss, C. (2003).

2.4.2.3. Protección eléctrica en sistemas de potencia automatizados

La protección eléctrica, según Strauss, C. (2003) será siempre uno de los componentes más importantes de un sistema eléctrico, ya que permite limitar los daños en equipos y personas en caso de una falla eléctrica, así como la continuidad del servicio eléctrico. Debido a ello el autor nos presenta a la protección eléctrica como una función fundamental que no puede faltar en un

sistema de potencia automatizado o convencional, la cual debe ser capaz de funcionar independientemente del sistema automatizado de potencia si es necesario, aunque suele formar parte de este en condiciones normales.

Podemos deducir entonces que debido a que las funciones de protección eléctrica nunca se deben ver restringidas en ningún sistema automatizado de potencia, estas suelen ser realizadas en niveles inferiores a los de control, es decir dentro de la etapa de configuración de las protecciones en los relés numéricos inteligentes.

2.4.2.4. Control para sistemas de potencia automatizados

Cuando hablamos de control nos referimos a la capacidad de generar cambios de estado en los equipos de maniobra o conmutación, como son los seccionadores e interruptores usados en los circuitos eléctricos de potencia. Para el caso de los sistemas de potencia automatizados, según Strauss, existen dos tipos de control, el control local y el control remoto.

El autor también nos define al control local como aquel que consiste en acciones de control que el dispositivo puede tomar lógicamente por sí mismo, por ejemplo, enclavamiento de bahía, secuencias de conmutación, y la comprobación de sincronización. La intervención humana es limitada y el riesgo de error humano es muy reducido. Así mismo, nos indica que control local también puede seguir funcionando incluso sin el apoyo del resto del sistema de automatización del sistema de energía.

Por otro lado, sobre el control remoto, Strauss indica que este es ejecutado desde un sistema externo comunicado con el sistema de control local mediante uno o varios enlaces de comunicación. En cuanto al sistema externo que soporta el control remoto, el autor menciona que este suele ser un sistema SCADA (Sistema de supervisión, control y adquisición de datos), el cual proporciona un entorno de trabajo seguro para los operadores, permitiéndoles también tener un panorama más amplio de lo que sucede en toda la red de

energía para un mejor discernimiento en la toma de decisiones y un accionar más rápido y eficiente.

El control remoto cumple la función de controlar subestaciones remotamente desde el SCADA (control de supervisión y adquisición de datos) maestro. Los comandos se pueden dar directamente a los dispositivos de control remoto, por ejemplo, abrir o cerrar un interruptor. Los ajustes de relé pueden ser cambiado a través del sistema, y las solicitudes de cierta información se pueden iniciar desde la(s) estación(es) SCADA. Esto elimina la necesidad de que el personal vaya a la subestación para realizar operaciones de conmutación, y las acciones de conmutación se pueden realizar mucho más rápido, lo que es una gran ventaja en situaciones de emergencia. Strauss, C. (2003)

2.4.2.5. Medición y monitoreo para sistemas de potencia automatizados

Un sistema de potencia automatizado posee la capacidad de obtener una gran cantidad de información en tiempo real de la subestación, alimentador, línea de transmisión, barra o circuito, usando los equipos de protección y medición que posee en los focos de medición.

Según Strauss, C. (2003), esto hace innecesario que el personal acuda a una subestación para recopilar información, creando de nuevo un entorno de trabajo más seguro y reduciendo las cargas de trabajo del personal. El autor resalta además que es la gran cantidad de información en tiempo real recopilada lo que puede ayudar enormemente a hacer estudios de la red como los análisis del flujo de carga, la planificación con anticipación y la prevención de perturbaciones de energía en la red, que causa enormes pérdidas de producción.

Otra de las particularidades de un sistema de potencia automatizado de las que nos habla el autor es el monitoreo de los eventos registrados en los relés o equipos de protección. Así mismo, el registro de los estados, condiciones y últimos ajustes de mantenimiento realizados en dichos equipos. Strauss nos menciona que con esta información el operador es capaz de realizar un mejor análisis de fallas, identificar su ubicación, fecha y hora de ocurrencia, así como

determinar patrones, causas y secuencia de estas. Esto se puede utilizar eficazmente para mejorar la eficiencia del sistema de energía, protección y los procedimientos de mantenimiento preventivo.

2.4.2.6. Comunicación en sistemas de potencia automatizados

Los sistemas inteligentes actuales se caracterizan, de entre todas sus importantes funcionalidades, principalmente por su capacidad de comunicarse. La comunicación hace que un equipo o sistema pueda interactuar con otros y deja de ser un elemento aislado para convertirse en parte de una estructura integrada. Según Strauss, esto aplica perfectamente en los sistemas automatizados de potencia debido a la constante interacción e intercambio de datos que tienen sus equipos de protección con otros hardware o software de diferentes tecnologías, marcas y protocolos. Además de esto, la comunicación permite al sistema de potencia conectarse con infraestructuras de almacenamiento de datos y analítica para su procesamiento y registro histórico.

La comunicación de datos constituye el núcleo de cualquier sistema de automatización del sistema de energía, y es prácticamente el pegamento que mantiene unido el sistema. Sin comunicación, las funciones de la protección eléctrica y el control local continuarán, y el dispositivo local puede almacenar algunos datos, pero el sistema de automatización del sistema de energía no puede funcionar. La forma de comunicación dependerá de la arquitectura utilizada, y la arquitectura puede, a su vez, depender de la forma de comunicación elegida. Strauss, C. (2003)

Esta arquitectura básica para la automatización de un sistema eléctrico de potencia, según como lo plantea el autor, consiste en 03 etapas: División de objetos, redes de comunicación y sistema SCADA, y es apreciable en la figura 22:

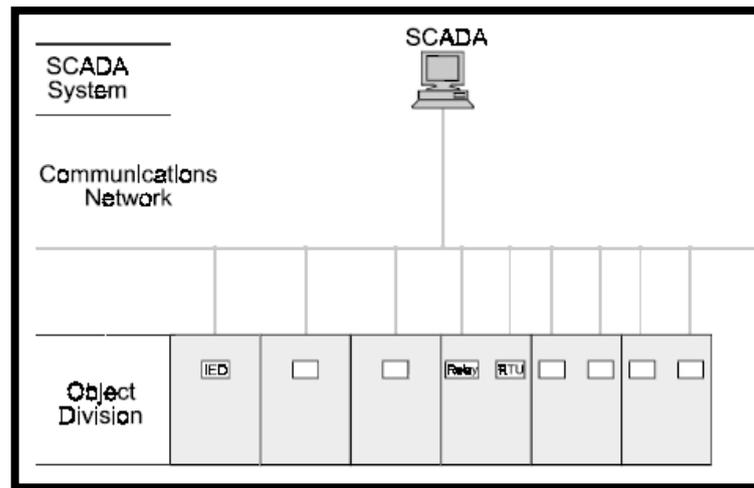


Figura 22. Arquitectura básica de un sistema automatizado de potencia

Fuente: Strauss, C. (2003).

2.4.2.7. Hardware en un sistema SCADA

Según Clarke, G., y Reynders, D. (2004) un sistema SCADA consiste en una serie de unidades de terminales remotos (RTU) que recopilan datos de los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) de campo y envían esos datos a una estación maestra a través de un sistema de comunicaciones. Sin embargo, los autores aclaran que esa información debe ser procesada y mostrada desde otra unidad o elemento en su arquitectura. Los autores definen a esta unidad como la estación maestra, siendo esta desde donde es posible visualizar los datos adquiridos y también realizar tareas de control remoto, entre otros beneficios como obtener los datos precisos y oportunos, capacidad de optimizar la operación y el proceso de la planta o industria, administrar una operación más eficiente, fiable y, lo que es más importante, más segura.

Todo esto se traduce en un menor costo de operación en comparación con los sistemas no automatizados anteriores. Así mismo, los autores mencionan que en los sistemas SCADA más complejos hay esencialmente cinco niveles o jerarquías:

- Instrumentación a nivel de campo y dispositivos de control
- Terminales de Marshalling y RTU
- Sistema de comunicaciones

- La(s) estación(es) maestra(s)
- El sistema informático del departamento de procesamiento de datos comerciales

Sobre los elementos presentados en la jerarquía, Clarke y Reynders, definen al RTU como la unidad de acumulación de datos, situada en cada sitio remoto, con la finalidad de proporcionar una interfaz a los sensores analógicos y digitales de campo. Así mismo, los autores describen al sistema de comunicaciones como la vía para la conexión entre la estación maestra y los sitios remotos.

Esta estación maestra (o sub-maestra) es frecuentemente un computador o servidor altamente potenciado para soportar las rigurosas cargas de procesamiento que implica un sistema SCADA, recopila datos de las diversas RTU y generalmente proporcionando una interfaz de operador para la visualización de información y control de los sitios remotos. Clarke y Reynders mencionan que, en sistemas de telemetría grandes, los sitios sub-maestros recopilan información de sitios remotos y actúan como retransmisión a la estación maestra de control. En la figura 23 se observa una típica conexión entre una estación maestra y los IED mediante un RTU y un canal de comunicación.

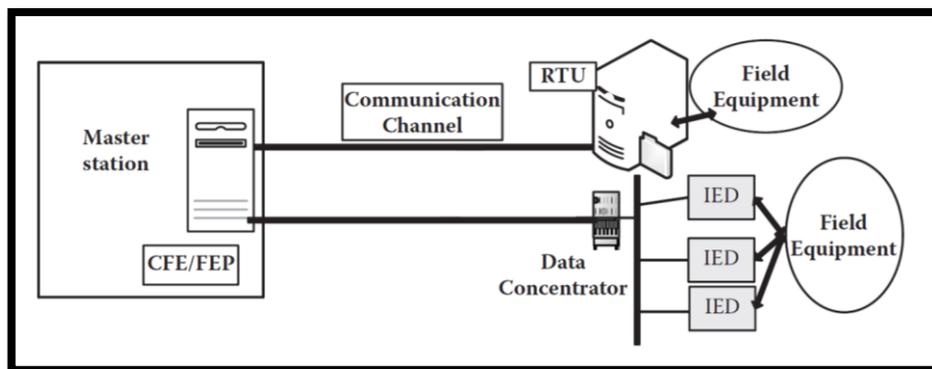


Figura 23. Componentes de un sistema SCADA.

Fuente: Thomas, M., y McDonald, J. (2015)

2.4.2.8. Software en un sistema SCADA

El software SCADA, según Clarke, G., y Reynders, D. (2004), se puede dividir en dos tipos, propietario o abierto. Las empresas desarrollan software patentado para comunicarse con su hardware. Estos sistemas se venden como soluciones "llave en mano". Según los autores el principal problema con estos sistemas es la dependencia abrumadora del proveedor del sistema. Por otro lado, los sistemas de software abierto han ganado popularidad debido a la interoperabilidad que aportan al sistema. La interoperabilidad es definida por los autores como la capacidad de mezclar diferentes equipos de fabricantes en el mismo sistema.

En la figura 24 se muestra un ejemplo de software estándar desarrollado sobre Windows para un sistema SCADA.

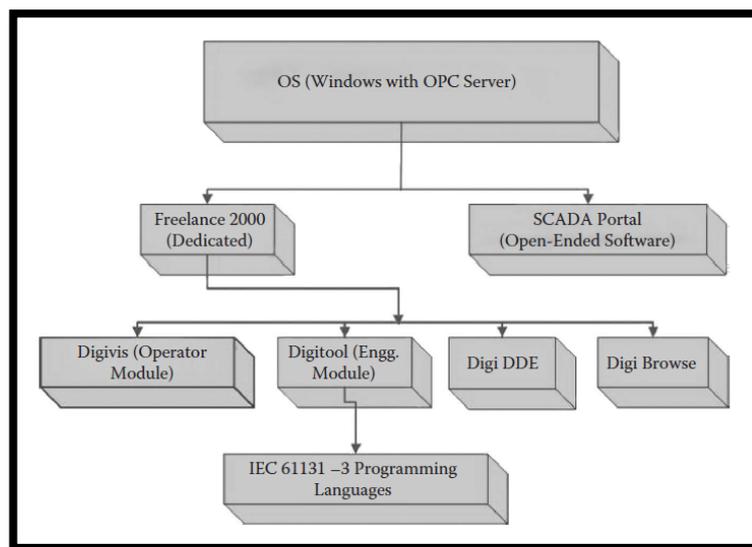


Figura 24. Diagrama relacional de software SCADA de laboratorio

Fuente: Thomas, M., y McDonald, J. (2015).

2.4.2.9. Comunicaciones y redes locales en un sistema SCADA

Las redes de área local (LAN) tienen que ver con compartir información y recursos. Una LAN, según lo definen Clarke, G., y Reynders, D. (2004) es una ruta de comunicación entre computadoras, servidores de archivos, terminales, estaciones de trabajo y varios otros equipos periféricos inteligentes, que generalmente se conocen como dispositivos o hosts. Así mismo, una LAN

permite el acceso a los dispositivos para ser compartidos por varios usuarios, con conectividad completa entre todas las estaciones de la red.

Actualmente, los sistemas modernos emplean Ethernet como medio de comunicación debido a su practicidad para la configuración y facilidad de uso y administración. En la figura 25 podemos observar una típica red Ethernet usada en un sistema SCADA.

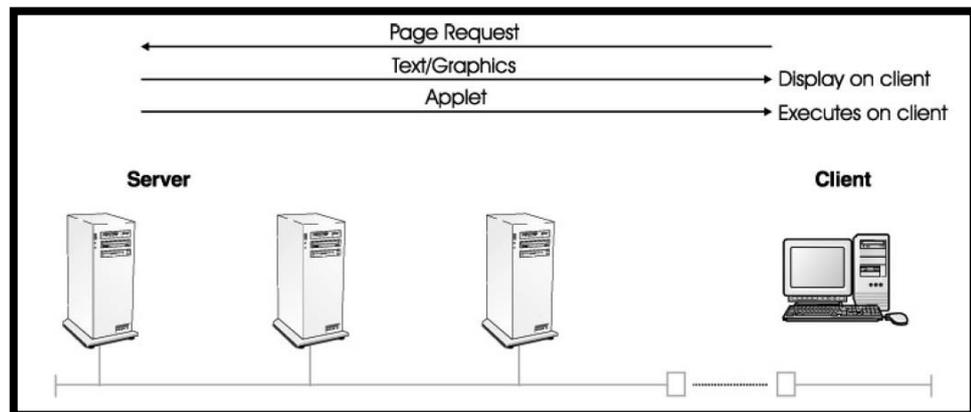


Figura 25. Ethernet usado para transmitir datos en un sistema SCADA.

Fuente: Clarke, G., y Reynders, D. (2004).

Ethernet es la LAN más utilizada hoy en día porque es barato y fácil de usar. La conexión de la red SCADA a la LAN permite a cualquier persona dentro de la empresa con el software y permiso adecuados, acceder al sistema. Dado que los datos se mantienen en una base de datos, el usuario puede limitarse a leer la información. Problemas de seguridad son obviamente una preocupación, pero se puede abordar. Clarke, G., y Reynders, D. (2004)

2.4.2.10. Protocolos de comunicación aplicados en sistemas SCADA

Respecto a los protocolos de comunicación, Axelson, J. (2007) menciona que es un conjunto de reglas que define cómo los equipos administran las comunicaciones. Un protocolo de comunicación, según el autor, define cómo viajan los bits, incluso cuando un equipo puede transmitir, la velocidad de bits y en qué orden transmiten los bits. El autor indica también que para que dos equipos que desean intercambiar datos lo logren, estos deben ponerse de

acuerdo sobre si ambos extremos pueden transmitir a la vez o si los equipos necesitan turnarse.

En nuestro tiempo ya la mayoría de los enlaces son dúplex completos o también conocidos como full dúplex, es decir, ambos equipos pueden transmitir al mismo tiempo. Axelson, además indica que para que una red con tres o más equipos comparta una ruta de tráfico de datos deben usar un protocolo que defina cuándo puede transmitir un equipo. Según el autor un protocolo de comunicación suele incluir el uso de una o más líneas de estado y control, el autor menciona que estas líneas pueden indicar cuándo un transmisor tiene datos que enviar o cuándo un receptor puede aceptar nuevos datos. El autor llama a este intercambio de información control de flujo.

2.4.2.11. Protocolo de comunicación DNP3

Según Clarke, G., y Reynders, D. (2004), DNP3 o Distributed Network Protocol Versión 3.3 es un estándar de telecomunicaciones que define las comunicaciones entre estaciones maestras, unidades de telemetría remota (RTU) y otros dispositivos electrónicos inteligentes (IED). Los autores mencionan que este protocolo fue desarrollado para lograr la interoperabilidad entre los sistemas de la empresa eléctrica, el petróleo y el gas, las aguas/residuos y las industrias de seguridad.

DNP3 fue creado como un protocolo propietario por Harris Controls Division inicialmente para su uso en la industria de servicios eléctricos. En noviembre de 1993 el protocolo fue puesto a disposición de terceros para su uso mediante la transferencia de su propiedad al Grupo de Usuarios de DNP3. A través del Grupo de Usuarios DNP3, al que se puede unir por una tasa nominal, cualquier persona o empresa puede obtener la especificación completa del protocolo. Clarke, G., y Reynders, D. (2004)

DNP3 fue diseñado específicamente para aplicaciones SCADA, esto implica la adquisición de información y el envío de comandos de control entre

dispositivos informáticos separados físicamente. Clarke y Reynders indican que fue diseñado para transmitir paquetes relativamente pequeños de datos de una manera confiable con los mensajes involucrados que llegan en una secuencia determinista. En este sentido es diferente de los protocolos de propósito más general, como FTP que forma parte de TCP/IP, que puede enviar archivos bastante grandes, pero de una manera que generalmente no es tan adecuada para el control SCADA.

Desde su creación para la industria de distribución eléctrica en América, DNP3 ha ganado una aceptación significativa tanto en términos geográficos como de la industria. DNP3 cuenta con el apoyo de un gran número de proveedores y usuarios en infraestructura eléctrica, hídrica y otras industrias en América del Norte, América del Sur, Sudáfrica, Asia y Australia. En Europa DNP3 compite con el protocolo IEC 60870-5-101 que es ampliamente utilizado en esa región, y que comparte un origen común con DNP3. Sin embargo, el protocolo IEC se limita a la industria de distribución eléctrica, mientras que DNP3 ha encontrado aplicaciones más amplias de la industria en las industrias de petróleo y gas, agua/agua residual y seguridad. Clarke, G., y Reynders, D. (2004). Las topologías típicas usadas para redes DNP3 se muestran en la figura 26.

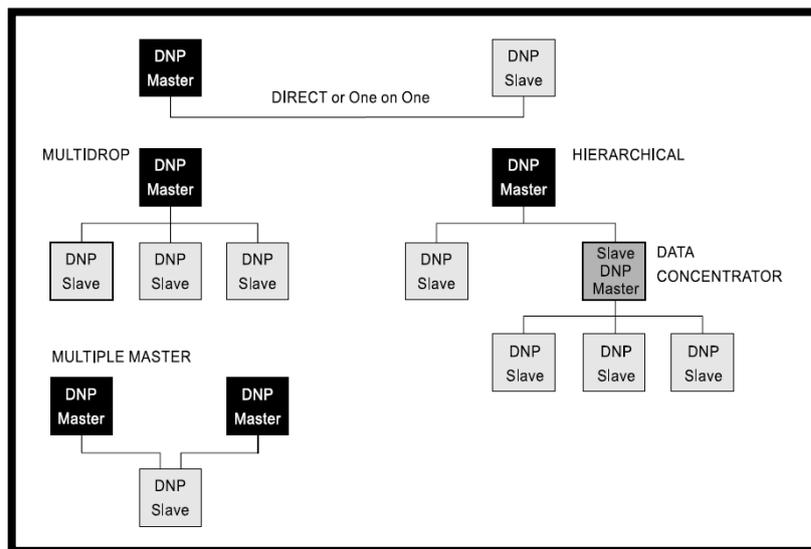


Figura 26. Ethernet usado para transmitir datos en un sistema SCADA.

Fuente: Clarke, G., y Reynders, D. (2004).

2.4.2.12. Interfaces Humano-Máquina para la supervisión SCADA

La interfaz hombre-máquina (HMI) o la interfaz de usuario (UI) se refiere al espacio donde ocurre la interacción entre los seres humanos y el sistema (máquina). Thomas, M., y McDonald, J. (2015) la mencionan como aquel elemento en el que el objetivo es la interacción para el funcionamiento y control efectivo del sistema en supervisión, y la retroalimentación del sistema mediante su bus de comunicaciones, que ayuda al operador a tomar decisiones operativas. En la figura 27 se muestra un diagrama de comunicación desde el HMI hasta los equipos de campo y su transferencia de datos por el bus de comunicación.

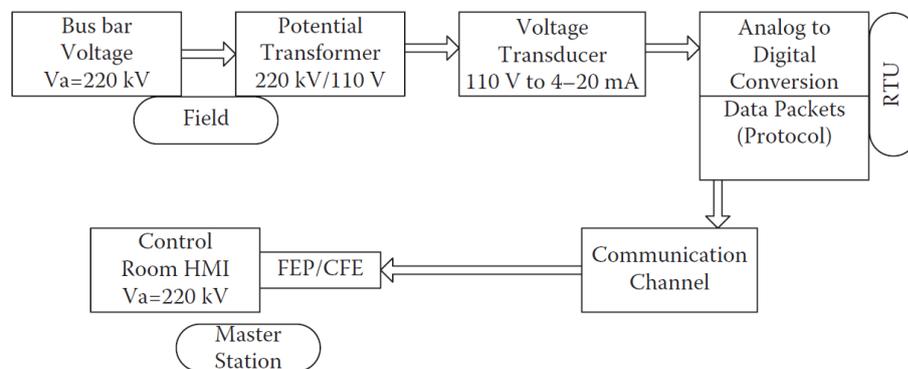


Figura 27. Transferencia de datos desde el bus de comunicación hacia el HMI del Centro de Control.

Fuente: Thomas, M., y McDonald, J. (2015).

Generalmente, el objetivo de la ingeniería de HMI es producir una interfaz de usuario que haga que sea fácil o auto-exploratorio, eficiente, agradable y fácil de usar operar un sistema de la manera que produce el resultado deseado. Esto generalmente significa que el operador necesita proporcionar una entrada mínima para lograr la salida deseada, y también que el sistema minimiza las salidas no deseadas para el ser humano. Thomas, M., y McDonald, J. (2015)

Los autores nos recalcan la importancia de la practicidad en el diseño y manejo como objetivo fundamental, siendo también esto de necesaria compatibilidad con las nuevas tendencias en hardware, procesadores, software dedicado, diagramas de imitación y los protocolos de comunicación que hacen que el sistema sea muy compacto y amigable con las personas. Finalmente, los autores

mencionan que las funciones de visualización (hardware y software) se centralizan en el centro de control como interfaz principal del operador para supervisar y controlar el sistema de alimentación.

2.4.2.13. Componentes de una Interfaz Humano-Máquina

Thomas, M., y McDonald, J. (2015) mencionan que en un sistema SCADA, los componentes HMI incluyen la consola del operador, el diálogo del operador, el diagrama mímico y los dispositivos periféricos. La consola es definida por los autores como el lugar donde el operador supervisa y controla el sistema es de suma importancia e incluye las unidades de visualización visual, el teclado alfanumérico, el cursor, las instalaciones de comunicación, etc.

Según Thomas y McDonald, esta unidad de visualización visual debe incluir dispositivos de interfaz de usuario como los múltiples monitores de color y debe proporcionar una visualización de múltiples ventanas (ventanas) en cada monitor, así como un control del cursor que podría ser el ratón o una pantalla táctil y un teclado.

Las alarmas audibles también son una característica prominente de la consola del operador donde se informa al operador de la gravedad de un evento en el sistema. Según los autores, estas más el diseño ergonómico de la infraestructura de la consola del operador, incluyendo la mesa y la silla son importantes para que el operador se sienta cómodo durante el período de trabajo.

El diálogo del operador es la forma en que el operador se comunica con el sistema informático. El diálogo y los comandos del operador, según Thomas y McDonald, deben ser simples y fáciles de recordar, incluso los autores mencionan la posibilidad de programar funciones del teclado para incorporar acciones importantes de forma más fácil y rápida en lugar de escribir mensajes largos y diálogos.

El diagrama de imitación es una parte esencial de cualquier centro de control o estación maestra grande donde el operador y el personal a cargo tienen una vista general del sistema bajo control, sobre esto Thomas, M., y McDonald, J. (2015) mencionan el uso de mapas dinámicos o estáticos actualizadas por SCADA. Finalmente, los dispositivos periféricos son aquellos equipos que permiten exportar los datos de forma física, como impresoras, faxes, etc. Podemos ver un ejemplo de HMI en la figura 28.



Figura 28. Interfaz configurable para SCADA
Fuente: <https://etap.com/product/human-machine-interface>

2.4.2.14. Sistemas SCADA para supervisión de subestaciones eléctricas

Das, J. (2018) nos indica que, durante los últimos 30 años, la automatización de la subestación (SA) ha dado grandes pasos. Antes, el control de las subestaciones se basó en elementos electrónicos o electromecánicos discretos, y varias funciones se llevaron a cabo por separado por subsistemas específicos.

Según Das, los sistemas de automatización enfocados en subestaciones de potencia, llamados también SA (Subestación Automatizada), consistían en la integración de sus equipos de protección y medición a un sistema general de supervisión, de tal forma que no se tienen sistemas aislados sino uno que permite supervisar y gestionar el sistema en conjunto.

La SA depende de la interfaz entre la subestación y sus equipos para proporcionar y mantener un alto nivel de confianza exigido para el funcionamiento del sistema de energía. Utiliza una variedad de dispositivos integrados en un paquete funcional por una tecnología de comunicación para el monitoreo y control. SA tiene una o más conexiones de comunicación con el mundo exterior, que incluyen centros de operaciones de servicios públicos, oficinas y centros de ingeniería. La mayoría de las SAS se conectan a un sistema SCADA tradicional de estación maestra que atiende las necesidades en tiempo real para el funcionamiento. Das, J. (2018)

2.4.2.15. Sistemas SCADA para supervisión de redes de distribución

Los esquemas automatizados de protección para sistemas eléctricos de distribución son, como su nombre indica, sistemas diseñados para proteger el sistema eléctrico de distribución. Según Northcote-Green y Wilson, estos se basan en los mismos principios utilizados para el diseño de esquemas automatizados en subestaciones eléctricas de potencia, donde la comunicación, sincronismo y control son la clave fundamental de este tipo de sistemas.

Las empresas de distribución que implementan la automatización de la distribución (AD) están recibiendo beneficios de muchas áreas, como proporcionar un método rápido para mejorar la confiabilidad, hacer que toda la función operativa sea más eficiente o simplemente extender la vida útil de los activos. La aceptación de la automatización de la distribución en toda la industria de la distribución es variada y no universal, debido a las limitadas razones de beneficio a costo del pasado. El legado de las percepciones de gestión pasadas de que no era necesario un control más eficiente de la red de distribución ni una inversión que valía la pena, y está cambiando como resultado de la desregulación y la experiencia de la industria con nuevos sistemas de control rentables. Northcote-Green, J., y Wilson, R. (2007)

Según los autores, estos sistemas tendrán que cumplir con los mismos requisitos técnicos de protección que los esquemas no automatizados, pero dando un nivel de control y gestión adicional, es decir, deberán superar los

típicos retos de un sistema eléctrico de distribución basándose en los modelos actuales de jerarquía de control. Por otro lado, a nivel de arquitectura, esta deberá seguir los mismos lineamientos de un esquema automatizado para subestación de potencia, el cual se compone de 4 elementos principales descrito por los autores:

- RTU (Unidades terminales remotas)
- IED (Dispositivos electrónicos inteligentes)
- LAN y WAN (Sistemas de redes locales y de área amplia)
- HMI (Interfaz Maquina Humano)

La integración de estos 4 elementos, adaptados a los sistemas de distribución y sus particularidades, daría como resultado un sistema automatizado para redes de distribución.

2.4.3. Comunicación Remota GPRS

2.4.3.1. Comunicaciones en sistemas de distribución

Las empresas eléctricas, especialmente en las zonas urbanas, se enfrentan al desafío de proporcionar energía confiable a los usuarios finales a precios competitivos. Fallas de equipos, rayos, accidentes y catástrofes naturales todas causan perturbaciones de energía y cortes de energía y a menudo resultan en interrupciones prolongadas del servicio. La automatización de sistemas eléctricos, que es la creación de un sistema eléctrico fiable y auto reparativo que responde rápidamente a eventos en tiempo real con acciones, tiene como objetivo mantener un servicio de energía ininterrumpido. Las demandas operativas y comerciales de las empresas eléctricas requieren redes de comunicación de alto rendimiento que soporten ambas funcionalidades y requisitos operativos futuros. Por lo tanto, el diseño de la arquitectura de red es crucial para el rendimiento del sistema. Gungor, V., y Lambert, F. (2006)

Según los autores, las nuevas tecnologías de comunicación han permitido la construcción de sistemas de control remoto fiables, con capacidad de monitoreo en tiempo real y alto rendimiento. Actualmente podemos encontrar

cuatro clases de tecnologías usadas en los sistemas eléctricos: La comunicación mediante la línea eléctrica, comunicación por satélite, comunicación por fibra óptica y comunicación inalámbrica.

Según el tipo de tecnología empleado existirán diferentes ventajas y desventajas que evaluar antes de elegir la tecnología adecuada para nuestro sistema eléctrico a automatizar. Gungor y Lambert mencionan que cuando se estudian los requerimientos de un sistema eléctrico automatizado, una de las primeras opciones que surgen son la de Internet, la cual puede ofrecer una red de comunicación con la capacidad de controlar y supervisar de forma remota las subestaciones y relés geográficamente distribuidos de forma rentable con una infraestructura de comunicación probada y segura.

Sin embargo, cuando se utiliza una red pública como Internet para este tipo de aplicaciones de control remoto, surgen dudas debido a la seguridad. Por lo que las tecnologías de red privada virtual basadas en Internet (Internet VPN), que constituyen a Internet en una red de comunicación segura de alta velocidad.

Las tecnologías VPN de Internet ofrecen una red troncal de red de comunicación compartida en la que el costo de la red se distribuye en un gran número de usuarios al mismo tiempo que proporciona los beneficios de una red privada dedicada. Por lo tanto, la tecnología VPN de Internet como una red principal de comunicación de alta velocidad se puede utilizar para permitir un costo mínimo y un intercambio de información altamente confiable para aplicaciones de automatización. Gungor, V., y Lambert, F. (2006)

Aunque las tecnologías VPN de Internet proporcionan una comunicación confiable para subestaciones ubicadas en zonas urbanas, esto no aplica para el caso de los equipos de protección (Relés y reconectores) ubicados en diversos lugares rurales remotos dentro de la red de distribución de cada empresa, en donde no existen redes de internet de alta velocidad. Es así como, según Gungor y Lambert, nace la necesidad de unir las capacidades de tecnologías de comunicación individuales y se considera para la infraestructura

general de comunicación el uso de red híbrida, como la mostrada en la figura 29.

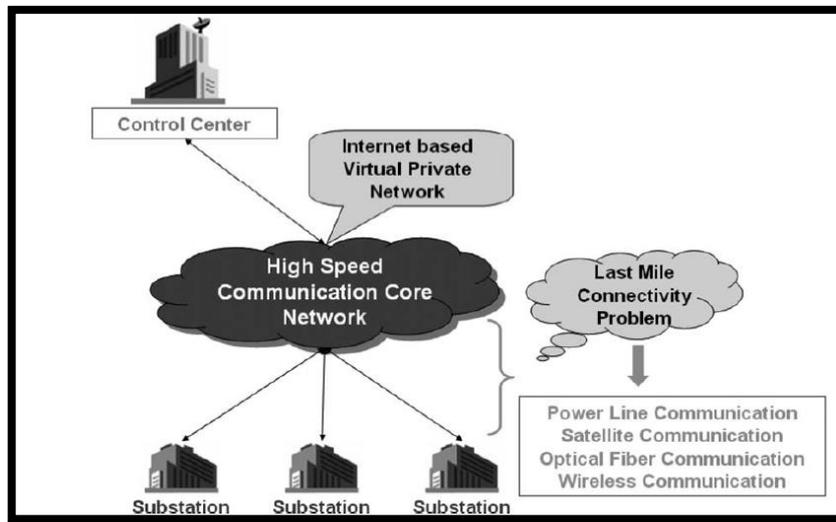


Figura 29. Sistema de comunicación híbrida con más de una tecnología en uso

Fuente: Gungor V., Lambert F. (2006)

2.4.3.2. Enlace entre el Centro de control y los equipos remotos

Actualmente, los dispositivos electrónicos inteligentes o IED han incorporado diversos módulos de comunicación entre sus componentes y tarjetas principales, con la capacidad lograr enlaces de comunicación en protocolos basados sobre Ethernet, usando diversos protocolos compatibles con internet. Esto hace factible admitir múltiples servicios de aplicaciones de automatización, por ejemplo, el acceso remoto a puertos de configuración del IED o relé, información de eventos de diagnóstico registrados en el IED, transmisión de datos de videos en formatos de alta calidad y la medición automática por protocolos estándar.

Las redes privadas virtuales (VPN) han recibido recientemente mucha atención de fabricantes de equipos, consultores, diseñadores de redes, proveedores de servicios, grandes empresas y usuarios finales debido a sus ventajas de costos sobre las redes empresariales tradicionales. Como con la mayoría de las tecnologías. La base de las redes VPN y tecnologías subyacentes de hoy en día se creó hace más de 20 años. Durante su desarrollo, los usuarios finales

descubrieron que tenía sentido financiero reemplazar los vínculos entre sitios en sus propias redes privadas con conexiones virtuales a través de una infraestructura compartida. La suposición para hacer esto era que un entorno compartido (o VPN) es equivalente en términos de seguridad y privacidad a la red (enlaces) que estaba reemplazando. Guichard, J., Pepelnjak, I., y Apcar, J. (2003)

Según los autores, las VPN, son redes virtuales generadas para una empresa que desea mantener una conexión privada entre una red Central o Principal con otra u otras redes remotas ubicadas en lugares geográficamente distintos. Este tipo de topologías comúnmente requiere de una empresa que brinde el servicio de conectividad usando su infraestructura de red para conectar una red con la otra u otras redes.

Las empresas que brindan este tipo de servicios permiten el uso de su red pública (internet) para sobre esta establecer el envío de datos de forma segura y direccionada. En la figura 30 puede verse un ejemplo de topología.

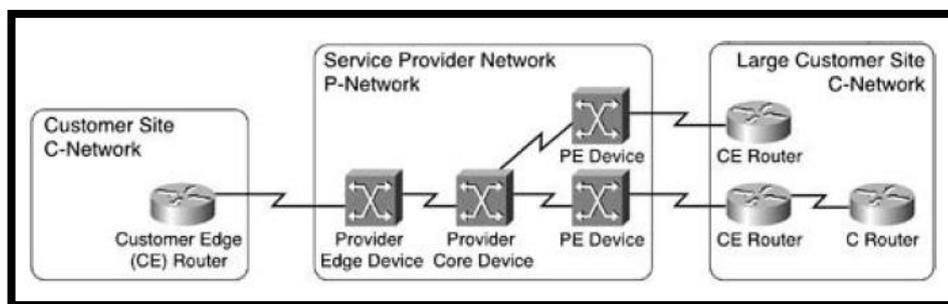


Figura 30. Topología típica de una VPN

Fuente: Guichard, J., Pepelnjak, I., y Apcar, J. (2003)

Para entender la terminología MPLS VPN de la figura es preciso distinguir la red del proveedor de servicios (red P) y la red del cliente o usuario (red C). La red P es generalmente contigua, mientras que la red C normalmente incluye un número de sitios o partes contiguas de la red del cliente que están conectadas de alguna manera que no sea a través del servicio VPN.

Los dispositivos que sirven de enlace con los sitios del cliente a la red P se denominan dispositivos de borde del cliente (CE), mientras que los del proveedor a los que se conectan los enrutadores CE son conocidos como dispositivos de borde del proveedor (PE). Así mismo, los demás dispositivos que componen la red P se llaman dispositivos, mientras que los dispositivos adicionales en los sitios del cliente que no tienen conectividad directa a la red P se llaman routers C.

2.4.3.3. Canales para la comunicación con los equipos remotos

La necesidad de realizar una transmisión continua de datos entre los equipos de protección remotos (Relés y reconectores) y el sistema de control de supervisión y adquisición de datos (SCADA) obliga a las empresas eléctricas a tener que optar por canales de comunicación confiables y rentables, según sus requerimientos técnicos.

Dicha transmisión consiste en el envío de datos desde un SCADA hacia varios terminales remotos mediante la transferencia de mensajes codificados digitalmente entre los terminales a través de canales de comunicación de datos. El esquema de comunicación definido se basa en el principio de que los mensajes de terminal remoto se transmiten tanto en respuesta a los mensajes del terminal maestro que solicitan explícitamente dichas respuestas, como de forma espontánea e independiente desde el equipo terminal remoto, cuando este sea así configurado.

La instalación de comunicación necesaria entre el sistema maestro SCADA y los terminales remotos puede ser proporcionada por cualquier medio capaz de soportar la señalización binaria en serie, incluidos los canales de cable, radio y fibra óptica. La instalación de comunicación tiene que proporcionar transferencia bidireccional de datos serie a bajas tasas de error. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. (1993)

Para este tipo de aplicaciones se pueden usar los canales punto a punto, es decir, el sistema que da servicio se comunica con un único terminal remoto a la vez,

como también los canales punto-multipunto, que permiten al sistema enlazarse a varios terminales remotos en simultaneo.

Según The Institute of Electrical and Electronics Engineers, los canales de comunicación SCADA deben estar disponibles continuamente para los terminales remotos evitando cambios en el enrutamiento de paquetes para asegurar así la secuenciación de mensaje y tiempos de respuesta adecuados. La extensión para permitir el uso de canales telefónicos puede implementarse cuando sea necesario para aplicaciones especiales.

Los tipos de canales usados se diferencian normalmente por sus capacidades de transmisión y sus tipos de medio físico o inalámbrico, estos pueden ser canales de cable, radio, microondas o fibra óptica.

Dado que los equipos remotos se encuentran dispersos geográficamente y que sería exageradamente costoso crear una red física que interconecte todos los equipos terminales y el sistema SCADA, se requiere la implementación de un sistema de interconexión inalámbrico que permita un enlace continuo entre los equipos remotos dentro de la red privada interna creada para la empresa eléctrica y la red local del sistema SCADA o Centro de Control.

Estos tipos de sistemas suelen utilizar canales de comunicación dedicados, como canales de microondas privados o líneas telefónicas arrendadas, que están limitados a una velocidad de datos inferior a 10 000 bits/s. Se excluyen las redes locales de banda ancha utilizadas para las funciones de adquisición y control de datos de alta velocidad. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. (1993)

2.4.3.4. Topologías VPN inalámbricas usando GPRS

Como se ha mencionado, una VPN es una extensión de la intranet privada de una organización a través de una red pública (como Internet, por ejemplo), brindada por un proveedor externo para crear una conexión segura entre dos lugares geográficamente distintos.

Una VPN proporciona a una corporación muchos de los beneficios de una red dedicada, sin el gasto de implementar y mantener equipos e instalaciones. A menudo, las soluciones VPN incluyen el uso de servicios de los operadores de telecomunicaciones. Bates, R. (2004)

En los últimos años, con la expansión de IP, las VPN han logrado abarcar desde la voz hasta los servicios de datos, usando la línea telefónica y tecnologías inalámbricas. Ahora, los operadores del servicio telefónico ofrecen un valor añadido de conectividad con tarifas mucho menores que las líneas dedicadas. Dentro de las redes inalámbricas ofrecidas está el uso de la red de Servicio General de Paquetes vía Radio (GPRS).

La red GPRS es un servicio de radio que fue diseñado para funcionar en Sistemas Globales para móviles (GSM), un estándar mundial para las comunicaciones celulares. Las transmisiones de datos en el pasado eran lentas a través de las interfaces radioeléctricas debido a muchos problemas de propagación y recepción. Para crear una interfaz de comunicaciones de banda ancha, GPRS se desarrolló como un enfoque de paso a paso para otros servicios como los datos mejorados para un entorno global (EDGE). Bates, R. (2004)

Las topologías GPRS permiten el acceso a redes corporativas privadas desde otras redes externas usando como medio la red inalámbrica celular. Estas conexiones y accesos se caracterizan por ser considerados seguros y prácticos. Para el uso de este sistema de transporte de datos se emplean las redes de datos inalámbricas. Estos servicios normalmente son brindados por empresas proveedoras de los servicios de telefonía móvil las cuales hacen contratos con sus usuarios corporativos brindándoles un acceso seguro y de confianza a los almacenes de datos de sus empresas.

El término Red privada virtual inalámbrica (W-VPN), según Bates, se utiliza para describir dicho entorno, dado que el medio físico es el aire y permite que varios equipos pertenecientes a diferentes redes locales puedan conectarse a

una red privada, similar a una VPN convencional. En la figura 31 podemos observar un ejemplo de topología GPRS.

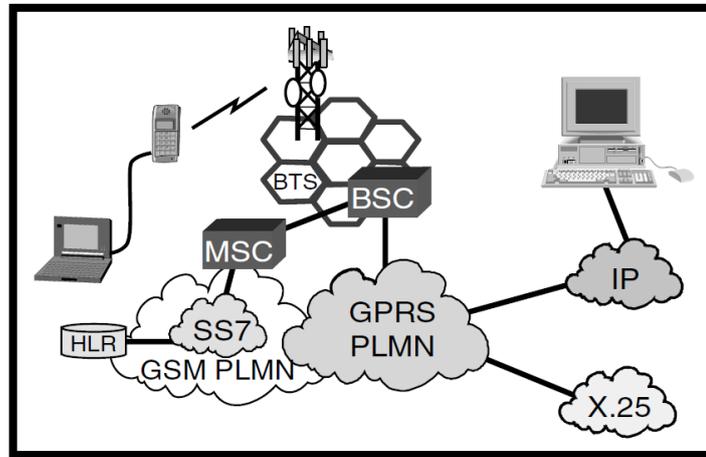


Figura 31. Ejemplo de topología GPRS

Fuente: Bates, R. (2004).

2.4.3.5. Uso de nodos GSN sobre la red GPRS

Según Anderson, C. (2001), una red GPRS está compuesta por dos nodos principales el nodo de soporte para servicio GPRS (SGSN) y el nodo de soporte para puerta de enlace GPRS (GGSN), que juntos llamamos los nodos de soporte de puerta de enlace (GSN). Además, el autor menciona que la conexión entre diferentes nodos GSN y otros componentes de la red principal se denomina estructura básica GPRS. La estructura básica es una red IP regular que tiene enrutadores de acceso, firewalls, enrutadores gigabit, etc. La estructura básica también suele conectarse al sistema de facturación del operador.

Esta estructura básica GPRS también permite conectarse a otros operadores GPRS, siendo el SGSN quien tiene la responsabilidad principal de la movilidad de los usuarios de paquetes de datos. Según Anderson, cuando un usuario está conectado a una red GPRS, este tiene una conexión lógica a su SGSN y puede realizar el tráfico de paquetes sin alterar dicha conexión lógica.

Anderson menciona además que el SGSN realiza un seguimiento que confirma el envío de paquetes a un receptor de las redes externas. Su funcionalidad es

similar a un router IP, pero adicionalmente posee funcionalidades añadidas para tratar los problemas de la red móvil, como son la autenticación de los usuarios, la distribución de las direcciones IP, el encriptado, etc.

El GGSN es similar a un gateway, un firewall y un router IP combinados. El GGSN maneja las interfaces a las redes IP externas, los proveedores de servicios de Internet (ISP), los routers, los servidores del Servicio de usuario de acceso remoto y otros nodos adyacentes. A las redes externas, el GGSN aparece como cualquier gateway que pueda rutear los paquetes a los usuarios dentro de su dominio. El GGSN realiza un seguimiento del SGSN con el cual un MS específico está conectado y adelante los paquetes en consecuencia. Anderson, C. (2001)

En las figuras 32 y 33 es posible ver el funcionamiento del enlace y envío de paquetes usando GSN.

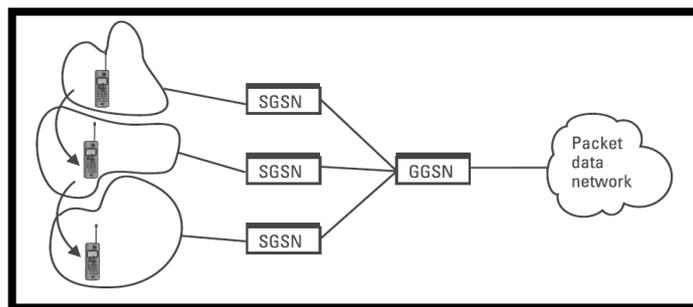


Figura 32. Envío de paquetes de datos desde los terminales remotos GPRS usando nodos GSN.

Fuente: Heine, G., y Sagkob, H. (2003).

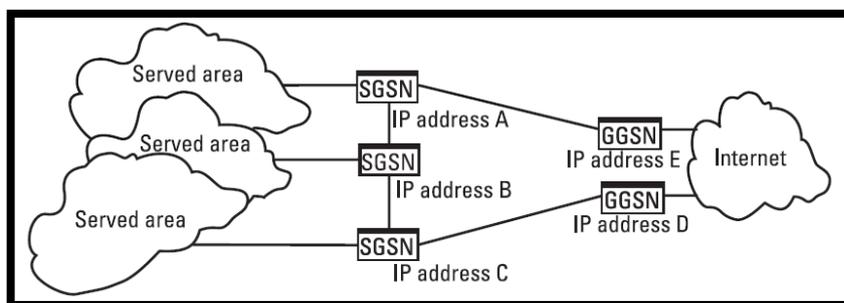


Figura 33. Enlace de comunicación entre áreas de servicio e internet por nodos GSN

Fuente: Heine, G., y Sagkob, H. (2003).

2.4.3.6. Tipos de nodos GGSN y los nombres de puntos de acceso

El GGSN posee 03 tipos, según Anderson, C. (2001), el tipo A consiste en el uso de una red de operador celular como proveedora de servicio de internet. Los usuarios que reciben tanto el servicio de telefonía móvil como de internet de un mismo proveedor tendrán acceso a esta GGSN, sin excluir de esta misma posibilidad de acceso a usuarios de otros tipos de GGSN. Lo que sí es decisivo para el aseguramiento de la conexión es que la estación móvil debe estar configurada a apuntar hacia una particular GGSN y pueda ser siempre identificada. Para este direccionamiento se emplea lo que llamamos un Access Point Name (APN), el cual es un parámetro que sirve para referenciar al SGSN hacia el GGSN.

Respecto al GGSN tipo B, Anderson menciona que es un tipo estándar de conexión que permite la comunicación de un GGSN siempre hacia un mismo SGSN, mientras se hagan solo requerimientos de servicios IP y direcciones IP dinámicas.

Finalmente, sobre el GGSN tipo C, Anderson nos indica que enlace es eficiente cuando se requiere que muchos usuarios se conecten frecuentemente a la intranet una compañía mediante la red móvil. Según el autor, es común en estos casos que las compañías hagan acuerdos comerciales con las empresas operadoras de servicios móviles para reservar una GGSN exclusiva para ellos, con mayor nivel de encriptado y confidencialidad. Para esta conexión también se requiere de una APN.

2.4.3.7. Equipo de modulación GPRS (Módem GPRS) y sus interfaces

El módem es un equipo con la capacidad de enviar señales portadoras mediante otras llamadas señales moduladoras. Esto constituye la función básica de los módems, la cual consiste en aceptar datos de una estación transmisora y convertir sus señales para que sean capaces de ser transmitidas a través de líneas telefónicas.

Un modulador y un demodulador combinado en una sola caja se denomina módem. El término "módem" también se puede utilizar para incluir el codificador y el decodificador también, y generalmente incluye otras funciones de soporte que se extienden más allá de la modulación y la demodulación, pero que son necesarias para hacer que el módem funcione. Los términos "transmisor" y "receptor" a veces se prefieren como los términos más amplios que incluyen tales funciones de apoyo. Blahut, R. (2010)

Según el autor, los módems actuales poseen microprocesadores y una memoria y dependiendo de la inteligencia del módem es posible que contenga mayores o menores funcionalidades, entre las más comunes se encuentran la modulación en amplitud (AM/ASK), frecuencia (FM/FSK), fase (PM/PSK) o incluso modulaciones más complejas como la modulación de amplitud en cuadratura.

Así mismo, Blahut nos menciona que en un módem es posible encontrar también diversas características como memoria de almacenamiento, función de marcado automático, respuesta automática, devolución de llamada, repetición de llamada, función de autodiagnóstico e incluso reinicio automático de sesión o hasta de equipo.

Un módem GPRS, por ejemplo, es un equipo que adicionalmente a sus funcionalidades de módem, soporta tecnología GPRS para transmisión de paquetes por esta extensión GSM que posee una transmisión más rápida que la original. Típicamente un módem GPRS requiere, adicional a una fuente de energía para operar, una antena para la captación de la señal y un cable de comunicación para obtener los datos de entrada que serán enviados al destino.

En la figura 34 es posible ver una imagen de un módem GPRS y sus componentes principales de operación.



Figura 34. Módem GPRS con su cable de comunicación y antena

Fuente: <https://cdtecnologia.net/gps/1461-módem-gprs-rs232485-850mhz.html>

2.4.3.8. Antenas de comunicación

Es importante resaltar que, entre los accesorios mencionados, la antena es la que posee mayor relevancia ya esta será la responsable de poder establecer una conexión entre el módem y la red GPRS del operador móvil. Las antenas son los oídos de las ondas electromagnéticas y tienen la capacidad de captar y transmitir señales a miles de kilómetros.

Entre las características más importantes de las antenas encontramos el tamaño, su impedancia, la relación de ondas estacionarias, la polaridad, la directividad y la ganancia.

Respecto al tamaño, Cárcamo, A. (2014) menciona que existe una relación inversamente proporcional entre la frecuencia de transmisión y el tamaño, siendo un claro ejemplo las antenas para radio de AM las cuales oscilan entre los 500 y 1600 Kilohercios y poseen un tamaño mucho mayor que el de las de FM que trabajan con frecuencias mayores, hablamos del orden de los Megahercios.

En cuanto a la impedancia, Cárcamo, la define como el valor físico que representa la resistencia al paso de la corriente, siendo su unidad de medida el ohmio. Para transmisiones de radio se usan típicamente antenas de 50 ohmios de impedancia, a diferencia del video en el que es común ver antenas de 75

ohmios. Según la autora, en caso de usar cables coaxiales para la conexión de estas antenas es necesario considerar la impedancia de estos al momento de efectuar los cálculos.

Así mismo, sobre la relación de ondas estacionarias (ROE), Cárcamo indica que este parámetro aparece cuando no existe un correcto ajuste entre la impedancia del conector o cable que va del módem transmisor a la antena. Según la autora, este desacople puede producir lo que se conoce como potencia reflejada, la cual de alcanzar valores superiores a los 1,5 watts generan un riesgo eléctrico de protección severa sobre el equipamiento. Este fenómeno ocurre con cualquier aparato de radiocomunicaciones que emplea una antena, como son los radio enlaces, equipos de internet, etc.

Por otro lado, la polaridad es, según el autor, la variable está relacionada con el posicionamiento de la antena y no afecta a todos los tipos de antenas. Al ser la polarización de las antenas parte del principio físico de las ondas electromagnéticas, las cuales poseen dos campos, uno magnético en sentido horizontal y otro eléctrico en sentido vertical. Según la autora, la polarización de la antena toma como referencia el campo eléctrico y su importancia yace principalmente en comunicaciones directas en las que las antenas, tanto del equipo emisor como del receptor, deben estar en una misma polarización para evitar las pérdidas.

Sobre la directividad, Cárcamo, A. (2014) la define como la variable que nos permite conocer la dirección hacia donde se irradia la potencia de la antena, mediante unos patrones de directividad. Según la autora, estos patrones pueden ser omnidireccionales (Irradian de forma uniforme hacia todas las partes por igual, normalmente en onda corta o AM) o direccionales (La potencia es disipada en la dirección en la que están colocadas o dirigidas las antenas y levemente por la parte lateral, normalmente en alta frecuencia o FM). Ver figuras 35 y 36.

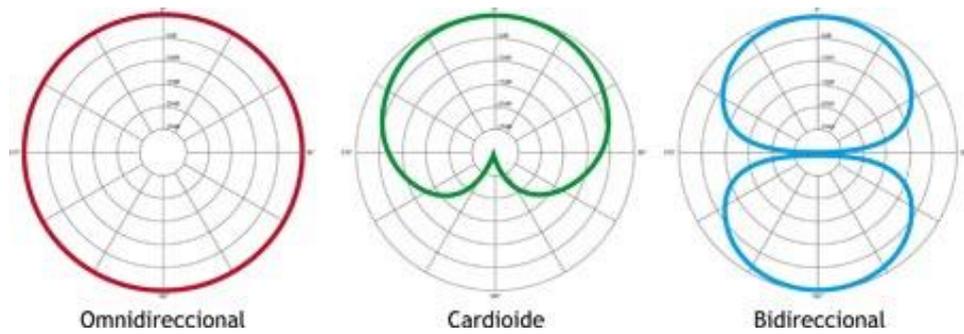


Figura 35. Direccionalidad de antenas no direccionales

Fuente: <https://www.analfatecnicos.net/pregunta.php?id=34>

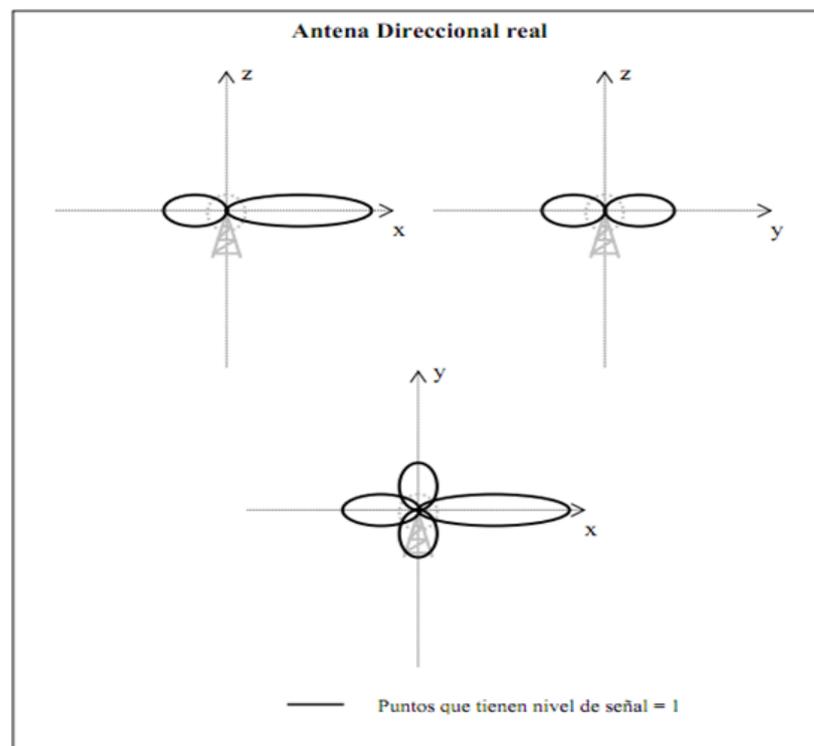


Figura 36. Antenas direccionales

Fuente: <https://flovla.files.wordpress.com/2011/05/54.png>

Finalmente, Cárcamo nos define a la ganancia como el parámetro que expresa la amplificación de potencia de la señal del transmisor que se hará partiendo de la potencia original. Es decir, si una señal es transmitida en 300 watts, la antena la amplifica a 400 Watts. La ganancia es expresada en decibelios.

2.4.3.9. Interfaces de comunicación

Cuando hacemos referencia a interfaces de comunicación, nos referimos al medio físico para establecer la comunicación, es decir la conexión o puerto a emplear para la configuración de automatización del equipo de protección. Así mismo, el protocolo de comunicación es la estructura del lenguaje que manejan los equipos o sistemas a ser integrados.

En el caso de la conexión física, se emplean los puertos serie como una interfaz por las que el ordenador transmite datos un bit a la vez. En uso común, el término "puerto serie" se refiere a los puertos que utilizan un protocolo asincrónico determinado. Axelson, J. (2007) se refiere a que estos puertos incluyen los puertos RS-232 en PC y muchos puertos serie en sistemas integrados. La mayoría de los puertos serie son bidireccionales: pueden enviar y recibir datos. Comúnmente los enlaces físicos entre un equipo de protección con otro equipo controlador o módem son cables.

Así mismo, Axelson menciona que los RS-232 pueden utilizar casi cualquier tipo de cable y requieren una línea por señal más una línea de tierra común. Para motivos del presente proyecto se utilizarán las conexiones por cables y conectores seriales DB-9. La estructura de su conexionado es posible verlo en la tabla 3.

Tabla 3. Puertos serie de PC y otras interfaces usadas de 9 pines

| Pin Number (9-pin D-sub) | Pin Number (25-pin D-sub) | Signal | Source | Type | Description |
|--------------------------|---------------------------|--------|--------|---------|---------------------|
| 1 | 8 | CD | DCE | control | Carrier detect |
| 2 | 3 | RX | DCE | data | Receive data |
| 3 | 2 | TX | DTE | data | Transmit data |
| 4 | 20 | DTR | DTE | control | Data terminal ready |
| 5 | 7 | SG | - | - | Signal ground |
| 6 | 6 | DSR | DCE | control | Data set ready |
| 7 | 4 | RTS | DTE | control | Request to send |
| 8 | 5 | CTS | DCE | control | Clear to send |
| 9 | 22 | RI | DCE | control | Ring Indicator |
| - | 1, 9-19, 21, 23-25 | unused | - | - | - |

Fuente: Axelson, J. (2007).

Los conectores seriales a usar serán lo DB-9 (09 pines), los cuales son visibles en la parte izquierda de la figura 37. Finalmente, en la figura 38 es posible ver la versión final de un cable serial armado. Otra forma física de conectarse es usando cables Ethernet con terminales RJ-45, estos son posibles de ver en la figura 39.

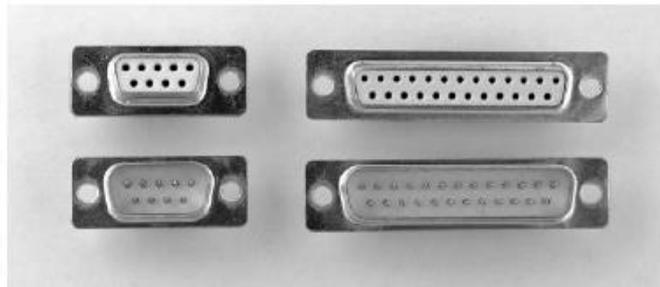


Figura 37. Conectores RS-232 D: En sentido horario de la izquierda superior: hembra de 09 pines, hembra de 25 pines, macho de 25 pines y macho de 9 pines.

Fuente: Axelson, J. (2007)



Figura 38. Cable RS-232 macho-hembra

Fuente:<https://www.amazon.co.uk/StarTech-com-Black-Straight-Through-Serial/dp/B00A6GIV9K>



Figura 39. Cable RS-232 macho-hembra

Fuente:<https://www.amazon.co.uk/StarTech-com-Black-Straight-Through-Serial/dp/B00A6GIV9K>

CAPITULO III: DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA

3.1. Diseño de la automatización de los equipos de protección y reconexión para la operación remota.

Para el diseño de la automatización de los equipos de protección y reconexión fue necesario realizar primero una inspección en sitio que nos permita obtener información necesaria para lograr un diseño adecuado y acorde a la solución planteada. Ver figura 40.



Figura 40. A) Inspección del equipo de reconexión en la subestación eléctrica. B) Revisión del tablero del equipo reconector y medición para la instalación del módem.

En función a los datos e información obtenida de las inspecciones fue posible diseñar un modelo de configuración y software que cumpla con los objetivos de la investigación.

3.1.1. Configuración de control los equipos de protección y reconexión

Para el diseño de la configuración de reconfiguradores se determinó que se requería determinar, según la información de la empresa, que reconfiguradores serían aplicables a ser usados para la investigación y en función a ello visitarlos en sitio para recolectar información relevante que sirva en el diseño de la solución planteada, como, por ejemplo, tipo de puertos, conectores, protocolos habilitados, señales disponibles para envío al SCADA, parámetros y atributos de estas señales, tipo de software requerido para la configuración, etc.

Con esta información fue posible determinar las limitaciones técnicas encontradas para la configuración y automatización de estos, incluso patrones. Como

consecuencia de la información obtenida, se encontraron 25 reconectores disponibles para su configuración y automatización, estos pertenecían a 3 marcas distintas: Entec, Noja y ABB. Al ser de marcas distintas, también se comprobó que sería necesario el uso de 03 software distintos, uno por cada marca. Los softwares usados fueron los siguientes: AFSuite (ABB), ETIMS (Entec) y CMS (Noja). Estos programas pueden verse en la figura 41.

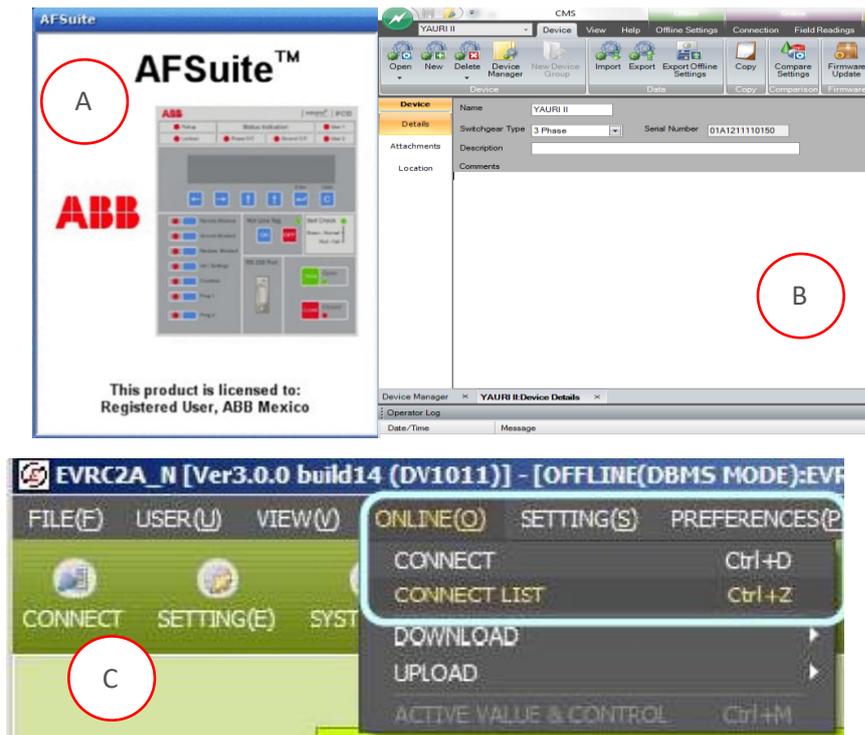


Figura 41. A) Software AFSuite. B) Software CMS. C) Software ETIMS

Al revisar las capacidades de configuración de estos reconectores e indagar en su configuración encontramos un patrón de 03 secciones que requerían ser configuradas en todos los equipos de protección y reconexión que deseábamos sean integrados al sistema de supervisión y control SCADA. Estas 03 secciones son las siguientes: Configuración de puertos, configuración de protocolo SCADA y configuración de mapa de señales. La primera sección responde a la habilitación del puerto físico y sus características, su tipo (Serial o Ethernet), velocidad de transmisión, tiempos de enlace, tiempos máximos de respuesta, tipos de datos, entre otros parámetros. Luego de realizar pruebas internas se determinó que para los puertos ethernet no se requería

mayores configuraciones en este aspecto, mientras que para los puertos seriales se requerirían seleccionar ciertos parámetros mostrados en la figura 42.

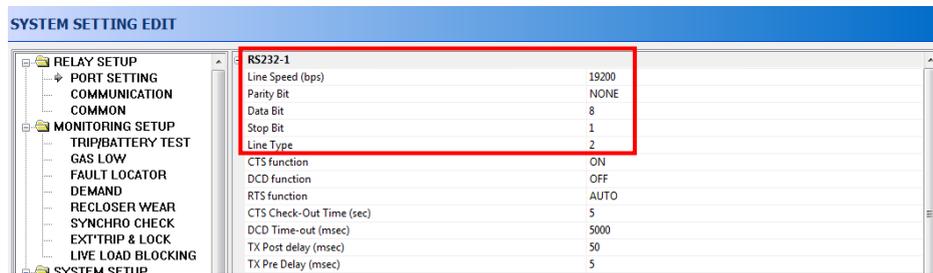


Figura 42. Parámetros para la configuración de un puerto serial RS-232 del reconectador en el software ETIMS

La segunda sección responde a los parámetros de comunicación para el protocolo determinado (DNP 3.0.) y según el medio (Serial o Ethernet), es decir hubo dos tipos de parámetros a seleccionar. Estos parámetros son mostrados en las figuras 43 y 44.

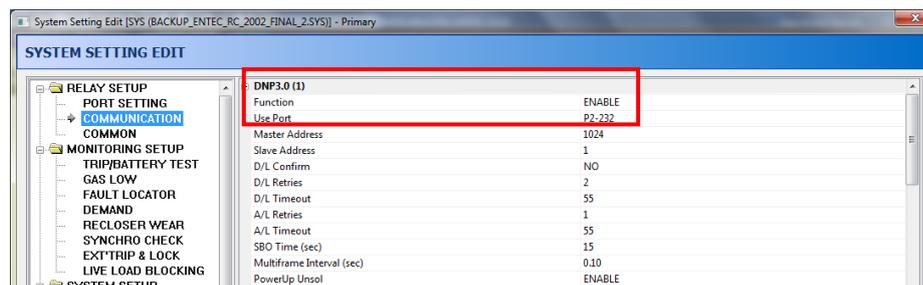


Figura 43. Parámetros del protocolo DNP 3.0. en el reconectador con puerto serial RS-232 en el software ETIMS

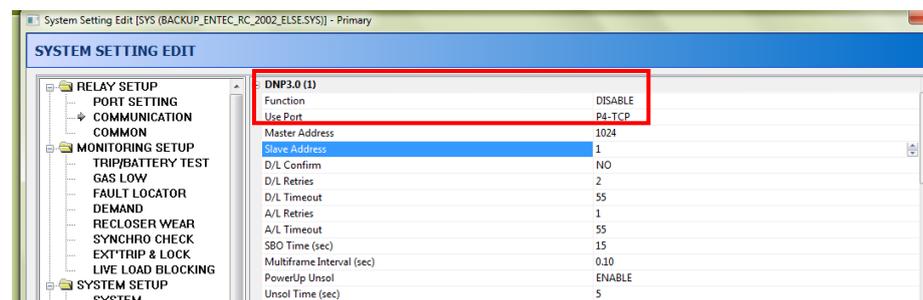


Figura 44. Parámetros del protocolo DNP 3.0. en el reconectador con puerto Ethernet en el software ETIMS

Esta configuración realizada en uno de los reconectores debió ser replicada en el resto de los equipos, independientemente de su marca o software, los parámetros de

comunicación mínimos son siempre los mismos. De existir parámetros adicionales estos siempre tuvieron que mantener sus valores determinados por defecto.

Finalmente, la configuración del mapa de señales dependió de las capacidades de cada reconector, puesto que existirán equipos con una o más funciones de protección que otros, dando lugar a una cantidad diferente de señales disponibles en cada reconector. El mapa de señales disponible en el reconector Entec es visible en la figura 45.

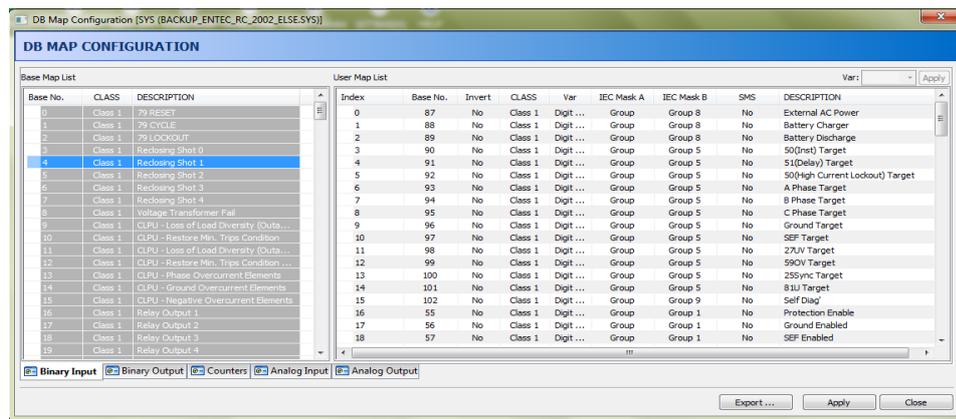


Figura 45. Mapa de señales disponible en el reconector Entec en el software ETIMS

Para objetos de la presente investigación, se determinó un mapa general que aplicaba a todos los equipos a ser integrados al sistema SCADA del presente proyecto de tesis. La lista de señales definida es la mostrada en la tabla 4.

Tabla 4. Lista de señales a configurar en los equipos de protección y reconexión

| Nombre | Tipo | Descripción | Dirección DNP | Objeto | Formato |
|-------------|--------|----------------------------|---------------|---------|------------|
| Trip_R | status | Fase R en Falla | 3 | Binario | Bit Simple |
| Trip_S | status | Fase S en Falla | 4 | Binario | Bit Simple |
| Trip_T | status | Fase T en Falla | 5 | Binario | Bit Simple |
| Fail_AC | status | Falla alimentación AC | 6 | Binario | Bit Simple |
| Trip_N | status | Neutro en Falla | 8 | Binario | Bit Simple |
| Trip_Vr | status | Apertura Fase VR Voltaje | 9 | Binario | Bit Simple |
| Trip_Vs | status | Apertura Fase VS Voltaje | 10 | Binario | Bit Simple |
| Trip_Vt | status | Apertura Fase VT Voltaje | 11 | Binario | Bit Simple |
| Fail_Rele | status | Falla Relé | 12 | Binario | Bit Simple |
| Fail_Bat | status | Falla fuente DC | 7 | Binario | Bit Simple |
| Interruptor | status | Interruptor/Control Remoto | 1 | Binario | Bit Simple |

| | | | | | |
|------------|--------|--------------------------------|----|-----------|------------|
| Loc-Rem | status | Posición Selector | 0 | Binario | Bit Simple |
| Reset | status | Limpiar evento | 35 | Binario | Bit Simple |
| Block_Mec | status | Estado Bloqueo Mecánico | 14 | Binario | Bit Simple |
| G_Prot | status | Protección de Falla a Tierra | 15 | Binario | Bit Simple |
| Trip_51_R | status | Sobrecorriente de Fase 51_R | 16 | Binario | Bit Simple |
| Trip_51_S | status | Sobrecorriente de Fase 51_S | 17 | Binario | Bit Simple |
| Trip_51_T | status | Sobrecorriente de Fase 51_T | 18 | Binario | Bit Simple |
| Trip_50_R | status | Sobrecorriente de Fase 50_R | 19 | Binario | Bit Simple |
| Trip_50_S | status | Sobrecorriente de Fase 50_S | 20 | Binario | Bit Simple |
| Trip_50_T | status | Sobrecorriente de Fase 50_T | 21 | Binario | Bit Simple |
| Trip_51N_R | status | Sobrecorriente de Tierra 51N_R | 22 | Binario | Bit Simple |
| Trip_51N_S | status | Sobrecorriente de Tierra 51N_S | 23 | Binario | Bit Simple |
| Trip_51N_T | status | Sobrecorriente de Tierra 51N_T | 24 | Binario | Bit Simple |
| Trip_50N_R | status | Sobrecorriente de Tierra 50N_R | 25 | Binario | Bit Simple |
| Trip_50N_S | status | Sobrecorriente de Tierra 50N_S | 26 | Binario | Bit Simple |
| Trip_50N_T | status | Sobrecorriente de Tierra 50N_T | 27 | Binario | Bit Simple |
| Ir | analog | Corriente Fase R | 0 | Analógico | Escalable |
| Is | analog | Corriente Fase S | 1 | Analógico | Escalable |
| It | analog | Corriente Fase T | 2 | Analógico | Escalable |
| In | analog | Corriente Fase N | 3 | Analógico | Escalable |
| Vrs | analog | Tensión Línea RS | 4 | Analógico | Escalable |
| Vst | analog | Tensión Línea ST | 5 | Analógico | Escalable |
| Vtr | analog | Tensión Línea TR | 6 | Analógico | Escalable |
| 3kW | analog | kW Total | 7 | Analógico | Escalable |
| 3kVar | analog | kVar Total | 8 | Analógico | Escalable |
| FP | analog | Factor de Potencia Total | 9 | Analógico | Escalable |
| Hz | analog | Frecuencia | 10 | Analógico | Escalable |
| Vo | analog | Tensión Homopolar | 11 | Analógico | Escalable |

Fuente: Creación propia

3.2. Diseño del sistema SCADA para la supervisión autónoma.

3.2.1. Interacción entre aplicaciones y programas a configurar

Para la implementación del presente sistema SCADA se utilizó el software Survalent, cuya licencia ha sido adquirida por Hidrandina para aplicaciones anteriores. Este software está compuesto por diversos instaladores servidores y clientes, siendo el ADMS Manager el motor general. Ver diagrama de la figura 46.

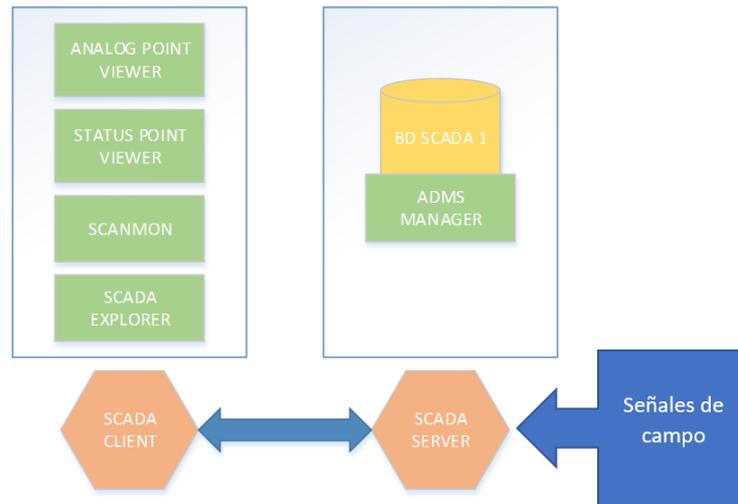


Figura 46. Interacción entre aplicaciones SCADA

Fuente: Creación propia

Respecto a los softwares clientes, estos se sostuvieron sobre los softwares servidores, permitiendo que los datos que iban variando con el tiempo se pudieran mostrar con cada actualización de valor, de forma gráfica, animada o con un valor numeral. Respecto a los programas principales usados, estos fueron el software SMART VU (Interfaz gráfica) y SCADA Explorer (Base de datos). Los programas Status/Analog Point Viewer y Scanmon no fueron aplicados para la presente investigación. Ver figura 47. La hoja técnica del software Survalent podrá ser encontrada en el ANEXO 1.

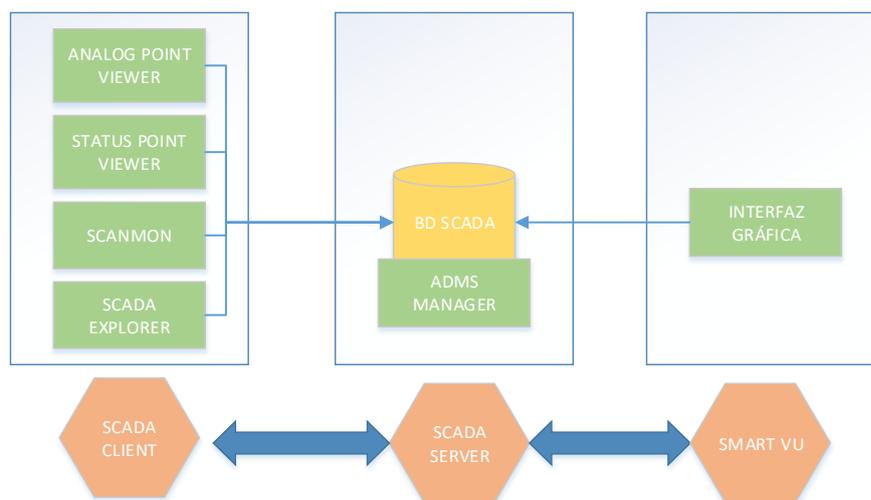


Figura 47. Interacción entre SCADA Client, SCADA Server y SMART VU

Fuente: Creación propia

3.2.2. Diseño de la base de datos SCADA

Para el diseño de la base de datos SCADA fue importante ante todo definir una estructura coherente y ordenada que permita encontrar rápidamente y de forma intuitiva las variables requeridas. Así mismo, con los parámetros de comunicación encontrados en los reconvertadores, se tuvo que identificar los requeridos en el lado del SCADA para establecer la comunicación con los IED.

Por otro lado, habiendo definido la lista de señales a configurar en los reconvertadores, se preparó las plantillas de configuración necesarias para la base de datos SCADA que incluyeron las mismas señales a configurar en los reconvertadores y sus atributos o características principales.

El primer paso del diseño fue definir la estructura, para esto consideramos 02 estaciones lógicas principales que hicieron la función de estaciones madres, estas son visibles en la figura 48 y son:

- SCADA MAESTRO: Contienen todas las variables referidas al SCADA maestro.
- SYSS\$: Contienen las variables internas del sistema.

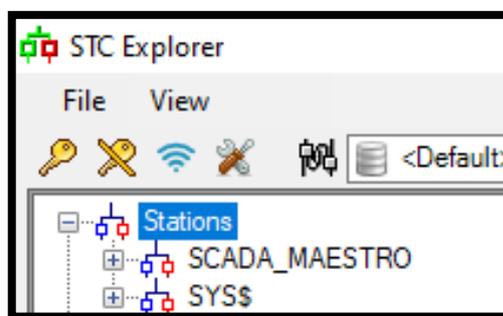


Figura 48. Estructura de las estaciones principales de la base de datos en el software SCADA

La estación SYSS\$ contiene variables como “ALFULL” que cambia su estado cuando la tabla de alarmas se llena, o “Host A” y “Host B” que cambian su estado cuando el computador central sobre el que corre el servicio SCADA se detiene o falla. Así mismo, la variable “Logger1” se activa cuando está habilitado el generador de registros y la variable “SCADA” cuando estas variables ayudan al usuario a gestionar mejor el sistema con alarmas defecto del sistema. Ver figura 49.

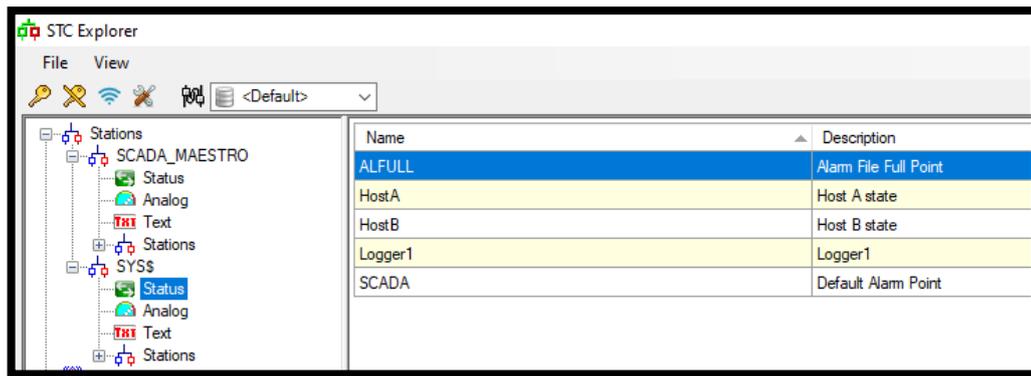


Figura 49. Variables internas del sistema dentro de la estación SYSS en el software SCADA

En cuanto a la estación SCADA_MAESTRO, esta contuvo estaciones de menor nivel llamadas “Estaciones Hijas”. Dentro de estas estaciones hijas se encontraron los puntos lógicos o señales telemedidas que recibirá el sistema, así como también las que tuvieron implicancias en la configuración. Estas estaciones hijas fueron llamadas “Configuración” y “Reconectores”. Ver figura 50.

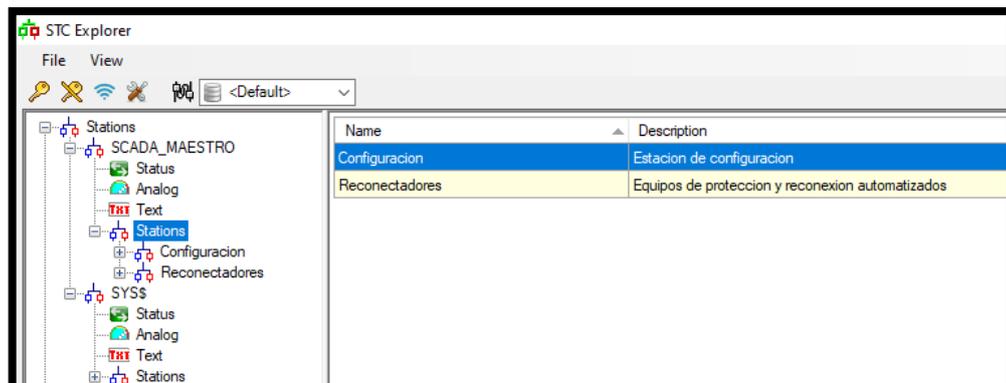


Figura 50. Estaciones hijas de SCADA_MAESTRO en el software SCADA

En cuanto a la estación “Configuración”, se encontró una estación hija llamada “Pseudopuntos” la cual contenía los puntos requeridos para las configuraciones del sistema, estos no fueron tele medidos (de ahí el nombre pseudopuntos), es decir, no representan valores reales de equipos conectados al sistema. Estos también pueden ser puntos que responden a variables internas que cambian en función a lógica y programación desarrollada. Ver figura 51.

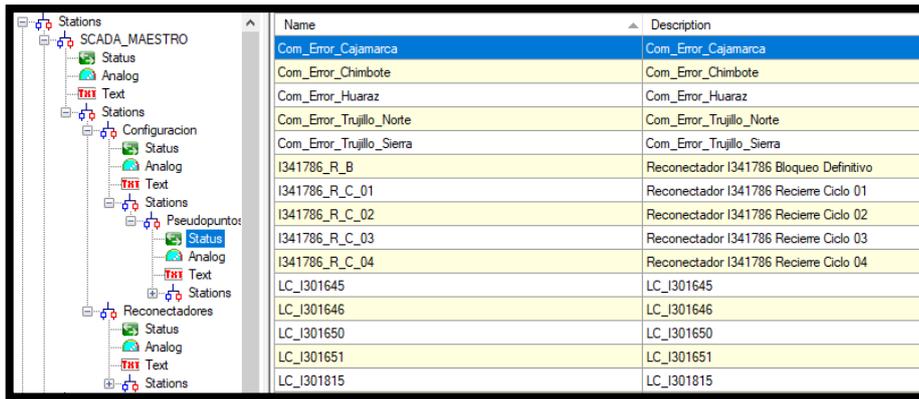


Figura 51. Pseudopuntos creados para configuración y programación del sistema en el software SCADA

Por otro lado, la estación “Reconectores”, compuesta por 03 estaciones hijas adicionales, fueron las estaciones “ABB”, “ENTEC” y “NOJA_POWER”. Estos nombres de estaciones no son más que los de las marcas de los reconectores empleados para esta investigación. Ver figura 52.

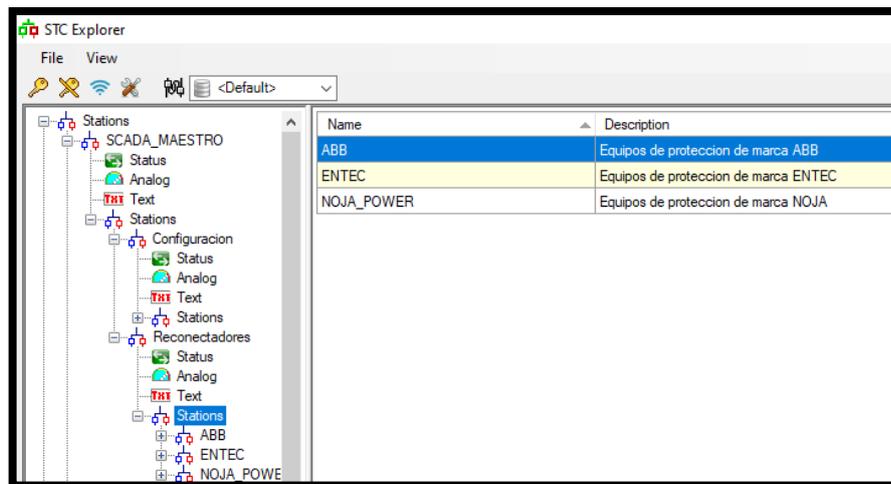


Figura 52. Estaciones hijas dentro de la estación Reconectores en el software SCADA

Dentro de cada una de estas estaciones se crearon otras estaciones hijas, una por cada reconector a integrar al sistema. Estas nuevas estaciones fueron diferenciadas por el código o nombre de cada reconector y contuvieron dentro de si todas las señales que serán integradas de cada reconector. Ver figura 53

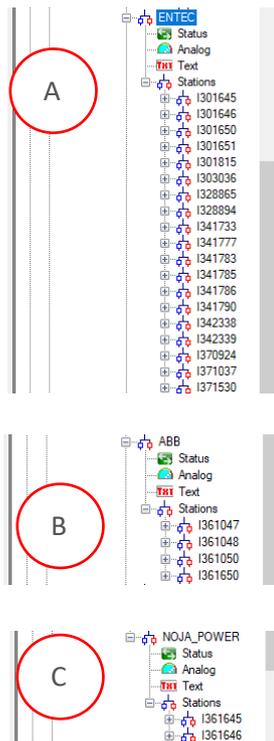


Figura 53. Estaciones hijas dentro de las estaciones madres en el software SCADA: A) Estaciones de equipos Entec. B) Estaciones de equipos ABB. C) Estaciones de equipos Noja.

Las señales encontradas fueron clasificadas en subáreas dependiendo si eran señales analógicas o digitales, cada una con sus respectivas descripciones. En la figura 54, por ejemplo, es posible apreciar la lista de señales digitales definida en un reconector.

| Name | Description |
|--------------------|--|
| Block_Mec | Estado Bloqueo Mecanico |
| Estado_Atenamiento | Estado de atenamiento segun inspeccion |
| Estado_Baterias | Estado de baterias segun inspeccion |
| Estado_Fusibles | Estado de fusibles segun inspeccion |
| Fall_AC | Falla alimentacion AC |
| Fall_Bat | Falla fuente DC |
| Fall_Rele | Falla Rele |
| G_Prot | Proteccion de Falla a Tierra |
| Ifr | Corriente de Disparo Fase R |
| Ifs | Corriente de Disparo Fase S |
| Ift | Corriente de Disparo Fase T |
| Interruptor | Interruptor |
| Loc-Rem | Posicion Selector |
| Reset | Limpiar evento |
| Trip_50_R | Sobrecorriente de Fase 50_R |
| Trip_50_S | Sobrecorriente de Fase 50_S |
| Trip_50_T | Sobrecorriente de Fase 50_T |
| Trip_50N_R | Sobrecorriente de Tierra 50N_R |
| Trip_50N_S | Sobrecorriente de Tierra 50N_S |
| Trip_50N_T | Sobrecorriente de Tierra 50N_T |
| Trip_51_R | Sobrecorriente de Fase 51_R |
| Trip_51_S | Sobrecorriente de Fase 51_S |
| Trip_51_T | Sobrecorriente de Fase 51_T |
| Trip_51N_R | Sobrecorriente de Tierra 51N_R |
| Trip_51N_S | Sobrecorriente de Tierra 51N_S |
| Trip_51N_T | Sobrecorriente de Tierra 51N_T |

Figura 54. Señales digitales configuradas en el software SCADA dentro de la estación del reconector de código I341786

Por otro lado, estas señales, o los también llamados puntos SCADA, pueden incorporar datos adicionales y parámetros configurables que den más información sobre el origen, prioridad, tipo de equipo o zona del reconnector integrado al sistema.

Por ejemplo, un punto SCADA que refleja el estado del interruptor de un reconnector puede contener un nombre y descripción bajo el texto de “Interruptor” que deje claro su representación en el SCADA. Luego, información como los estados posibles (Abierto y Cerrado), la zona de donde proviene (CHU071: Código de zona interno de Hidrandina), el modelo de equipo reconnector que emite la señal (EVRC2A) y el tipo de alarma para esta señal (Sustained: Continua y sostenida) son parámetros configurables y visibles en la figura 55.

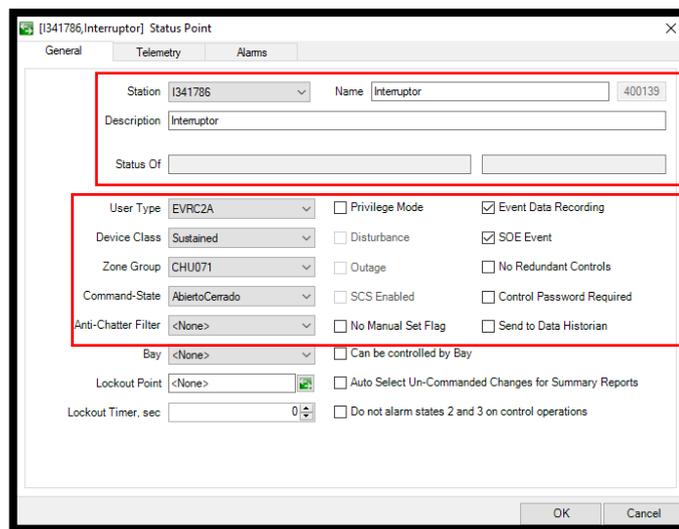


Figura 55. Parámetros generales configurables en una señal digital en el software SCADA

Respecto a un punto SCADA, también es importante entender que cada uno de estos mostró un comportamiento variable, en función a los direccionamientos configurados, como por ejemplo la dirección de lectura y las direcciones de escritura de los puntos, así como sus respectivos formatos.

Por ejemplo, un punto SCADA que refleja el estado del interruptor tuvo que estar direccionado a un espacio en la memoria o mapa de señales del relé de reconnector que contenga esta información (el estado real del interruptor), el cual puede ser

mostrado digitalmente como un estado “0” o “1” lógico, por ejemplo, en caso de ser un punto digital del tipo simple y binario. Este detalle dependió exclusivamente de los parámetros propios del relé de reconectador, ya que estos factores llamados objeto (Binario o doble) y formato (simple o invertido) permiten el correcto cifrado y decodificación del dato enviado al SCADA y son exclusivos del protocolo estándar usado por el reconectador.

Este diseño del direccionamiento es necesario que también sea aplicado para la ejecución y mandos y control, puesto que al igual que para la lectura, el control por SCADA en un relé de reconectador también estará asociado a una dirección o espacio específico en la memoria o mapa de señales del equipo. Por otro lado, en el control los parámetros adicionales a considerar aparte de la dirección serán los tipos de objeto (Control de salida de relé), Código (Código del pulso de actuación para apertura o cierre) y Modo (Directo o con retardos). En la figura 56 es posible apreciar la configuración del direccionamiento para la lectura y escritura de los datos de un interruptor de reconectador desde el SCADA.

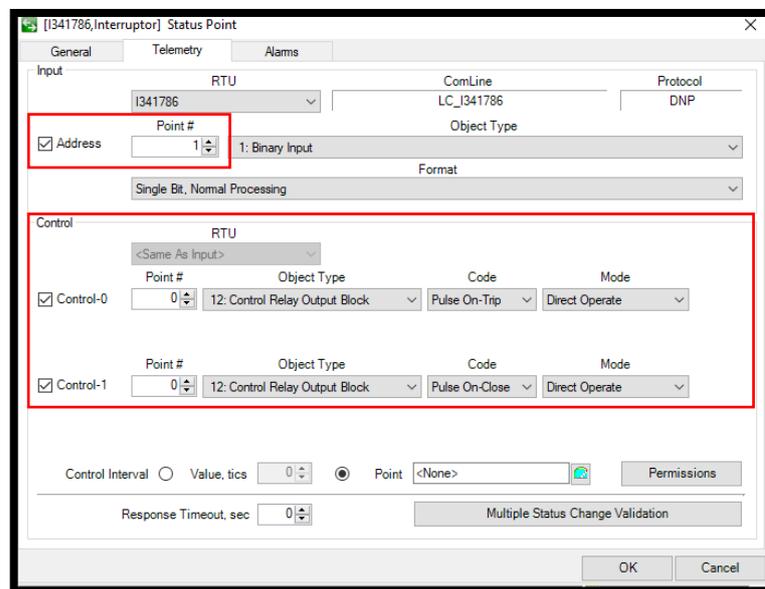


Figura 56. Parámetros de telemetría y control configurables en una señal digital en el software SCADA

Por otro lado, cada punto SCADA puede ser configurado para mostrar los valores de su señal de forma alarmada, es decir como mensaje que puedan ser útiles para el operador del sistema y que lo ayuden a gestionar más la red del sistema.

Dentro de las consideraciones a tener en las configuraciones de alarmado tenemos: La prioridad (Indica el nivel de gravedad de la alarma), los estados (Las opciones de estados que debe mostrar), el formato (Muestra la estructura que llevará el mensaje de alarma) y el estado normal (Considera el estado base y común del punto o variable). Estas configuraciones son apreciables en la figura 57, donde se muestra un ejemplo de configuración de alarmado para un punto SCADA de Interruptor de reconectador.

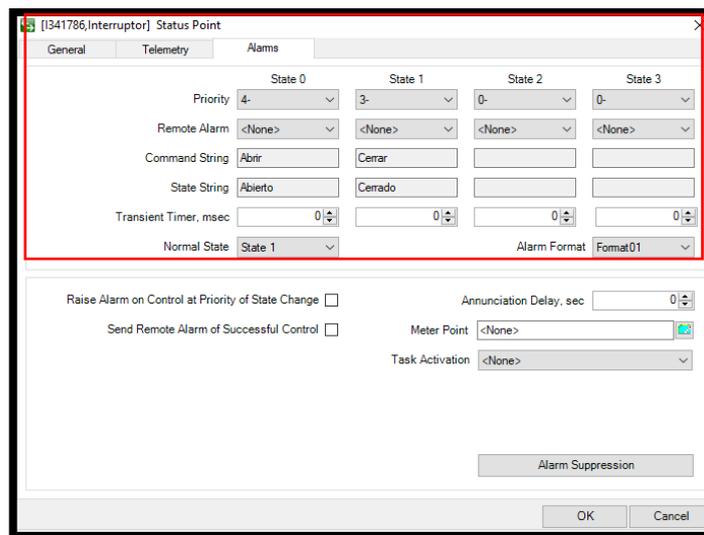


Figura 57. Parámetros de alarmado configurables en una señal digital en el software SCADA

Respecto a las señales o puntos SCADA analógicos, estos también son mostrados con un nombre, descripción y tienen la misma necesidad de ser definidos en direccionamiento, formatos y objetos, así como con información adicional relevante para la correcta identificación de la señal. En la figura 58 es posible apreciar la lista de señales analógicas SCADA a registrar en la base de datos y sus respectivas descripciones.

En el caso de una señal de potencia reactiva por ejemplo es posible definir un nombre y descripción diferenciadora como “3kVar” y a su vez definir su tipo de usuario (Reconectador EVRC2A), la clase de punto (Analógico), la zona a la que pertenece (CHU071: Código de zona interno de Hidrandina), unidades (MVAR) y escala (10). Esto es visible en la figura 59.

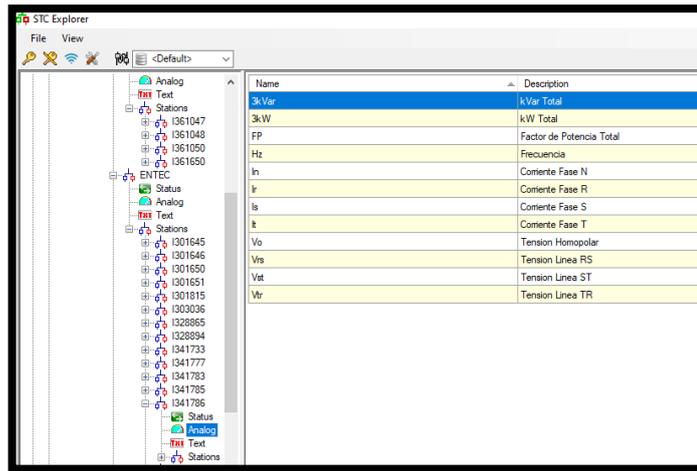


Figura 58. Señales analógicas configuradas dentro del reconectador de código I341786 en el software SCADA

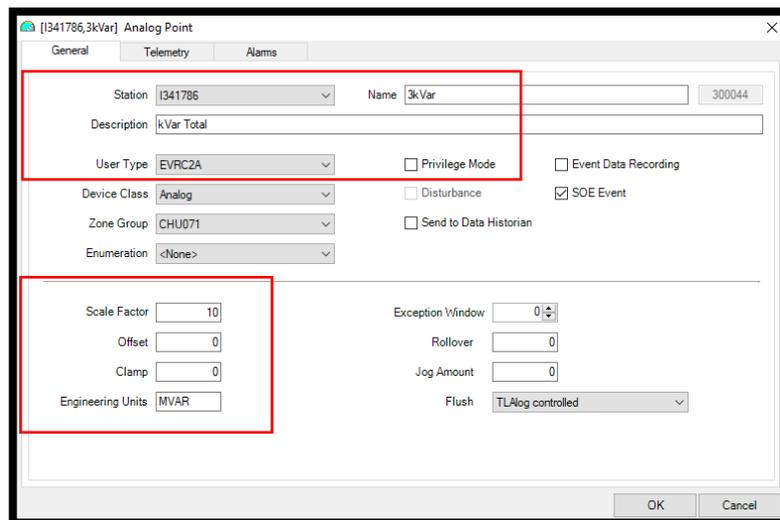


Figura 59. Parámetros generales configurables en una señal analógica en el software SCADA

Finalmente, al igual que con un punto digital, debe configurarse un direccionamiento de lectura (8), con un tipo de objeto (Entrada analógica) y un tipo de formato (Escala y registrable en la base de datos). Ver figura 60.

Adicionalmente, para asegurar la correcta recepción de datos se requirió asegurar el enlace de comunicación, mediante la configuración de las comunicaciones en el SCADA. Para esto, el SCADA crea dos figuras internas que le permiten establecer comunicación con equipos remotos, los llamados Líneas de comunicación y RTU virtuales. En la figura 61 es apreciable la lista de líneas de comunicación creadas.

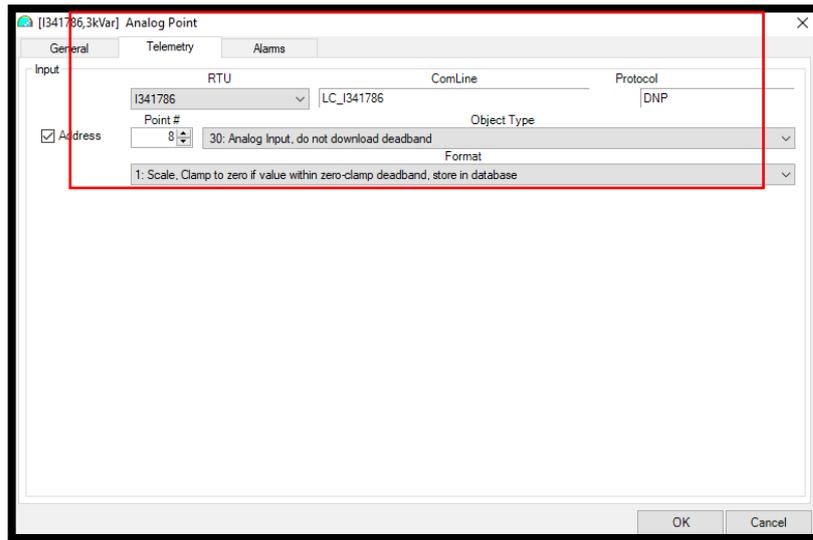


Figura 60. Parámetros de telemetría configurables en una señal analógica dentro del software SCADA

| Name | Description |
|------------|-------------------------------|
| LC_1301645 | Linea de comunicacion 1301645 |
| LC_1301646 | Linea de comunicacion 1301646 |
| LC_1301650 | Linea de comunicacion 1301650 |
| LC_1301651 | Linea de comunicacion 1301651 |
| LC_1301815 | Linea de comunicacion 1301815 |
| LC_1303036 | Linea de comunicacion 1303036 |
| LC_1328865 | Linea de comunicacion 1328865 |
| LC_1328894 | Linea de comunicacion 1328894 |
| LC_1341733 | Linea de comunicacion 1341733 |
| LC_1341777 | Linea de comunicacion 1341777 |
| LC_1341783 | Linea de comunicacion 1341783 |
| LC_1341785 | Linea de comunicacion 1341785 |
| LC_1341786 | Linea de comunicacion 1341786 |
| LC_1341790 | Linea de comunicacion 1341790 |
| LC_1342338 | Linea de comunicacion 1342338 |
| LC_1342339 | Linea de comunicacion 1342339 |
| LC_1361047 | Linea de comunicacion 1361047 |
| LC_1361048 | Linea de comunicacion 1361048 |
| LC_1361050 | Linea de comunicacion 1361050 |
| LC_1361645 | Linea de comunicacion 1361645 |
| LC_1361646 | Linea de comunicacion 1361646 |
| LC_1361650 | Linea de comunicacion 1361650 |
| LC_1370924 | Linea de comunicacion 1370924 |
| LC_1371037 | Linea de comunicacion 1371037 |
| LC_1371530 | Linea de comunicacion 1371530 |

Figura 61. Líneas de comunicación creadas para el enlace con cada reconectador remoto dentro del software SCADA

Respecto a los parámetros configurables en la línea, estos dependieron de muchos factores. El primer y más importante es la definición del protocolo SCADA a usar y el tipo de consultas, para el caso de los reconectores de este proyecto de tesis el protocolo usado será el DNP 3.0. y el tipo de consultas que en este caso fue Quiescent. Este último se refiere a un modo escucha, es decir recibiría datos cuando el reconectador los emita por su voluntad.

El protocolo en sí mismo, según el tipo de SCADA usado, activa una serie de configuraciones de tiempo. Para el software SCADA Survalent usado en el presente proyecto de tesis, los tiempos definidos por el programa como “Por defecto” no aplicaron para el sistema planeado, ya que estos tiempos conversan con integraciones en zonas cercanas (dentro de una misma subestación). Sin embargo, el contexto actual trata de equipos aislados y bastante alejados del sistema central de base de datos SCADA, por lo que los tiempos a considerar para las líneas de comunicación de cada reconectador fueron distintos y tuvieron que ser calibrados durante la implementación. Ver figura 62.

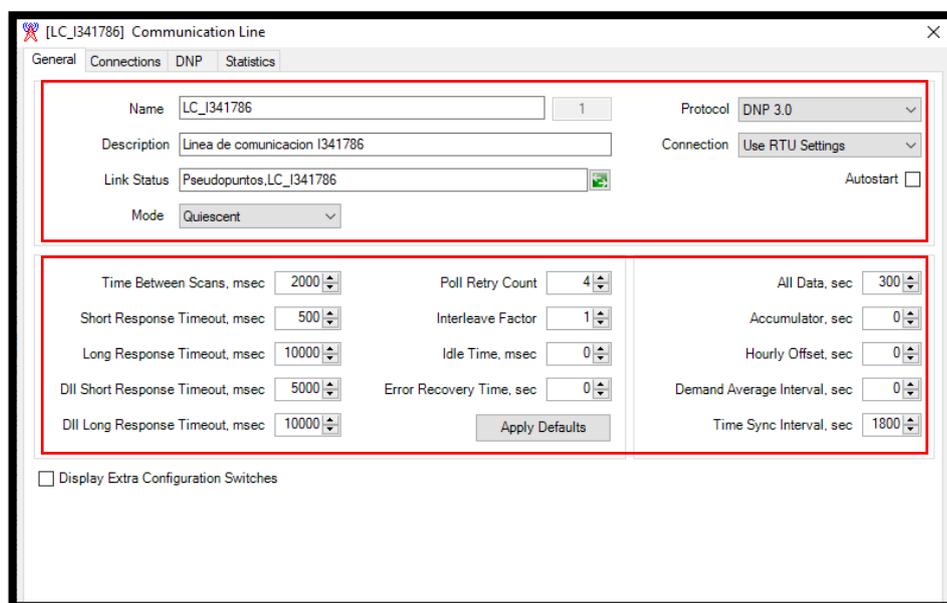


Figura 62. Parámetros configurables para las líneas de comunicación dentro del software SCADA

Finalmente, pero no menos importante, fue necesario configurar el RTU virtual que representó al equipo reconectador conectado. Para esta última instancia lo importante es definir bien sus direcciones lógicas internas de esclavo y su dirección IP. La dirección IP es la otorgada por el Chip a ser usado con el módem GPRS y todos estos incluyeron características de red similares. Ver figuras 63, 64 y 65.

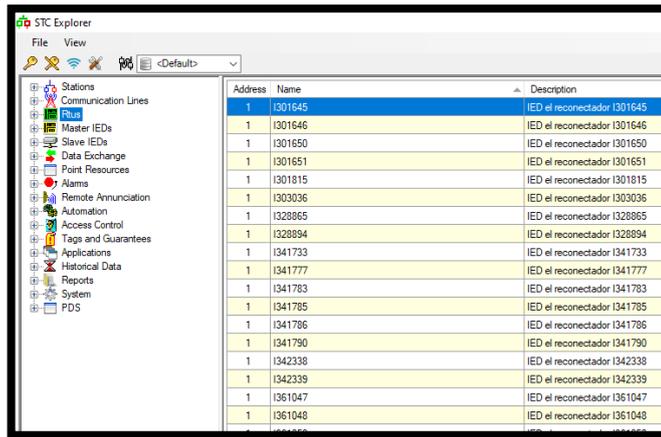


Figura 63. Reconectores a integrar reflejados como RTU virtuales dentro del software SCADA

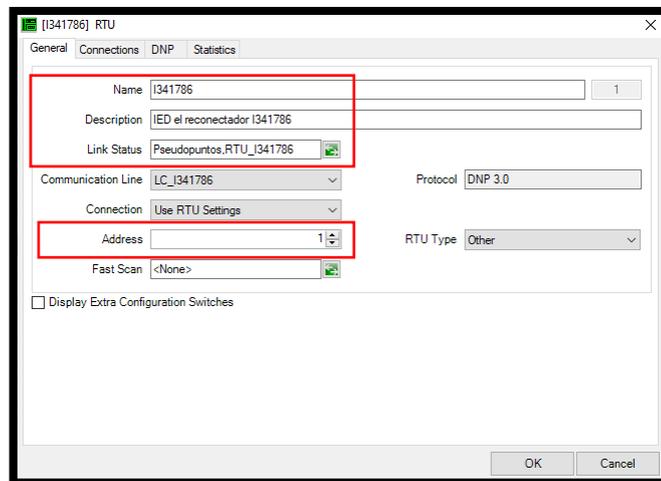


Figura 64. Parámetros del reconector a configurar en el software SCADA

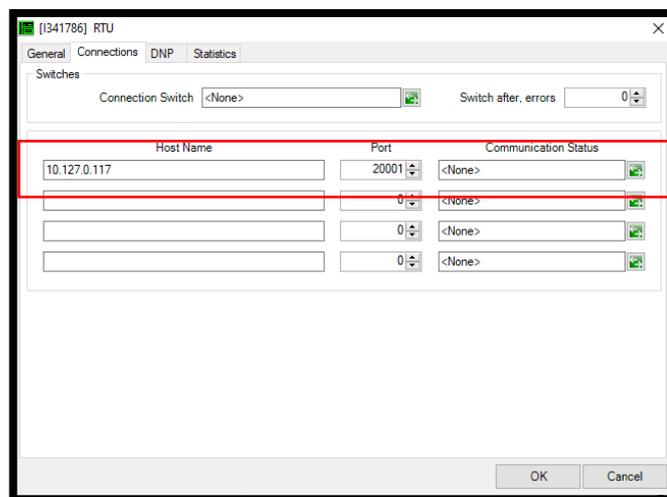


Figura 65. Parámetros de red del reconector a configurar en el software SCADA

3.2.3. Diseño de la interfaz gráfica SCADA

Para el diseño de la interfaz gráfica SCADA fue importante ante todo definir una estructura ordenada que permitiera encontrar rápidamente y de forma intuitiva las vistas requeridas. Así mismo, crear los enlaces necesarios para acceder de forma práctica a la información solicitada.

Fue importante que previo al desarrollo de las vistas internas y externas o generales de la interfaz gráfica, fuera definida también la información a ser contenida en cada vista. Así mismo, los símbolos que fueron más útiles y prácticos para el operador de la interfaz. De esto parte también la definición de la barra o botonera general que ayude al desplazamiento y despliegue de las vistas o símbolos necesarios.

Para ello, se desarrollaron las vistas usando información real de Hidrandina. La primera vista diseñada fue la vista general que permite apreciar los estados de todos los selectores local/remoto e interruptores de los reconectores. Así mismo, nos permite dirigirnos al mapa general de reconectores por un botón central general. Ver figura 66.



Figura 66. Diseño de vista general de la interfaz gráfica en el software SCADA

De igual manera, para la vista general y el resto de las vistas específicas se desarrolló una barra o menú de herramientas que permita enlazar la vista actual con cualquier otra de las existentes, así como también ejecutar aplicaciones cliente del SCADA o visualizar los estados de comunicación por zonas. En la figura 67 se puede apreciar por secciones los componentes de la barra o menú de herramientas que sirvieron para

movilizar al usuario a cualquier punto de la interfaz gráfica o a usar cualquiera de las funcionalidades disponibles.



Figura 67. Opciones de la barra de herramientas diseñadas en el software SCADA: A) Sección de botones generales y monitores. B) Sección de reportes y herramientas cliente. C) Sección de información general.

Por otro lado, se desarrolló una vista de mapa geográfico que permite direccionar al usuario a mapas específicos de 5 zonas mediante el uso de botones. Mientras que en el mapa general solo es apreciable los botones de cada zona y la ubicación geográfica de los reconectadores mediante unos indicadores, en los mapas específicos se crearon botones para cada reconectador de la zona. Estos botones vinculan la vista de mapa específico actual con la vista interna específica de cada reconectador. En la figura 68 es posible visualizar las vistas de imágenes desarrolladas.



Figura 68. Imágenes desarrolladas en el software SCADA: A) Vista de mapas generales. B) Mapa de zona de Huaraz

Por otro lado, se diseñaron vistas internas específicas para cada reconectador y reportes predefinidos. Ver figuras 69 y 70.

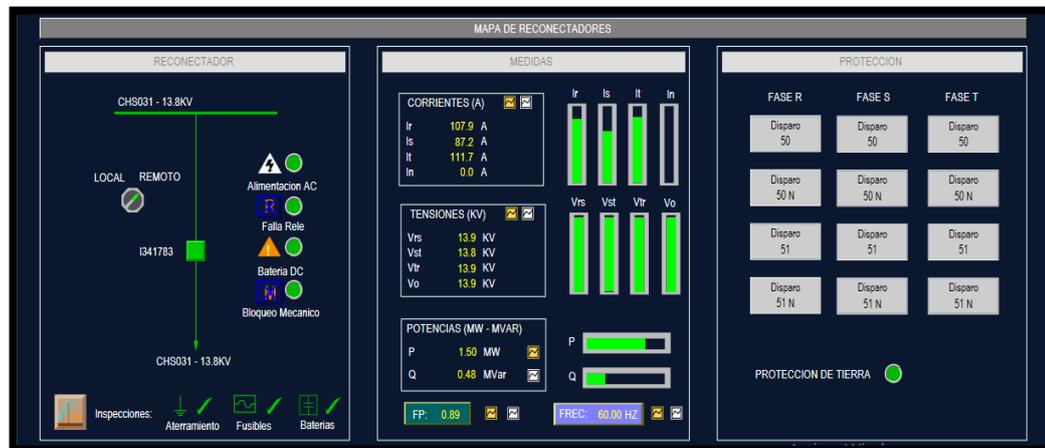


Figura 69. Vista interna de reconectador desarrollada en el software SCADA



Figura 70. Vista de reportes desarrollada en el software SCADA

3.3. Diseño de las comunicaciones usando tecnología GPRS

3.3.1. Diseño mecánico y eléctrico para la instalación de los módems GPRS

El diseño mecánico para la instalación de los módems constituye el dimensionamiento y distribución de los equipos relé de reconectador y módem GPRS esclavo dentro de un gabinete de reconectador. Siendo el gabinete de reconectador una estructura existente ya instalada en los postes de la red de distribución, correspondería acoplarse a esta instalación existente. Ver figura 71.

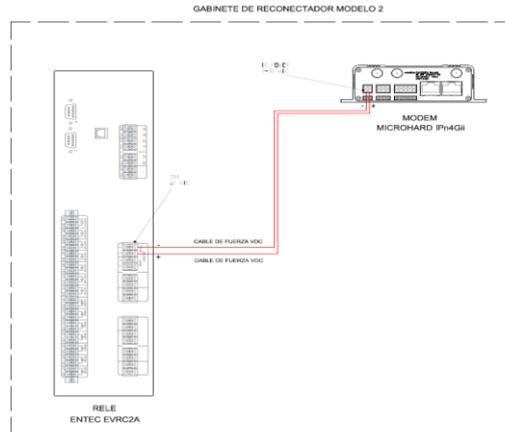


Figura 71. Módem acoplado en tablero de reconvertidor

Fuente: Creación propia

Posteriormente, se posicionó el módem dentro del gabinete de reconvertidor, considerando que los reconvertidores de Hidrandina S.A. eran de diferentes marcas, el espaciado y posicionamiento de cada módem GPRS fue distinto. Ver figura 72.

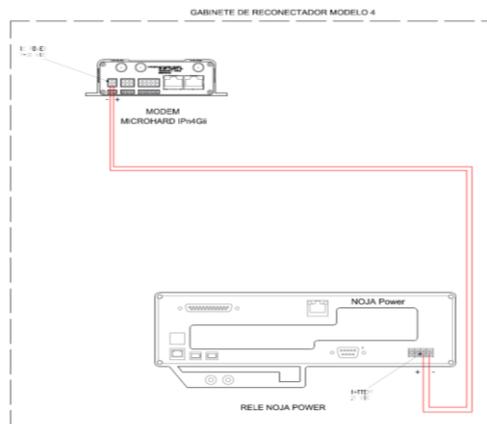


Figura 72. Plano de distribución mecánica de relé de reconvertidor y módem GPRS en el gabinete

Fuente: Creación propia

Respecto al centro de control, su instalación consistió básicamente en el uso del computador que empleaba el sistema SCADA maestro y el equipo módem GPRS maestro con su antena. A diferencia de la instalación en la primera etapa, la segunda etapa no requirió un gabinete necesariamente, pues tanto el computador como el módem pueden ser instalados en un tablero o escritorio convencional. Ver Figura 73.

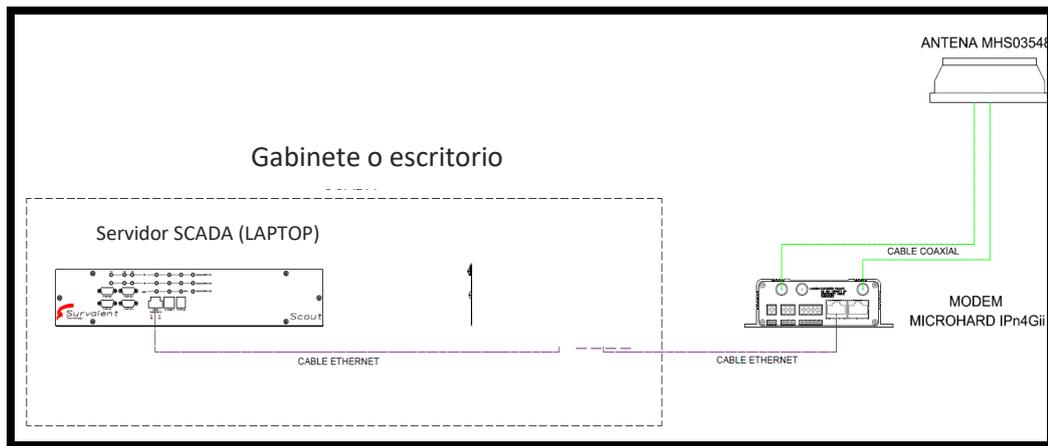


Figura 73. Plano de distribución mecánica del computador SCADA maestro y el módem GPRS maestro

Fuente: Creación propia

El diseño eléctrico para la alimentación de los componentes del sistema debió considerar la instalación eléctrica de los componentes de la arquitectura previamente mostrada en dos etapas. Así mismo, para la instalación del módem constituye el cableado para la energización del módem GPRS. Debido a que los relés de reconectores se encuentran típicamente energizados no es objetivo de nuestro diseño la energización de estos. Muchos reconectores modernos poseen dentro de su módulo de salidas analógicas, salidas de tensión alterna y directa, lo que facilita la energización de equipos externos usando esta fuente proveniente del mismo relé. Para nuestro diseño plantearemos el uso de esta fuente de energía usando ruteo de cableado eléctrico dentro del gabinete de reconector. Ver figura 74.

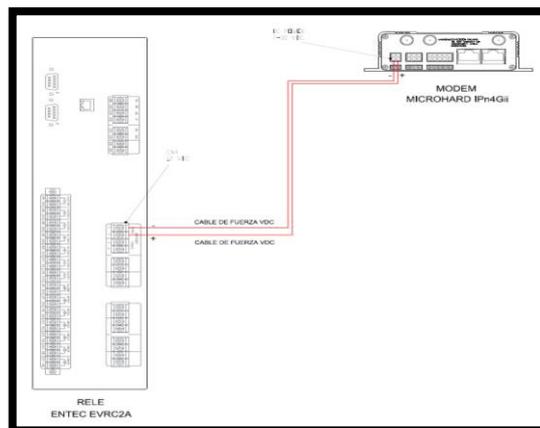


Figura 74. Plano del conexionado eléctrico para la alimentación del módem GPRS esclavo dentro del gabinete de reconector

Fuente: Creación propia

En cuanto al diseño del conexionado eléctrico de la segunda etapa de la arquitectura, este básicamente incluyó la energización del computador que empleó el sistema SCADA maestro y el módem GPRS maestro. Esta consistió en una alimentación sencilla y puede verse en la figura 75.

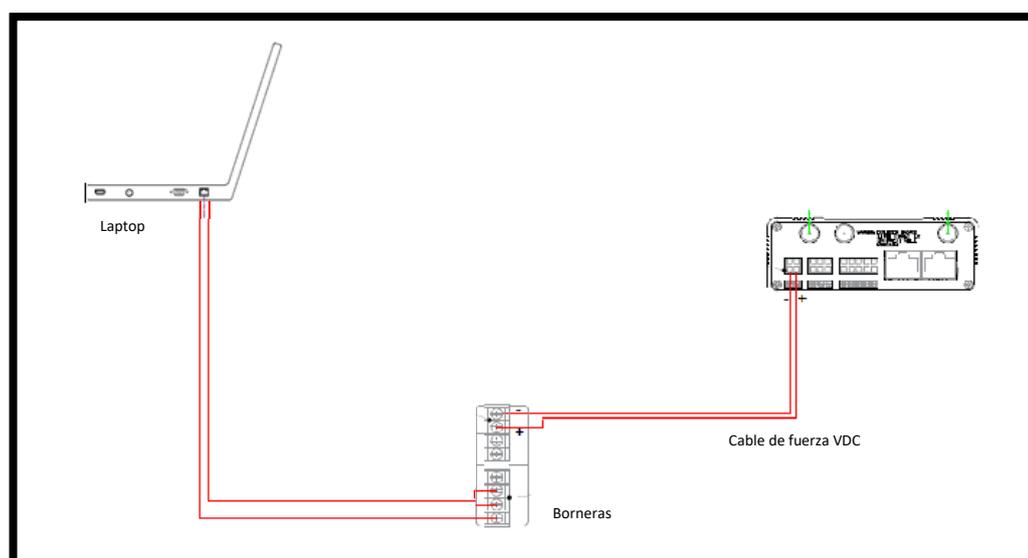


Figura 75. Plano del conexionado eléctrico para la alimentación del módem GPRS maestro y computador del sistema SCADA maestro.

Fuente: Creación propia

3.3.2. Diseño para el conexionado de comunicaciones del sistema

El diseño de conexionado de comunicaciones debió considerar la instalación del cableado de comunicaciones a ser usado entre los componentes de la arquitectura previamente mostrada en dos etapas.

El diseño para el conexionado de comunicaciones de la primera etapa constituyó la instalación y conexión de cables seriales o ethernet entre el módem esclavo y el puerto de comunicaciones del relé de reconectador. La selección de tipos de cable depende de las características de cada relé ya que algunos según su modelo o versión poseían o no diferentes tipos de puertos de comunicación.

Así mismo, el módem debió ser conectado a un puerto u otro según el tipo de conexión elegida. El módem Microhard seleccionado para esta implementación

posee ambos tipos de puerto por lo que puede brindar comunicación por GPRS independientemente del tipo de conexión usada por el relé. Podemos ver diferentes tipos de conexión de comunicaciones según el tipo y modelo de reconvertor en las figuras 76 y 77.

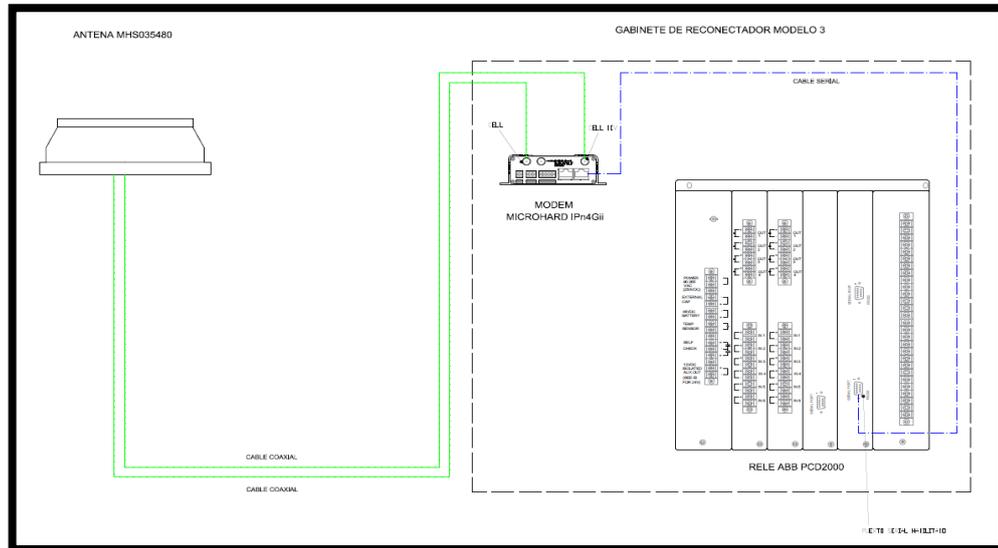


Figura 76. Plano del conexionado de comunicación entre el módem y reconvertidor de tipo Serial.

Fuente: Creación propia

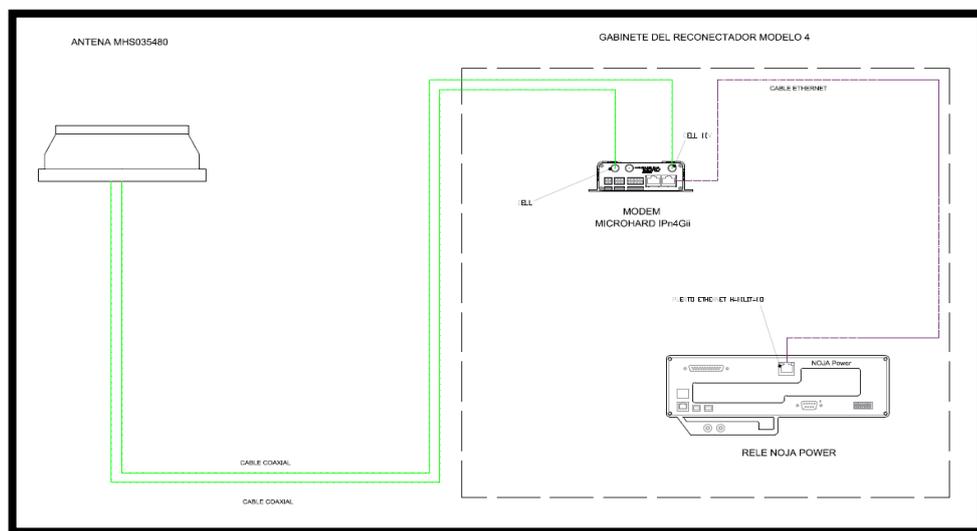


Figura 77. Plano del conexionado de comunicación entre el módem y reconvertidor de tipo Ethernet.

Fuente: Creación propia

En cuanto al diseño del conexionado de comunicaciones de la segunda etapa de la arquitectura, este básicamente incluyó la conexión del computador empleado en el

sistema SCADA maestro y el módem GPRS maestro. Esta es una conexión que puede ser de tipo serial o Ethernet, sin embargo, para estandarizar un criterio único de conexión se empleó la conexión Ethernet. Esta conexión puede verse en la figura 78.

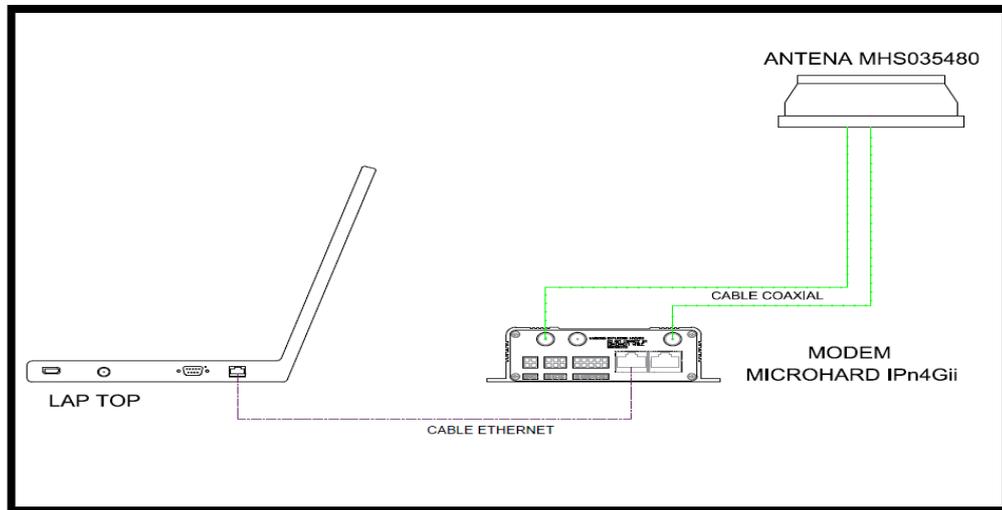


Figura 78. Plano del conexionado de comunicaciones entre el módem GPRS maestro y computador del sistema SCADA maestro.

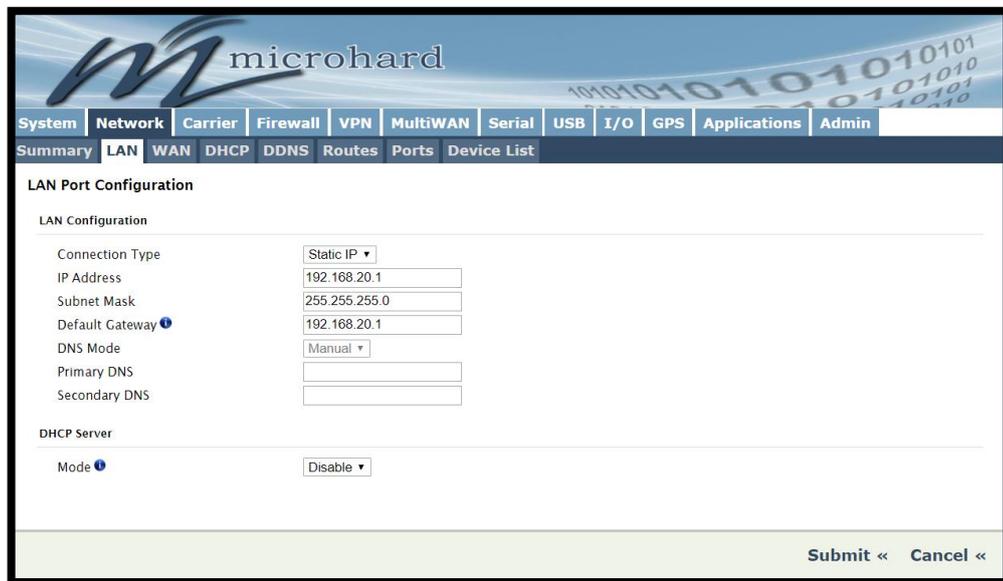
Fuente: Creación propia

3.3.3. Diseño para la configuración del módem GPRS

Para la configuración del módem GPRS, fue necesario primero determinar el segmento de red local a ser usado para la comunicación del módem con el reconector al que iría conectado (en el caso del módem esclavo) y con el computador SCADA (en el caso del módem maestro). Luego fue necesario determinar que parámetros de la red celular y características de firewall eran requeridas para el libre tránsito de datos entre los puntos de enlace, para luego identificar los puertos y direcciones a ser usados que requerían configurarse junto con los puertos físicos del módem y en función de los parámetros de comunicación de los puertos de reconectores y computador SCADA.

Este primer paso es precisamente para poder acceder al módem y poder configurarlo. Los módems poseen una dirección por defecto, en este caso la 192.168.20.1. Para facilidad de la configuración se determinó esta misma dirección como la dirección local del módem, lo que en consiguiente implicó usar, para los equipos periféricos que debían conectarse con el módem, diferentes direcciones IP dentro de la misma

red 192.168.20.x. También es visible la posibilidad de poder configurar una máscara de subred y un Gateway de salida. En este caso se dejaron los valores por defecto 255.255.255.0 como máscara y 192.168.20.1. como Gateway. El modo DHCP para direcciones dinámicas fue deshabilitado. Ver figura 79.



The screenshot shows the 'LAN Port Configuration' page in the microhard modem's web interface. The interface has a blue header with the 'microhard' logo and a navigation menu with tabs for System, Network, Carrier, Firewall, VPN, MultiWAN, Serial, USB, I/O, GPS, Applications, and Admin. Below the navigation menu, there are sub-tabs for Summary, LAN, WAN, DHCP, DDNS, Routes, Ports, and Device List. The 'LAN' sub-tab is selected. The main content area is titled 'LAN Port Configuration' and contains two sections: 'LAN Configuration' and 'DHCP Server'. In the 'LAN Configuration' section, the 'Connection Type' is set to 'Static IP'. The 'IP Address' is 192.168.20.1, the 'Subnet Mask' is 255.255.255.0, and the 'Default Gateway' is 192.168.20.1. The 'DNS Mode' is set to 'Manual', and the 'Primary DNS' and 'Secondary DNS' fields are empty. In the 'DHCP Server' section, the 'Mode' is set to 'Disable'. At the bottom right of the form, there are 'Submit <<' and 'Cancel <<' buttons.

Figura 79. Configuración de la red LAN en el módem GPRS

Como segundo paso para la configuración fue necesario ingresar en el módem los datos de la red celular GPRS a usar para enlazar los equipos remotos con el computador y sistema SCADA. Para ello, cada proveedor de servicios móviles proporcionó a la empresa usuaria un código de APN que direccionó el tráfico de datos del chip hacia la red privada móvil contratada por la empresa usuaria.

En el caso de Hidrandina, esta gestionó su red privada con la empresa CLARO, por lo que es necesario usar el código de APN suministrado por CLARO para acceder a la red privada. El APN suministrado fue energiahdna.claro.pe. Colocando este código de APN y dejando el resto de los parámetros en sus valores por defecto bastó para lograr un enlace con el resto de los equipos dentro de esa red privada. Ver figura 80.

Esto fue verificable colocando el chip y usando alguna ventana disponible en el módem que permita visualizar la intensidad de señal y tipo de cobertura disponible y habilitada en el módem configurado. Así mismo, al ser incorporado el chip del

reconector a la red privada, esta misma nos asignó una dirección IP fija que fue la dirección a la que consultar o apuntar los servicios que requieran de una respuesta de ese equipo reconector. Así mismo, fue de vital importancia habilitar los servicios de respuesta ante consultas ICMP desde los chips. Ver figuras 81 y 82.

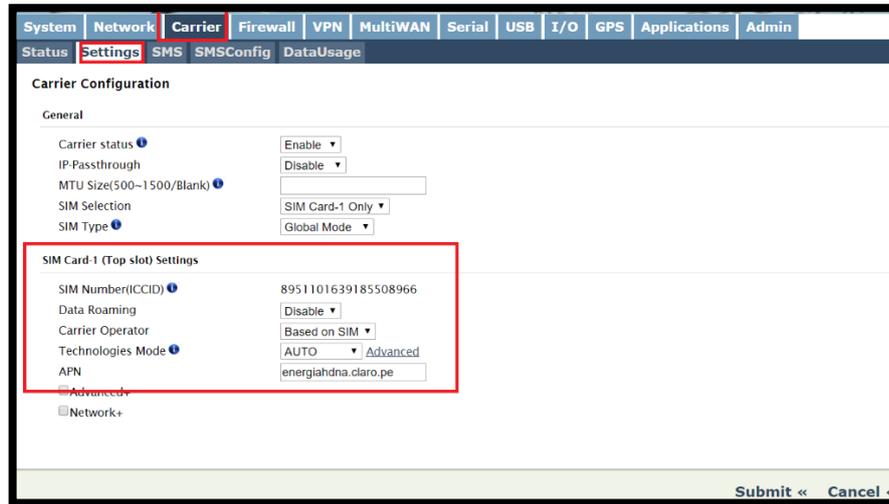


Figura 80. Configuración del Carrier, en la interfaz del módem GPRS, para acceder a la red privada de Hidrandina

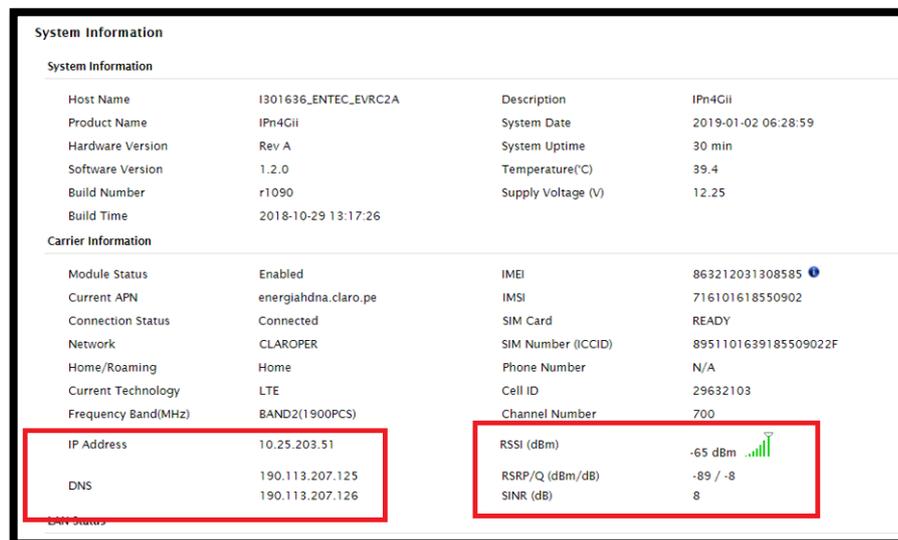


Figura 81. Comprobación de la cobertura y nivel de señal del chip en el módem desde la interfaz web del módem

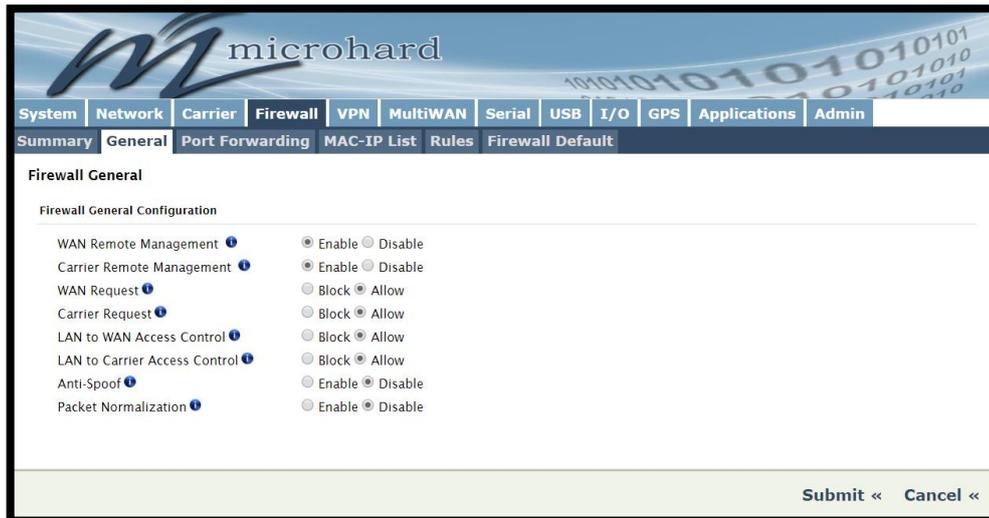


Figura 82. Habilitación de funciones de respuesta ante consultas ICMP de los chips desde la interfaz web del modem GPRS

Una vez comprobada la conexión con la red del proveedor y teniendo un nivel de intensidad aceptable dentro de la cobertura disponible, de debió configurar o designar los puertos y direcciones internas según los servicios o protocolos a usar. En este caso se agregaron los puertos internos del SCADA (1024), software de configuración de relés para la gestión remota (5000) y puertos para el protocolo DNP 3.0. (20000 o 20001). Ver figura 83.

| Name | Source | Internal IP | Internal Ports | Protocol | External Ports | SNAT |
|----------|---------|----------------|----------------|----------|----------------|--------------------------------|
| DNP1 | Carrier | 192.168.20.161 | 1024 | TCP | 1024 | No Remove Rule |
| CMS | Carrier | 192.168.20.161 | 5000 | TCP | 5000 | No Remove Rule |
| forward1 | Carrier | 192.168.20.161 | 20000 | TCP | 20000 | No Remove Rule |
| DNP2 | Carrier | 192.168.20.161 | 20001 | TCP | 20001 | No Remove Rule |

Figura 83. Configuración de puertos para la funcionalidad Port Forwarding desde la interfaz web del modem GPRS

Como penúltimo paso, fue necesario habilitar una regla que permita el tráfico con todas las IP, ya que con el tiempo las IP asignadas por la empresa proveedora del servicio móvil podrían cambiar. Ver figura 84.

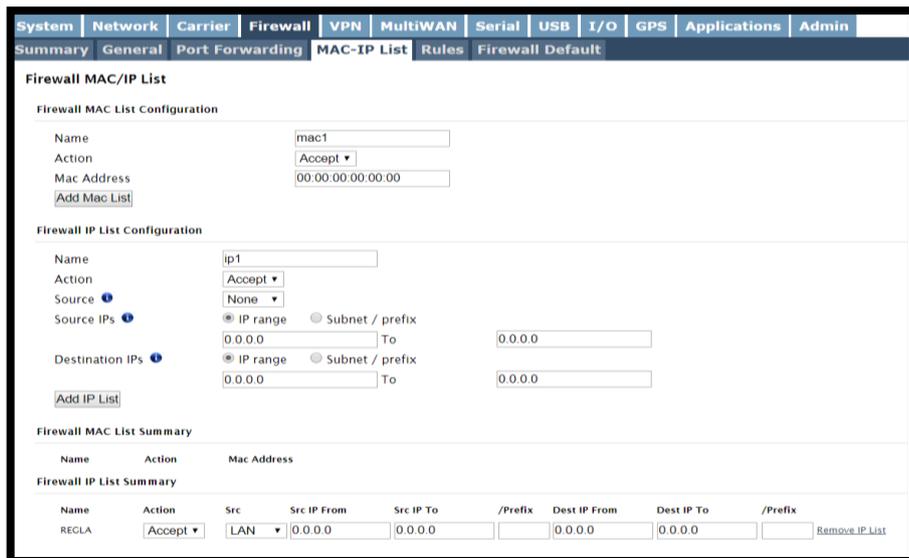


Figura 84. Habilitación de regla para permitir todas las IP desde la interfaz web del módem

Finalmente, en cuanto a reglas de seguridad, fue necesario que dentro de las funcionalidades de firewall que posee el módem GPRS, se pueda crear una regla que permita el tráfico de datos de la red LAN hacia la red WAN, es decir, que los datos provenientes del reconector o computador del SCADA sean dirigidos hacia los módems que tienen físicamente conectado cada uno. Ver figura 85.

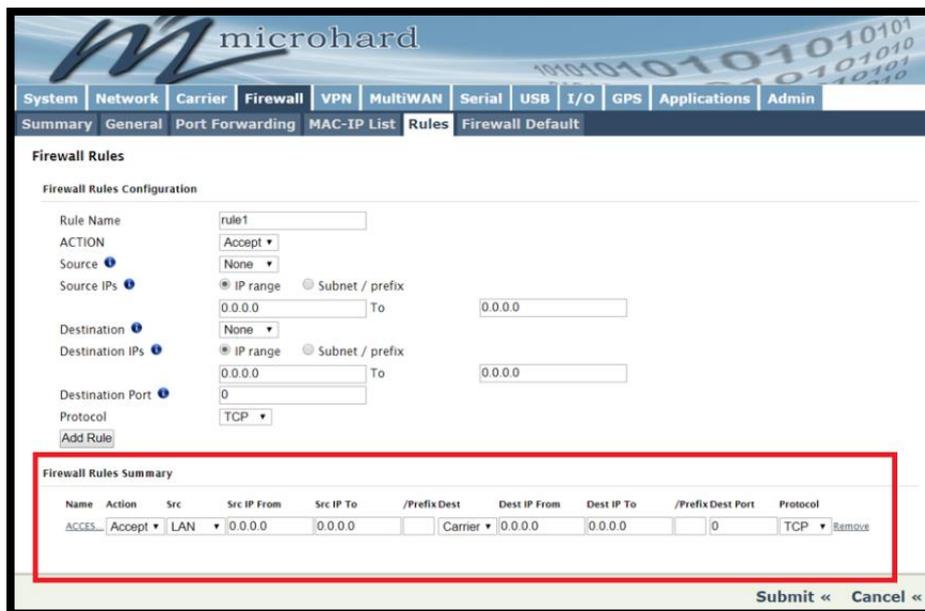


Figura 85. Creación de una regla para permitir el tráfico de LAN a WAN desde la interfaz web del modem GPRS

3.3.4. Arquitectura general del sistema

Como es posible apreciar la arquitectura general del sistema está compuesta por dos etapas: La configuración de cada reconvertador con su módem esclavo para comunicación GPRS y la configuración del sistema de supervisión y control SCADA y su módem maestro de comunicación GPRS. Ver figura 86.

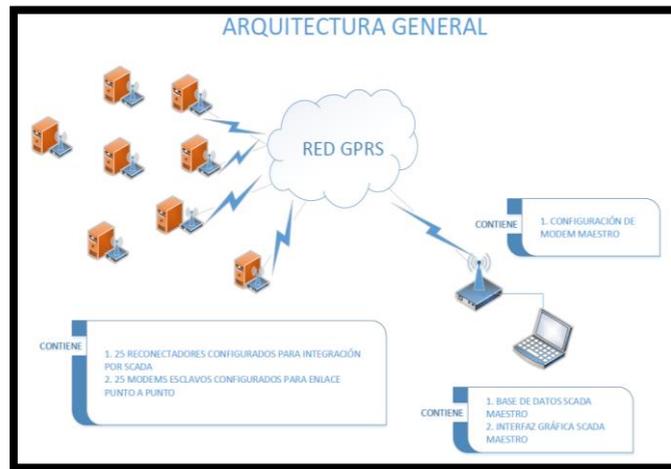


Figura 86. Arquitectura general del sistema

Fuente: Creación propia

En la primera etapa se encuentra el reconvertador configurado para la supervisión y ejecución de control de forma remota, así como también para el enlace de comunicaciones. Para la comunicación entre cada reconvertador y el sistema central SCADA, en cada punto remoto se instalará y configurará un módem GPRS para asegurar este enlace. Esta etapa de la arquitectura puede verse en la figura 87.

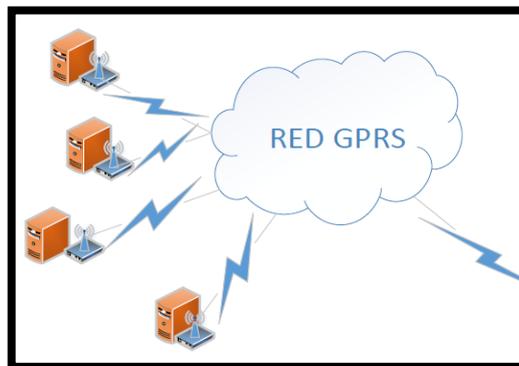


Figura 87. Etapa de automatización del reconvertador y configuración del equipo de comunicación GPRS

Fuente: Creación propia

En la segunda etapa se encuentra como elemento principal el Sistema SCADA maestro, el cual fue instalado en un computador central y configurado para la recepción, procesamiento y muestra de los datos obtenidos desde los reconectores remotos mediante la comunicación por módems GPRS. Ver figura 88.



Figura 88. Etapa de configuración del sistema SCADA y equipo de comunicación GPRS

Fuente: Creación propia

Adicionalmente de la estructuración de la solución en una arquitectura fue importante definir técnicamente los componentes principales a ser usados en la solución. Respecto al equipo de comunicaciones (módem), debido a sus características técnicas y al poco espaciado requerido para su instalación, se definió el uso del módem Microhard IPn4Gii, el cual puede comunicarse con más de una banda de frecuencias utilizando una antena multibanda del mismo fabricante. Ver figuras el modem en las figuras 89 y 90, y sus características técnicas en el ANEXO 2.



Figura 89. Módem Microhard

Fuente: Microhard Systems Inc. (2017)



Figura 90. Antena magnética Microhard

Fuente: Creación propia

3.4. Implementación

3.4.1. Automatización de reconectores para el control remoto.

La implementación en campo incluía la instalación del módem GPRS, la configuración del reconector y el módem y las pruebas internas previo a las pruebas con el sistema SCADA maestro. En la figura 91 se puede apreciar el primer reconector de marca ENTEC visitado para su automatización, al cual se le instaló un módem GPRS dentro de su gabinete.



Figura 91. Configuración de reconector para la automatización.

Fuente: Creación propia

Respecto a los reconectores ABB y ENTEC, se instaló un módem GPRS y su correspondiente conexionado. Este módem aseguraba la comunicación mediante la conexión de cables seriales hacia los puertos del reconector. Ver figura 92.



Figura 92. Configuración de reconector en poste para la automatización

Fuente: Creación propia

En el caso de los reconectores NOJA, también requirieron la configuración del reconector, la instalación de un nuevo módem GPRS y el respectivo cableado para asegurar el futuro enlace de comunicación. Ver figura 93.



Figura 93. Reconector de marca Noja configurado para la automatización

Fuente: Creación propia

3.4.2. Implementación del sistema SCADA para la supervisión autónoma.

Para la implementación del sistema SCADA de supervisión fue necesario la configuración de la base de datos de señales a recibir, la configuración de los códigos de programación y la habilitación de la interfaz gráfica. Una vez concluidas estas

actividades de configuración, se procedió a validar la interconexión entre sus funciones y finalmente se pasa a la etapa de comunicaciones. Ver figura 94.

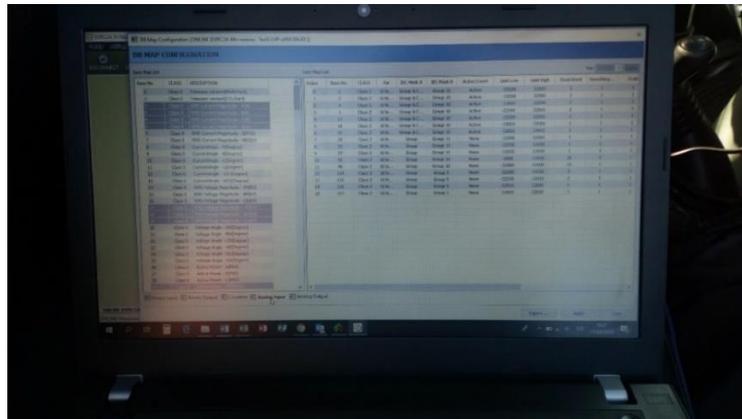


Figura 94. Configuración del software SCADA de supervisión autónoma

3.4.3. Implementación del enlace de comunicación GPRS

Finalmente, en lo que respecta a las comunicaciones, fue necesario realizar la configuración de los módems GPRS maestro y esclavos. El maestro frente al SCADA cumpliría la función de puerta de enlace a la red GPRS, para así conectarse finalmente con los reconectores de la misma red privada contratada por Hidrandina, mientras que los esclavos brindarían la salida a la red GPRS a todos los equipos de protección y reconexión remotos. Ver figuras 95 y 96.



Figura 95. Conexión del cable serial al puerto RS-232 del módem GPRS

Fuente: Creación propia

Finalmente, en el lado del sistema SCADA también era necesaria la instalación y configuración de un módem GPRS. Este frente al SCADA cumpliría la función de puerta de enlace a la red GPRS, para así conectarse finalmente con los reconectores de la misma red privada contratada por Hidrandina. Ver figuras 96 y 97.



Figura 96. Instalación del módem GPRS maestro para el SCADA

Fuente: Creación propia

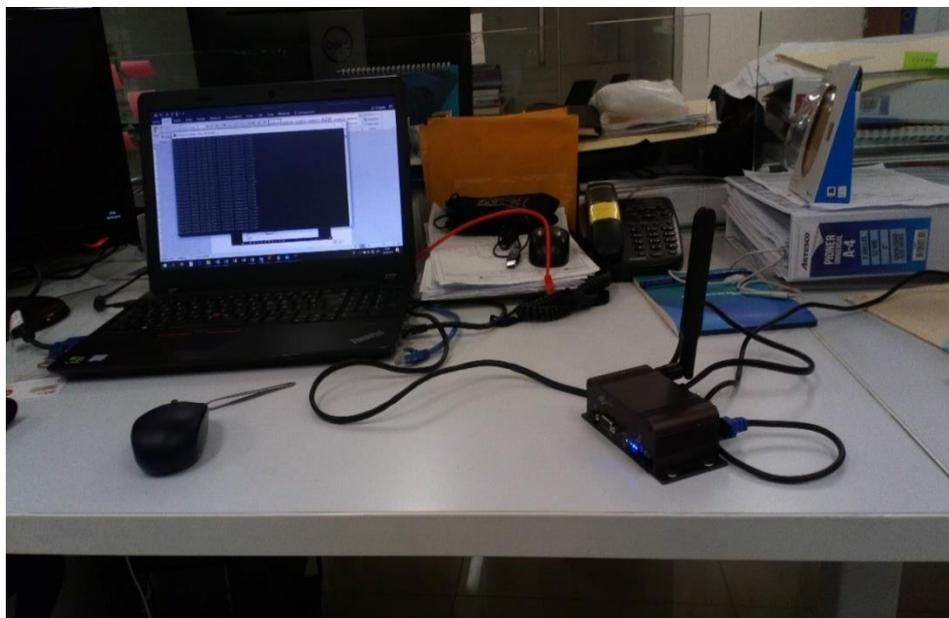


Figura 97. Conexión y configuración del módem GPRS para enlace SCADA desde laptop

Fuente: Creación propia

CAPITULO IV: PRUEBAS Y RESULTADOS

4.1. Pruebas de laboratorio

4.1.1. Pruebas de control remoto de reconector simulado en laboratorio

La primera prueba de laboratorio consistió en validar que es posible realizar una variación en la base de datos SCADA al recibir una orden de mando desde la interfaz gráfica y que esta es luego enviada fuera del SCADA hacia el equipo reconector remoto.

Para esta prueba simulamos dirigirnos a algún reconector perteneciente a alguna zona de la lista de zonas disponibles, esta lista es visible en la figura 98. Luego, se procede a elegir un reconector para la prueba simulada de control remoto. Para cuestiones de prueba se eligió el reconector I341786 de Chimbote. Ver figura 99.



Figura 98. Lista de mapas geográficos disponibles desarrollados en el software SCADA



Figura 99. Imagen de la vista de reconvertadores de la zona de Chimbote obtenido del botón general desarrollado en el software SCADA

Luego, desde la vista interna del reconector elegido, visible en la figura 100, se procedió a realizar la prueba de mando simulada desde el botón de mando mostrado en la figura 101.



Figura 100. Vista interna del reconectador I341786 desarrollada en el software SCADA



Figura 101. Pruebas simuladas de control desde la interfaz gráfica desarrollada en el software SCADA

Habiendo seleccionado la opción de efectuar el mando manual, se requirió elegir el estado al que desea cambiar la señal, en este primer caso se selecciona la opción “Inoperativo”. En las figuras 102 y 103 se puede verificar la acción y el resultado.



Figura 102. Selección de control para el estado inoperativo, a efectuar desde el software SCADA

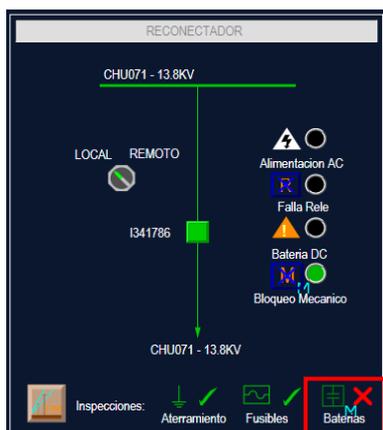


Figura 103. Señal de estado inoperativa producto del control efectuado desde el software SCADA

Se repitió esta prueba para la opción “Operativo”. En las figuras 104 y 105 se puede verificar la acción y el resultado. En ambas pruebas los resultados resultan favorables.



Figura 104. Selección de control de estado operativo desde la interfaz gráfica del software SCADA

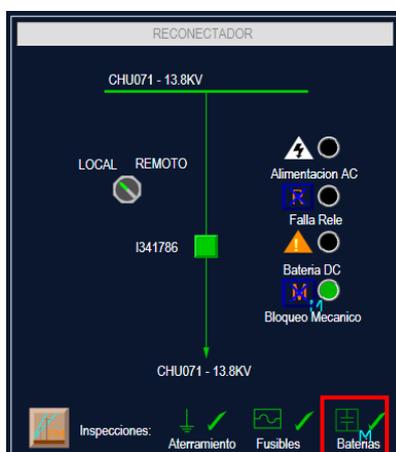


Figura 105. Señal de estado operativa producto del control efectuado desde el software SCADA

Como conclusión, se obtuvo un resultado exitoso, siendo que el número de intentos para conseguir dicho resultado fueron 03. La razón por la que los resultados no fueron favorables en las primeras pruebas fue por errores en la configuración de la base de datos SCADA.

4.1.2. Prueba simulada de supervisión autónoma desde el SCADA

La segunda prueba correspondió a la validación de la capacidad de supervisión del sistema mediante la correcta visualización de las señales de campo en la interfaz gráfica. Esto incluye la ligación de los símbolos y figuras analógicas con su punto en la base de datos SCADA. Para esto se debió primero generar un programa de simulación que produzca aleatoriamente valores analógicos imitando el comportamiento real de la red. El código de programación usado es expuesto en el ANEXO 3.

Por tanto, se procedió a simular valores analógicos mediante un programa o secuencia de comandos para verificar el funcionamiento de todas las variables gráficas de la interfaz. Para ello se ejecuta una secuencia de comandos que simulen las variaciones. La secuencia de comandos es diseñada y configurada en la base de datos SCADA y activada para una operatividad cíclica constante.

Una vez que la secuencia de comandos ha sido diseñada y compilada, se procedió a ejecutarla para que corra sobre la base de datos SCADA en operación y que mediante esta codificación desarrollada se simule la animación de las variables gráficas.

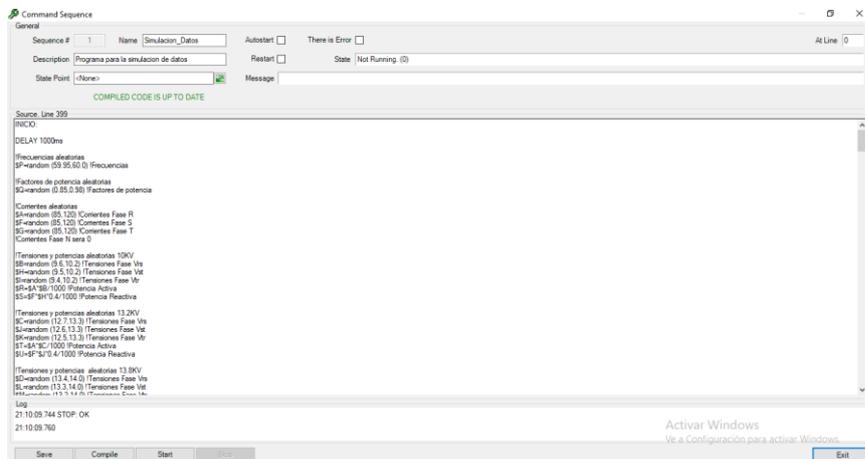


Figura 106. Programación desarrollada para simular señales analógicas desde el software SCADA

Finalmente, se pudo verificar, desde una vista específica de reconectador de la interfaz gráfica, que las variables cambiaban y mostraban valores diversos, similares a los del comportamiento real de una red de distribución eléctrica. Esto nos permitió concluir que sí es posible tener una supervisión autónoma del sistema de distribución eléctrica con valores cambiantes, mostrados desde una interfaz gráfica.



Figura 107. Señales supervisadas desde la interfaz gráfica del software SCADA: A) Corrientes de fase. B) Tensiones bifásicas. C) Alarmas de falla. D) Estado de interruptor.

Podemos concluir de esta prueba de laboratorio que el sistema diseñado permite la supervisión autónoma del equipo reconectador integrado al sistema SCADA, logrando brindar información valiosa al operador, como son los estados de alarmas, valores de señales analógicas, estado de interruptor, entre otras.

4.1.3. Pruebas de comunicación usando tecnología GPRS en laboratorio.

Para la última prueba de laboratorio se procedió a buscar establecer un enlace entre un sistema SCADA, un generador de señales y dos módems GPRS de tal forma que

se simula el comportamiento que tendrían los elementos de la arquitectura de comunicaciones previo a realizarse en campo. En las figuras 108 y 109 se puede visualizar los estados de conexión e intensidad de señal celular entre los 02 extremos de comunicación.

| Host Name | I301636_ENTEC_EVRC2A | Description | HDNA_CLARO |
|----------------------------|----------------------|--------------------|----------------------|
| Product Name | IPn4Gii | System Date | 2018-12-29 19:52:41 |
| Hardware Version | Rev A | System Uptime | 5 min |
| Software Version | 1.2.0 | Temperature(°C) | 35.5 |
| Build Number | r1090 | Supply Voltage (V) | 12.33 |
| Build Time | 2018-10-29 13:17:26 | | |
| Carrier Information | | | |
| Module Status | Enabled | IMEI | 863212031312470 |
| Current APN | energiahdna.claro.pe | IMSI | 716101618550912 |
| Connection Status | Connected | SIM Card | READY |
| Network | CLAROPER | SIM Number (ICCID) | 8951101639185509121F |
| Home/Roaming | Home | Phone Number | N/A |
| Current Technology | UMTS | Cell ID | 67619343 |
| Frequency Band(MHz) | BAND2(1900PCS) | Channel Number | 1062 |
| IP Address | 10.25.203.166 | RSSI (dBm) | -95 dBm |
| DNS | 190.113.207.125 | RSCP (dBm) | -99 |
| | 190.113.207.126 | ECIO (dB) | -10 |
| LAN Status | | | |
| MAC Address | 00:0F:92:06:C9:D7 | | |
| IP Address | 192.168.20.1 | Connection Type | static |
| Subnet Mask | 255.255.255.0 | Gateway | 192.168.20.1 |
| USB Port Status | | | |

Figura 108. Estado de conexión del módem maestro con buena intensidad visualizado desde la interfaz web del módem GPRS

| Carrier Status - L850 | | | |
|-----------------------------------|-----------------------|--------------------------------------|----------------------|
| Current APN | energiahdna.claro.pe | Core Temperature(°C) | 32 |
| Activity Status | Connected | IMEI | 863212031312470 |
| Network | CLAROPER | SIM PIN (Card-1) | READY |
| Home/Roaming | Home | SIM Number (ICCID) | 8951101639185509121F |
| Service Mode | UTRAN_HSDPA_and_HSUPA | Phone Number | N/A |
| Service State | UTRAN_HSDPA_and_HSUPA | RSSI (dBm) | -109 |
| Cell ID | 67619343 | RSCP (dBm) | 135 |
| LAC | 4051 | ECIO (dB) | N/A |
| Current Technology | UMTS | Connection Duration | 1 min 41 sec |
| Available Technology | LTE,UMTS | WAN IP Address | 10.25.203.166 |
| Band/Frequency(MHz) | BAND2(1900PCS) | DNS Server 1 | 190.113.207.125 |
| Channel Number | 1062 | DNS Server 2 | 190.113.207.126 |
| Received Packet Statistics | | Transmitted Packet Statistics | |
| Receive bytes | 0B | Transmit bytes | 2.393KB |
| Receive packets | 0 | Transmit packets | 21 |
| Receive errors | 0 | Transmit errors | 0 |
| Drop packets | 0 | Drop packets | 0 |

Figura 109. Estado de conexión del módem esclavo con buena intensidad visualizado desde la interfaz web del módem GPRS

Luego se evaluaron las tramas de comunicación para validar que exista un intercambio de paquetes de datos entre ambos extremos del enlace. En las figuras 110 y 111 podemos ver que el intercambio existe, siendo las señales analógicas y digitales las más relevantes de las tramas. Concluyendo así que las pruebas de

comunicación en laboratorio fueron exitosas, dando por finalizadas también las pruebas de laboratorio.

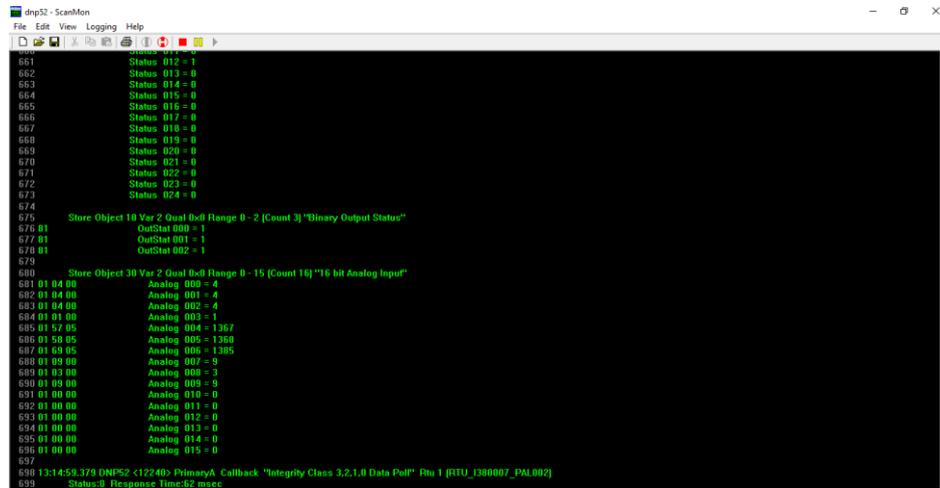


Figura 110. Intercambio de datos analógicos visualizado desde el software SCADA

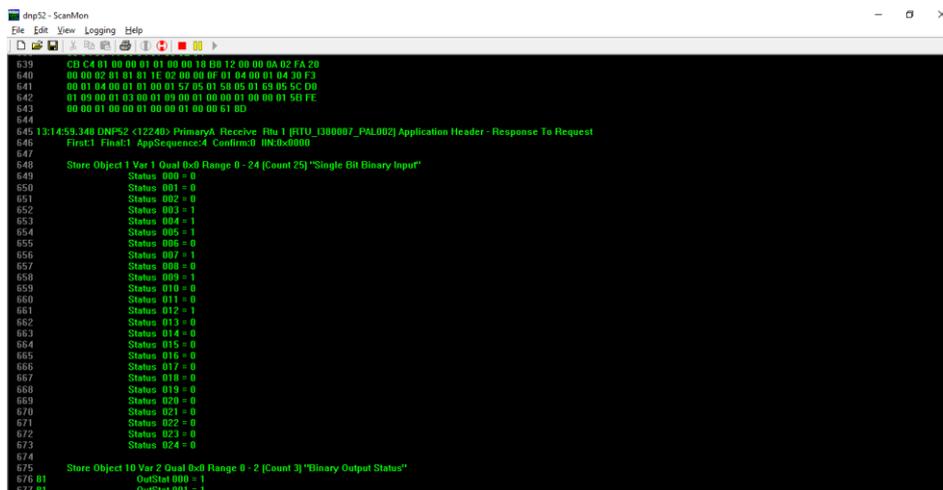


Figura 111. Intercambio de datos digitales visualizado desde el software SCADA

4.2. Pruebas de campo

4.2.1. Pruebas de control remoto de 25 reconectores de Hidrandina

La primera prueba de campo tuvo como objetivo confirmar la función de apertura y cierre remoto de reconectores desde el sistema SCADA. Así mismo, la ejecución de estas maniobras trajo consigo la activación de otras alarmas relacionadas a la apertura y cierre de interruptores de reconector, por lo que en esta prueba es viable realizar la validación de ambas funcionalidades: El control del interruptor de

reconectador y de las alarmas de falla. Cabe resaltar que esta prueba fue realizada hasta en 25 equipos reconectores de la red de distribución de Hidrandina S.A. La lista e información de los 25 reconectores integrados al presente sistema se encuentran incluidos en el ANEXO 4.

Para esta prueba era necesario previamente posicionar al personal de verificación en sitio. Esta persona podría validar el funcionamiento del mando tele operado y su ejecución exitosa. De igual forma, esta persona pudo confirmar la activación de las alarmas correspondientes a una maniobra de interruptor, tanto para la apertura como cierre de este. En las figuras 112 y 113 se puede verificar el personal en campo posicionado para las pruebas y la selección del mando de apertura.



Figura 112. Personal en campo para la prueba de control de apertura y cierre de un reconectador desde el sistema SCADA

Fuente: Creación propia



Figura 113. Maniobra de apertura desde el software SCADA

Posteriormente, se verificó que en el sistema SCADA la interfaz gráfica indica un cambio en el estado del interruptor, así como la activación de alarmas propias de una apertura de interruptor. Este mando demoró 1.5 segundos realizarse. Ver figura 114.

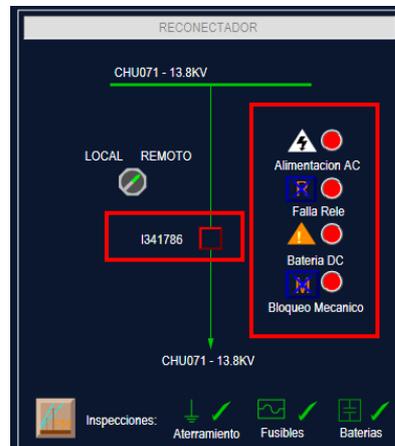


Figura 114. Apertura del interruptor de reconectador desde el software SCADA y activación de las alarmas

También, se verificó con el personal en campo que el estado del interruptor en campo ha cambiado. Este no es visible, pero es detectable gracias al sonido identificado por el personal de campo. La última validación fue realizada analizando las alarmas arrojadas por el sistema SCADA, estas nos dieron una clara evidencia de que la apertura ha sido realizada y que las alarmas producto de una apertura se han activado adecuadamente. Ver figura 115.

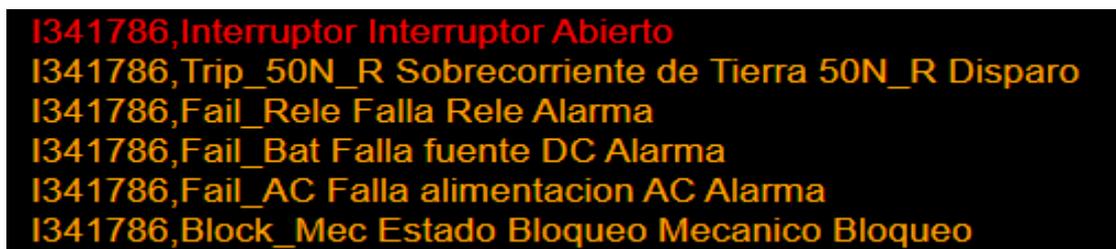


Figura 115. Panel de alarmas corrobora los cambios de estado de interruptor y alarmas generadas por las pruebas de falla mostradas en el software SCADA

Finalmente se efectuó el mismo procedimiento para el cierre del interruptor y el restablecimiento del servicio y las alarmas disparadas. El cierre tomó aproximadamente 1.5 segundos en efectuarse. Ver figura 116.

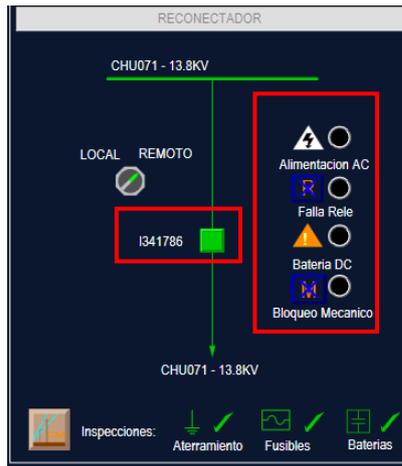


Figura 116. Cierre del interruptor desde el software SCADA y desactivación de las alarmas

4.2.2. Pruebas de supervisión autónoma desde el SCADA

La segunda prueba de campo consistió en validar la supervisión autónoma de la red a través de la variación en tiempo real de las señales que llegan de campo. Esto se confirmó desde las vistas específicas de cada equipo reconnector o desde las gráficas de tendencia e históricas que se generaron en la interfaz gráfica SCADA.

En la figura 117 es posible visualizar las señales de campo que se animan a través de variables analógicas numéricas y diagramas de barra. Estas variables cambiaron con el tiempo lo que nos permitió confirmar que el sistema estaba recibiendo las señales y sus variaciones en tiempo real.

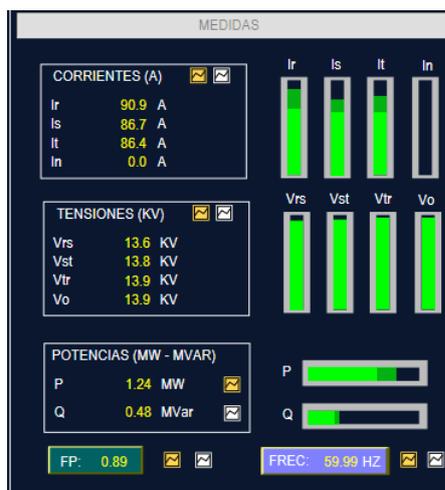


Figura 117. Generación de gráficas desde las medidas obtenidas con los botones de gráficas desarrollados en el software SCADA

Por otro lado, en las figuras 118 y 119 visualizamos los valores cambiantes de las señales de campo, pero a través de gráficos de tendencia en tiempo real y con variables históricas. Con esto confirmamos que el sistema diseñado para esta investigación cumple con el objetivo de permitir la supervisión remota, de forma autónoma y en tiempo real, de las variables más importantes de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A.

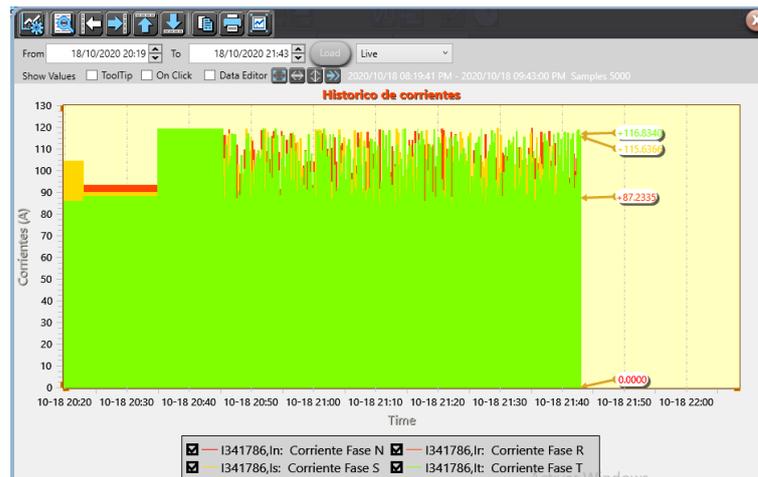


Figura 118. Gráfica de data histórica de las corrientes generada desde el software SCADA

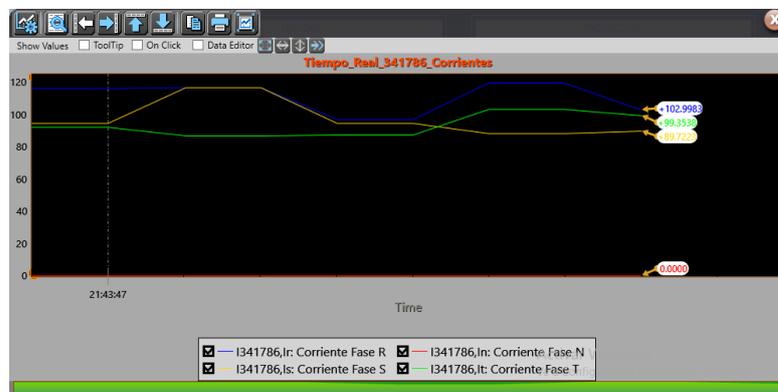


Figura 119. Gráfica de las corrientes en tiempo real generada desde el software SCADA

De la misma forma, con el objetivo de validar las otras capacidades del sistema se probó la funcionalidad de alertar al operador cuando una protección ha sido deshabilitada o si ocurre un disparo. Para esto se deshabilitó de campo la función de protección a tierra y se verificó que dicho cambio fue registrado e indicado por el SCADA. Ver figuras 120 y 121.



Figura 120. Panel de alarmas que muestra la protección a tierra deshabilitada desde el software SCADA



Figura 121. Deshabilitación de la protección a tierra mostrada en la interfaz gráfica del software SCADA

Posteriormente se restableció la protección a tierra en el reconectador y se validó que esta nueva condición se reflejara en el SCADA, prueba que fue exitosa. Ver figuras 122 y 123.



Figura 122. Restablecimiento de la protección a tierra desde la interfaz gráfica del software SCADA

I341786,G_Proteccion de Falla a Tierra Habilitado
 I341786,Interruptor Interruptor Cerrado
 I341786,Interruptor Interruptor Abierto
 I341786,Interruptor Interruptor Cerrado
 I341786,Interruptor Interruptor Abierto
 I341786,Trip_50N_R Sobrecorriente de Tierra 50N_R Normal
 I341786,Interruptor Interruptor Cerrado
 I341786,Interruptor Interruptor Abierto
 I341786,G_Proteccion de Falla a Tierra Deshabilitado

Figura 123. Panel de alarmas que corroboran el restablecimiento de la protección a tierra desde el software SCADA

La prueba final respecto a la supervisión autónoma consistió en generar reportes desde la interfaz gráfica con los datos obtenidos de campo. Esto se obtuvo seleccionando alguno de los reportes predefinidos en la vista de reportes. En las figuras 124 y 125 se puede verificar el desarrollo satisfactorio de la prueba.



Figura 124. Vista de reportes con archivos de reportes preconfigurados en el software SCADA

| Time | 50N_CAJAMA_50N_VR |
|---------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 05/01/2016 18:00:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 05/01/2016 17:35:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 05/01/2016 17:30:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 05/01/2016 17:45:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 05/01/2016 9:05:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 112.89 | 106.83 | 142.76 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 05/01/2016 9:00:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 112.89 | 106.83 | 142.76 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| 05/01/2016 8:55:00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 112.89 | 106.83 | 142.76 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

Figura 125. Reporte seleccionado desde la interfaz gráfica del software SCADA

4.2.3. Pruebas de comunicación con reconectores utilizando módems GPRS

La tercera y última prueba de campo consistió en probar el enlace de comunicación a través de los equipos módems GPRS instalados en cada reconector y en el centro

de control del SCADA maestro. Esto se logró probando los enlaces típicos de funcionamiento y generando fallas de comunicación adrede entre el reconector y el sistema SCADA maestro.

La primera etapa de la prueba de comunicaciones consistió en generar establecer comunicación entre sistemas mediante los módems GPRS de campo y del centro de control. En la figura 126 puede verificarse la comunicación establecida entre el reconector y el SCADA a través del protocolo de comunicación DNP 3.0. así como los datos obtenidos de esta comunicación.

```

scanmon_i328010_mapeo_control: Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
0 *****
1 ScanMon log cleared at 10:12:57 Wednesday, April 10, 2019
2 *****
3 *****
4 * Start Logging request sent to dnp17 at 10:13:11 Wednesday, April 10, 2019
5 *****
6 \O Scanmon logging started by 127.0.0.1

8 ***** File logging in progress, DEBUGGING logging request ignored *****
9
10 Dnp Logging Modes:
11 *****
12
13 Default = Log headers only
14 Hex      = Log headers with hex data
15 Debug    = Log headers with hex data and point values
16 Errors   = Log errors only (headers with hex data)
17
18
19 -----
20 10:13:16.317 DNP17 <17396> mail from TSTAT, request 1005 (Immediate poll) - RTU address 1 (RTU_I328010_GUU001)
21 10:13:16.317 DNP17 <17396> RTU 1 (RTU_I328010_GUU001) All Data search 1
22
23 -----
24
25 10:13:16.317 DNP17 <17396> Queue "Integrity Class 3,2,1,0 Data Poll" Rtu 1 (RTU_I328010_GUU001)
26
27 10:13:16.322 DNP17 <17396> PrimaryA Send Rtu 1 (RTU_I328010_GUU001) Application Header -
28 Read "Integrity Class 3,2,1,0 Data Poll"
29 First:1 Final:1 AppSequence:5 Confirm:0
30
31 10:13:16.322 DNP17 <17396> PrimaryA Send Rtu 1 ["Success", 27] Primary Link Header - Unconfirmed User Data
32 FCV:0 FCB:0 Length:20 Control:0xC4 Source:1024 Destination:1
33 Transport Header - First:1 Final:1 SndTranSeq:4
34 05 64 14 C4 01 00 00 04 D7 60
35 C4 C5 01 3C 04 06 3C 03 06 3C 02 06 3C 01 06 93 DC
36
37 10:13:16.349 DNP17 <17396> PrimaryA Receive Rtu 1 Primary Link Header - Unconfirmed User Data
38 FCV:0 FCB:0 Length:80 Control:0x44 Source:1 Destination:1024
39 Transport Header - First:1 Final:1 RcvTranSeq:42
40 05 64 50 44 00 04 01 00 BE 34
41 05 64 50 44 00 04 01 00 BE 34
42 00 00 02 81 81 1E 02 00 00 0F 01 27 00 01 25 87 E5
43 00 01 27 00 01 00 00 01 82 03 01 9E 03 01 00 03 9E BC
44 01 39 00 01 17 00 01 3E 00 01 00 00 01 00 00 01 BF B8
45 00 00 01 00 00 01 00 00 01 00 00 61 8D
46
47 10:13:16.351 DNP17 <17396> PrimaryA Receive Rtu 1 (RTU_I328010_GUU001) Application Header - Response To Reque
48 First:1 Final:1 AppSequence:5 Confirm:0 IIN:0x0000
49
50 Store Object 1 Var 1 Qual 0x0 Range 0 - 24 (Count 25) "Single Bit Binary Input"
51 Status 000 = 0
52 Status 001 = 0
53 Status 002 = 0
54 Status 003 = 1
55 Status 004 = 1
56 Status 005 = 1
57 Status 006 = 1
58 Status 007 = 1
59 Status 008 = 0
60 Status 009 = 1
61 Status 010 = 0
62 Status 011 = 0
63 Status 012 = 1
64 Status 013 = 0
65 Status 014 = 0
66 Status 015 = 0
67 Status 016 = 0
68 Status 017 = 0
69 Status 018 = 0
70 Status 019 = 0

```

Figura 126. Reporte seleccionado desde la interfaz gráfica SCADA

Fuente: Creación propia

En la figura 127 puede verificarse, a nivel de capa de red, que el módem de campo respondió al comando de conectividad, lo que confirmaba la correcta comunicación entre el equipo de campo y el del centro de control.

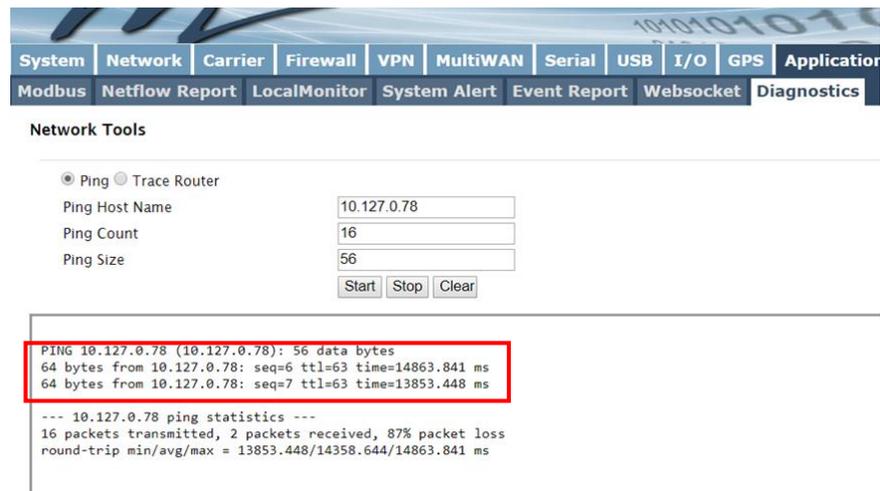


Figura 127. Intercambio de datos visualizado desde la interfaz web del modem GPRS.

La segunda etapa consistió en generar una falla de comunicación a propósito, con el fin de verificar el comportamiento del sistema ante una caída de comunicación. Esto lo realizamos desconectando el cable de comunicación del módem. Ver figura 128.



Figura 128. Desconexión del cable de serial en el reconector para generar una falla de comunicación

Fuente: Creación propia

Como resultado de esta prueba observamos un cambio de estado en una señal de comunicaciones, lo que conversa con lo planificado. Ver figura 129.

En el lado de la interfaz gráfica, esta prueba muestra un led alarmado (rojo) que advierte al operador que en una zona existe uno o más reconectores con problemas de comunicación. El funcionamiento se verifica desde la sección de alarmas del sistema. Ver figuras de la 130 hasta la 133.

| Name | Value | C | Tag | ChkStatus | Nak | B | TA |
|---------------|--|---|-----|---------------------------------|-----|---|----|
| 1301651 | | | | | | | |
| 1301815 | | | | | | | |
| 1303036 | Pseudopuntos.Com_Error_Chimbote | | | Normal(0) | | | |
| 1328865 | Pseudopuntos.Com_Error_Huaraz | | | Normal(0) | | | |
| 1328894 | Pseudopuntos.Com_Error_Trujillo_Norte | | | Normal(0) | | | |
| 1341733 | Pseudopuntos.Com_Error_Trujillo_Sierra | | | Normal(0) | | | |
| 1341777 | Pseudopuntos.1341786_R_B | | | Desactivado(0) | | | |
| 1341783 | Pseudopuntos.1341786_R_C_01 | | | Desactivado(0) | | | |
| 1341785 | Pseudopuntos.1341786_R_C_02 | | | Desactivado(0) | | | |
| 1341786 | Pseudopuntos.1341786_R_C_03 | | | Desactivado(0) | | | |
| 1341790 | Pseudopuntos.1341786_R_C_04 | | | Desactivado(0) | | | |
| 1342338 | Pseudopuntos.LC_1301645 | | | Normal(0) | | | |
| 1342339 | Pseudopuntos.LC_1301646 | | | Normal(0) | | | |
| 1361047 | Pseudopuntos.LC_1301650 | | | Normal(0) | | | |
| 1361048 | Pseudopuntos.LC_1301651 | | | Normal(0) | | | |
| 1361050 | Pseudopuntos.LC_1301815 | | | Normal(0) | | | |
| 1361645 | Pseudopuntos.LC_1303036 | | | Normal(0) | | | |
| 1361646 | Pseudopuntos.LC_1328865 | | | Normal(0) | | | |
| 1361650 | Pseudopuntos.LC_1328894 | | | Normal(0) | | | |
| 1370924 | Pseudopuntos.LC_1341733 | | | Normal(0) | | | |
| 1371037 | Pseudopuntos.LC_1341777 | | | Normal(0) | | | |
| 1371530 | Pseudopuntos.LC_1341786 | | | Normal(0) | | | |
| NDJA_POWER | Pseudopuntos.LC_1341785 | | | Normal(0) | | | |
| Pseudopuntos | Pseudopuntos.LC_1341786 | | | Alarma(1) | | | |
| Reconectores | Desactivados.LC_1341790 | | | Normal(0) | | | |
| SCADA_MAESTRO | Pseudopuntos.LC_1342338 | | | Pseudopuntos.LC_1341790(rmal(0) | | | |

Figura 129. Alarma de falla de comunicación activada en la base de datos del software SCADA



Figura 130. Alarma de falla de comunicación activada de un reconvertor de zona Chimbote mostrada en la interfaz gráfica del software SCADA

Alarm
Pseudopuntos,Com_Error_Chimbote Com_Error_Chimbote Alarma
Pseudopuntos,LC_1341786 LC_1341786 Alarma

Figura 131. Panel de alarmas que corrobora la activación de la alarma de comunicaciones en la zona de Chimbote desde el el software SCADA



Figura 132. Conexión del cable serial en el reconvertor para restablecer la comunicación

Fuente: Creación propia

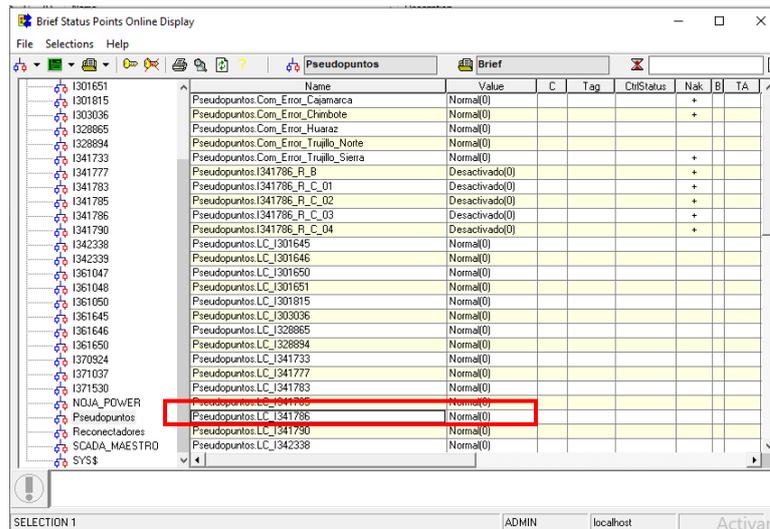


Figura 133. Alarma de falla de comunicación restablecida y normalizada en la base de datos desde el software SCADA

Así también, el restablecimiento de la comunicación desactivó el led de monitoreo por zona y las alarmas de comunicación. Ver figuras 134 y 135.



Figura 134. Alarma de falla de comunicación desactivada en la zona Chimbote desde la interfaz gráfica del software SCADA

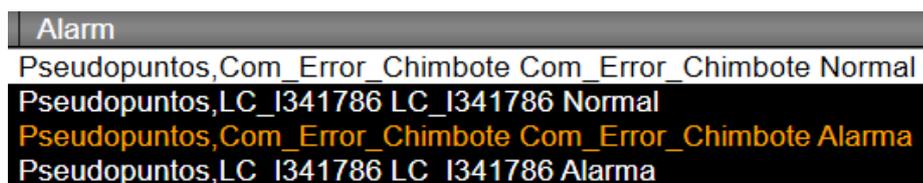


Figura 135. Panel de alarmas que corrobora la normalización de las comunicaciones en la zona de Chimbote desde el software SCADA

4.3. Resultados

4.3.1. Resultados de las pruebas de laboratorio

En laboratorio se llevaron a cabo 03 pruebas realizadas para validar los 03 objetivos de esta investigación.

La primera prueba, referida al control remoto de reconectores desde la interfaz gráfica SCADA, permitió verificar que el sistema tiene la capacidad de ejercer mandos de control de forma manual, generando un cambio desde el HMI, haciéndose efecto en la base de datos SCADA y posteriormente en los equipos de protección y reconexión remotos. Así mismo, cuando las variables fueron modificadas desde la base de datos, estos cambios fueron reflejados en la interfaz gráfica. Esto permitió afirmar que el sistema SCADA diseñado estaba preparado para ejercer control remoto desde un HMI de centro de control hacia un equipo reconector de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A.

En la segunda prueba, referida a la supervisión autónoma en tiempo real del SCADA, se simularon valores analógicos y digitales aleatorios para asemejar los cambios a los que estaría expuesto el sistema en campo. Durante las pruebas se verificó que cada componente del HMI, configurado y enlazado con un elemento de la base de datos SCADA, era animado según el comportamiento simulado de las señales. Esto permitió afirmar que el sistema SCADA diseñado estaba preparado para mostrar de forma amigable el comportamiento de las señales de campo en la interfaz gráfica y por ende ejercer una supervisión remota autónoma en tiempo real, que no requiere de una acción específica del operador más que el análisis de los datos obtenidos por la supervisión.

Finalmente, la tercera prueba de laboratorio, referida a las comunicaciones del sistema usando equipos con tecnología GPRS, fue realizada confirmando el enlace de comunicaciones establecido entre un módem que simulaba estar en campo y el módem del centro de control. Como resultado de esta prueba se obtuvo que las configuraciones realizadas permitían la comunicación estable entre los módems, contándose con buena cobertura y velocidad de respuesta. De esta manera se confirmó que el sistema diseñado estaba preparado para soportar un enlace de comunicación entre un módem de centro de control y un reconector remoto, usando módems con tecnología GPRS

4.3.2. Resultados de las pruebas de campo

En campo se llevaron a cabo 03 pruebas realizadas para validar los 03 objetivos de esta investigación.

La primera prueba de campo consistió en verificar que es posible realizar control remoto de los reconectores de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A. desde un sistema SCADA instalado en un centro de control. Para esta prueba, la verificación se realizó comparando las acciones en el SCADA y sus resultados materializados en campo, esta verificación fue llevada a cabo con el apoyo de personal técnico contratado por Hidrandina S.A. Los resultados obtenidos fueron exitosos, registrando la materialización del mando de control remoto aproximadamente 1.5 segundos después de su ejecución en el sistema SCADA.

La segunda prueba de campo consistió en poder verificar que es posible realizar la supervisión autónoma de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A. a través del sistema SCADA diseñado e implementado en el centro de control de Hidrandina S.A. Para esta prueba, la verificación se realizó comparando los valores de las señales registradas en el SCADA y los valores registrados en campo. Esta verificación fue llevada a cabo con el apoyo de personal técnico contratado por Hidrandina S.A. Los resultados obtenidos fueron exitosos, registrando en el sistema SCADA la actualización de los valores de las señales aproximadamente 1.5 segundos después de su cambio en campo.

Finalmente, la tercera prueba de campo consistió en validar las comunicaciones del sistema, basadas en una arquitectura empleadora de equipos con tecnología GPRS. Esta prueba fue realizada confirmando el enlace de comunicaciones establecido entre un módem instalado en el tablero de un reconector de campo y el módem maestro instalado en el centro de control. Para esta prueba la verificación fue realizada por el personal técnico de Hidrandina S.A., la cual registró resultados favorables con un retraso de 1.5 segundos en las comunicaciones generales.

CONCLUSIONES

1. Luego de haber analizado los resultados de las pruebas remotas de control efectuadas desde el centro de control dispuesto por Hidrandina S.A, se concluye que se ha conseguido cumplir con el primer objetivo específico de esta investigación, que consistía en implementar un sistema para la automatización de los equipos de protección y reconexión con el fin de gestionar adecuadamente la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A., logrando con esto una ventaja a nivel de costos operativos, optimización de recursos, velocidad de ejecución y satisfacción de los clientes. Así mismo, la rápida reposición del servicio ayudará a mejorar los indicadores SAIFI y SAIDI supervisados por OSINERGMIN.
2. Por otro lado, respecto a la supervisión autónoma, las pruebas efectuadas han confirmado que el sistema SCADA implementado ha cumplido las expectativas del segundo objetivo específico de la investigación, pues posee la capacidad de supervisar, en tiempo real y sin acción humana, los distintos parámetros de la red de distribución eléctrica de Hidrandina S.A. Esto nos permite concluir que el sistema SCADA desarrollado para esta investigación es viable a usarse en aplicaciones que requieren una actualización constante de valores cambiantes en el tiempo y que como consecuencia permiten obtener más información sobre el estado real de la red de distribución eléctrica. Desde esta perspectiva, podemos afirmar que el sistema implementado para la empresa Hidrandina S.A. permitirá una mejora general en la gestión de su sistema eléctrico, logrando así un diagnóstico más preciso y veloz, un tiempo de respuesta mucho menor durante los eventos de falla y una mejor estrategia para la restauración de los servicios; esto gracias a la mayor cantidad de información y datos disponibles para el análisis.
3. Finalmente, respecto a la comunicación GPRS, las pruebas de enlace efectuadas nos llevan a confirmar que el presente sistema cumple con el tercer objetivo específico de la presente investigación pues asegura la conectividad e intercambio de paquetes de datos en tiempo real y de forma confiables entre los puntos extremos del enlace que son, el sistema SCADA en el centro de control de Hidrandina S.A. y los equipos remotos instalados en la red de distribución.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda para la automatización de equipos de protección estudiar la aplicación de otros protocolos estándar modernos aplicados recientemente para el sector eléctrico, como el protocolo IEC 61850.
2. Se recomienda estudiar la implementación de nuevos algoritmos de inteligencia artificial en sistemas eléctricos que permitan mejorar las capacidades de supervisión y gestión, enfocándose así hacia estudios predictivos.
3. Se recomienda el estudio de nuevas tecnologías de telecomunicaciones aplicables a sistemas de distribución eléctrica, como los sistemas de comunicación mediante la red eléctrica, como los sistemas TWACS. Por otro lado, los sistemas que emplean IoT (Internet de las cosas) o tecnologías basadas en radiofrecuencia de amplio alcance, como el RPMA también son opciones recomendables para futuras investigaciones y mejoras del sistema implementado.

BIBLIOGRAFÍA

- Alstom Grid (2011). *Network Protection & Automation Guide [Guía de Automatización y Protección de redes]*. Alstom Grid.
- Altuve, H., y Schweitzer, E. (2010). *Modern Solutions for Protection, Control and Monitoring of Electric Power Systems [Soluciones modernas para protección, control y monitoreo de sistemas eléctricos de potencia]*. Schweitzer Engineering Laboratories Inc.
- Anderson, C. (2001). *GPRS and 3G Wireless Applications [GPRS y aplicaciones inalámbricas 3G]*. John Wiley & Sons, Inc.
- Axelson, J. (2007). *Serial Port Complete: COM Ports, USB Virtual COM Ports, and Ports for Embedded Systems [Puerto Serial Completo: Puertos COM, Puertos COM serialEs virtuales USB, y Puertos para Sistemas Embebidos]*. Lakeview Research LLC.
- Bates, R. (2004). *GPRS: General Packet Radio Service [GPRS: Servicio de radio empaquetado general]*. McGraw-Hill.
- Blahut, R. (2010). *Módem Theory An Introduction to Telecommunications [Teoría de Módem, una introducción a las telecomunicaciones]*. Cambridge University Press.
- Cárcamo, A. (2014). *¿Cuáles son las características de una antena?* Radios Libres. <https://radioslibres.net/19-cuales-son-las-caracteristicas-de-una-antena/>
- Christopoulos, C., y Wright, A. (1999). *Electrical Power System Protection [Protección de sistemas eléctricos de potencia]*. Springer-science+business media.
- Chuchuca, F., y Desiderio, L. (2010). *Simulación de automatización de una subestación de distribución (Tesis de grado)*. Universidad Politécnica Salesiana – Ecuador
- Clarke, G., y Reynders, D. (2004). *Practical Modern SCADA Protocols: DNP3, 60870.5 and Related Systems [Protocolos SCADA Modernos y Prácticos: DNP3, 60870.5 y Sistemas Relacionados]*. Newnes.
- Das, J. (2018). *Power System Protective Relaying [Transmisión de Protección en Sistemas de Potencia]*. CRC Press.
- Estefan, C., País, G. y Portas, G. (2013). *Automatización en redes de distribución (Tesis de grado)*. Universidad de la República – Uruguay
- Gamerao, M. (2015). *Diseño e implementación de un sistema de telemetría y telecontrol de la velocidad de un motor eléctrico usando la tecnología GPRS (Tesis de grado)*. Universidad Nacional de Ingeniería – Perú. *GE Energy Industrial Solutions (2013)*. Protección de Falla a Tierra. <http://apps.geindustrial.com/publibrary/checkout/LAPL0079?TNR=Articles|LAPL0079|generic>

- Guichard, J., Pepelnjak, I., y Aparcar, J. (2003). *MPLS and VPN Architectures, Volume II [Arquitecturas MPLS y VPN, Volumen II]*. Cisco Press.
- Gungor, V., y Lambert, F. (2006). *A survey on communication networks for Electric system automation [Una encuesta sobre las redes de comunicación para automatización del sistema eléctrico]*. Elsevier B.V.
- Gurevich, V. (2011). *Digital Protective Relays [Relés de Protección Digitales]*. CRC Press.
- Heine, G., y Sagkob, H. (2003). *GPRS: Gateway to Third Generation Mobile Networks [GPRS: Puerta de enlace hacia la tercera generación de redes móviles]*. Artech House, Inc.
- Kothari, D., y Dhillon, J. (2007). *Power System Optimization [Optimización del sistema de potencia]*. Prentice Hall of India.
- Landázuri, C. (2016). *Diseño e implementación de un sistema piloto para la automatización de alimentadores de la red de distribución de la empresa eléctrica regional Centro Sur C.A.* (Tesis de maestría). Universidad de Cuenca – Ecuador,
- Machowski, J., Bialek, J., y Bumby, J. (2008). *Power System Dynamics: Stability and control [Dinámica del sistema de potencia: Estabilidad y control]*. John Wiley & Sons.
- Megavattios. (2019). *Las fallas en la red de distribución y sus implicancias legales: la figura jurídica del estrago*. <https://megavattios.com.ar/las-fallas-en-la-red-de-distribucion-y-sus-implicancias-legales-la-figura-juridica-del-estrago>
- Momoh, J. (2005). *Electric Power Distribution, Automation, Protection and Control [Energía Eléctrica Distribución, Automatización, Protección y Control]*. CRC Press.
- Northcote-Green, J., y Wilson, R. (2007). *Control and Automation of Electric Power Distribution Systems [Control y Automatización de Sistemas de Distribución Eléctricos]*. CRC Press.
- Osinermin. (2011). *Calidad de suministro en el Perú-Caso Electronorte*. <http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/II%20FORO%20REGIONAL%20DE%20ELECTRICIDAD%20CHICLAYO%202011%20LAMBAYEQUE/4%20Calidad%20de%20Suministro%20Electrico%20en%20el%20Peru-%20Resultados%20caso%20de%20Electronorte.pdf>
- Schneider Electric (2007). *Automation Solution Guide [Guía de Solución para Automatización]*. Schneider Electric.
- Short, T. (2004). *Electric Power Distribution [Distribución de Energía Eléctrica]*. CRC Press.

- Strauss, C. (2003). *Practical Electrical Network Automation and Communication Systems [Sistemas Prácticos de Automatización de Redes Eléctricas y Comunicaciones]*. Newnes.
- The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. (1993). *IEEE Recommended Practice for Master/Remote Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Communications [Practica recomendada por la IEEE para comunicaciones Maestras/Remotas de Supervisión Control y Adquisición de Datos (SCADA)]*. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- Thomas, M., y McDonald, J. (2015). *Power System SCADA and Smart Grids [Sistemas SCADA de potencia y redes inteligentes]*. CRC Press.

ANEXOS

ANEXO 1: Hoja técnica del Software SCADA SURVALENT

The graphic is a technical sheet for SurvalentONE ADMS. It features a dark grey header with the 'Survalent.' logo. Below this is a teal section with the title 'SurvalentONE ADMS'. To the right of this title is a grey box containing three paragraphs of text. Below the teal section is a white section with a teal header 'SurvalentONE ADMS' and a table with three columns: SCADA, OMS, and DMS. Each column has a grey header and an orange footer. The footer for SCADA is 'Monitor & Control', for OMS is 'Track & Restore', and for DMS is 'Analyze & Optimize'. The entire graphic is framed by a black border and has orange horizontal bars at the top and bottom.

Survalent.

SurvalentONE ADMS

The SurvalentONE ADMS platform is a fully integrated SCADA, OMS, and DMS solution that allows you to effectively operate, monitor, analyze, restore, and optimize critical network operations. By integrating data from across your network, the solution delivers real-time operational intelligence and control which empowers users to proactively respond and take corrective action when necessary.

It provides a common user interface for all roles for ease of operations, a shared as-operated network model and real-time database for increased performance, and a single hardware platform to simplify IT & OT maintenance and security. Easy to deploy, manage, scale and use, the SurvalentONE platform provides a low total cost of ownership.

Utilities from around the globe have benefited from greater operational efficiencies, enhanced customer satisfaction through reduced outages, and improved network reliability.

| SurvalentONE ADMS | | |
|-------------------|-----------------|--------------------|
| SCADA | OMS | DMS |
| Monitor & Control | Track & Restore | Analyze & Optimize |

**With SurvalentONE SCADA,
you can significantly
improve network
reliability, increase
utilization, and cut costs.**

Operating an electric, gas, water, or transit utility requires a high degree of analysis, planning, oversight, and coordination that is difficult to achieve without the support of a modern, centralized Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) system.

SurvalentONE SCADA provides a real-time overview of an entire utility network, as well as detailed insight into the current and historical state of individual field devices. As your network grows and evolves, SurvalentONE SCADA can grow with it, providing a solid foundation for Survalent's extensive suite of ADMS applications.

SurvalentONE SCADA is interoperable with devices from all manufacturers, supports a large suite of industry standard protocols, and supports up to quad redundancy which virtually eliminates downtime risk.

Improve Network Reliability

SurvalentONE SCADA offers unparalleled visibility into your distribution network, dramatically expanding your awareness of daily operations. Collecting and analyzing network data with SurvalentONE SCADA enables you to detect problems before they occur and make the necessary adjustments to prevent an outage.

When an outage does occur, SurvalentONE SCADA's advanced data collection capabilities help field crews identify the exact location without having to wait for customers to call in. As well, by isolating outages and rerouting power to unaffected sections, operators can control telemetered devices remotely, restoring power far more quickly and eliminating the need for costly truck rolls.

Streamline Operations

SurvalentONE SCADA automates routine network administration, maintenance, and recovery tasks which allows you to improve productivity within the control room and in the field. Instead of regularly dispatching field crews to diagnose problems and adjust equipment in the field, you can achieve the same result more quickly and economically by training operators who can address these issues remotely from the control room.

The solution allows your field crews to spend less time running between substations performing routine tasks and more time focusing on high-value network improvements.

ANEXO 2: Hoja técnica del módem GPRS Microhard IPn4Gii

IPn4Gii / IPn3Gii

1.0 Overview

The IPn4Gii & IPn3Gii products are high-performance Cellular Dual Ethernet/Serial/USB Gateways, equipped with dual RJ45 Ethernet Ports, dual SIM capability, 8x Programmable Analog I/O, Optional Standalone GPS, and up to three serial communication ports. One each of RS232, RS485 and a RS232 Console port, which can be used as an additional data port.

The IPnXGii utilizes the cellular infrastructure to provide network access to wired devices anywhere cellular coverage is supported by a cellular carrier. The IPn3Gii supports up to 21Mbps downloads, when connected to a HSPA+ enabled carrier, or global fallback to 3G/Edge networks for areas without HSPA+. The IPn4Gii supports 4G/LTE connections with blazing fast speeds.

Providing reliable Cellular Ethernet bridge functionality as well gateway service for most equipment types which employ an RS232, RS422, or RS485 interface, the IPnXGii can be used in a limitless types of applications such as:

- High-speed backbone
- IP video surveillance
- Voice over IP (VoIP)
- Facilitating internetwork wireless communications
- Legacy network/device migration
- SCADA (PLC's, Modbus, Hart)

1.1 Performance Features

Key performance features of the IPnXGii include:

- Fast, reliable connection speeds to 4G, 3G, LTE, and HSPA Networks (varies by model)
- 8x Programmable Analog/Digital Inputs OR up to 8 Digital Outputs
- DMZ and Port Forwarding
- Dual 10/100 Ethernet Ports (WAN/LAN)
- Standalone GPS (TCP Server/UDP/SMTP Reporting)
- User interface via local console, telnet, web browser
- Compatibility with virtually all PLCs, RTUs, and serial devices through either RS232, RS422, or RS485 interfaces.
- Local & remote wireless firmware upgradable
- User configurable Firewall with IP/MAC ACL
- IP/Sec secure VPN and GRE Tunneling
- Industrial Temperature Rating (-40°C to +85°C)

© Microhard Systems Inc.10

1.0 Overview

1.2 Specifications

IPn3Gii

- IPn3Gii Supported Bands:** UMTS/HSPA FDD Bands [MHz] - Six band
 Band I (2100MHz), Band II (1900MHz), Band IV (1700MHz), Band V (850MHz), Band VI (800MHz), Band VIII (900Hz)
 3GPP Release 7
 5.76 Mb/s uplink, 21.1 Mb/s downlink
 or 5.76 Mb/s uplink, 7.2 Mb/s downlink
- IPn3Gii Data Features:** HSDPA cat 14, up to 21.1 Mb/s DL
 GPRS multi-slot class 125, coding scheme CS1-CS4, up to 85.6 kb/s DL/UL
 EDGE multi-slot class 125, coding scheme MCS1-MCS9, up to 236.8 kb/s DL/UL
 CSD GSM max 9.6 kb/s
 UMTS max 64 kb/s
- IPn3Gii TX Power:** WCDMA/HSDPA/HSUPA Power Class
 · Power Class 3 (24 dBm) for WCDMA/HSDPA/HSUPA mode
 GSM/GPRS Power Class
 · Power Class 4 (33 dBm) for GSM/E-GSM bands
 · Power Class 1 (30 dBm) for DCS/PCS bands
 EDGE Power Class
 · Power Class E2 (27 dBm) for GSM/E-GSM bands
 · Power Class E2 (26 dBm) for DCS/PCS bands

IPn4Gii

- IPn4Gii Supported Bands:** LTE FDD (Bands 1-5,7,8,13,17,18,19,20)
 UMTS | DC-HSPA+ (Bands 1,2,4,5,8)
 GSM | GPRS | EDGE (Bands 2,3,5,8)
 3GPP Protocol Stack Release 9
- IPn4Gii Data Features:** LTE: DL 100 Mbps, UL 50 Mbps
 HSPA+: DL 42 Mbps, UL 5.7 Mbps
 HSPA+: DL 21 Mbps, UL 5.7 Mbps
 WCDMA: DL/UL 384 kbps
 EDGE Class 33: DL/UL 236.8 kbps
 GPRS Class 33: DL/UL 85.6kbps

General

- Serial Interface:** RS232, RS485, RS422
Serial Baud Rate: 300bps to 921kbps
USB: USB 2.0
 USB Console Port
 USB to Serial Data Routing
 USB to Ethernet Data Routing (NDIS)
 USB OTG (Host)

Current Consumption:
 (@12VDC)

| Model | AVG Serial Data | AVG Ethernet Data | TX Max. Peak |
|---------|-----------------|-------------------|--------------|
| IPn3Gii | 130mA | 140mA | 215mA |
| IPn4Gii | 130mA | 145mA | 250mA |

1.0 Overview

General Specifications (Continued)

| | |
|-----------------------------|---|
| Ethernet: | 2 x 10/100 BaseT, Auto - MDI/X, IEEE 802.3 |
| I/O: | 8x Programmable Analog/Digital Inputs or up to 8x Digital Outputs 60mA current sink on open drain |
| SIM Card: | Dual: 1.8 / 3.0V |
| PPP Characteristics: | Dial on Demand/Idle Time |
| Network Protocols: | TCP, UDP, TCP/IP, TFTP, ARP, ICMP, DHCP, HTTP, HTTPS*, SSH*, SNMP, FTP, DNS, Serial over IP, QoS |
| Management: | Local Serial Console, Telnet, WebUI, SNMP, FTP & Wireless Upgrade, RADIUS authentication, IPsec VLAN |
| Diagnostics: | Temperature, RSSI, remote diagnostics |
| Input Voltage: | 7-30 VDC |
| Power over Ethernet: | Passive PoE on Ethernet Port (WAN) |
| GPS: | Sensitivity: - Autonomous acquisition: -145 dBm - Tracking Sensitivity: -158 dBm (50% valid fixes) Position Accuracy: - Tracking L1, CA code - 12 Channels - Max. update rate 1 Hz Error calculated location less than 11.6 meters 67% of the time, and less than 24.2 meters 95% of the time. |

Environmental

| | |
|-------------------------------|-----------------------------|
| Operation Temperature: | -40°F(-40°C) to 185°F(85°C) |
| Humidity: | 5% to 95% non-condensing |

Mechanical

| | |
|--------------------|--|
| Dimensions: | 2.21" (56mm) X 3.85" (97mm) X 1.46" (37mm) |
| Weight: | Approx. 245 grams |

| | |
|--------------------|--|
| Connectors: | Antenna(s): CELL, DIV, GPS: SMA Female ANT3: RP-SMA Female |
| Data, etc: | Data: DE-9 Female (Front RS232) Ethernet : 2x RJ-45 |

GPS Antenna Requirements:

- Frequency Range: 1575.42 MHz (GPS L1 Band)
- Bandwidth: +/- 2 MHz
- Total NF < 2.5dB
- Impedance 50ohm
- Amplification (Gain applied to RF connector): 19dB to 23dB
- Supply voltage 1.5V to 3.05V
- Current consumption - Typical 20mA (100mA max)
- Cellular Power Antenna Rejection + Isolation:
 - 824 - 915 MHz > 10dB
 - 1710 - 1785 MHz > 19dB
 - 1850 - 1980 MHz > 23dB

ANEXO 3: Secuencia de comando para la simulación de señales

INICIO:

DELAY 1000ms

!Frecuencias aleatorias

\$P=random (59.95,60.0) !Frecuencias

!Factores de potencia aleatorias

\$Q=random (0.85,0.98) !Factores de potencia

!Corrientes aleatorias

\$A=random (85,120) !Corrientes Fase R

\$F=random (85,120) !Corrientes Fase S

\$G=random (85,120) !Corrientes Fase T

!Corrientes Fase N sera 0

!Tensiones y potencias aleatorias 10KV

\$B=random (9.6,10.2) !Tensiones Fase Vrs

\$H=random (9.5,10.2) !Tensiones Fase Vst

\$I=random (9.4,10.2) !Tensiones Fase Vtr

\$R=\$A*\$B/1000 !Potencia Activa

\$S=\$F*\$H*0.4/1000 !Potencia Reactiva

!Tensiones y potencias aleatorias 13.2KV

\$C=random (12.7,13.3) !Tensiones Fase Vrs

\$J=random (12.6,13.3) !Tensiones Fase Vst

\$K=random (12.5,13.3) !Tensiones Fase Vtr

\$T=\$A*\$C/1000 !Potencia Activa

\$U=\$F*\$J*0.4/1000 !Potencia Reactiva

!Tensiones y potencias aleatorias 13.8KV

\$D=random (13.4,14.0) !Tensiones Fase Vrs

\$L=random (13.3,14.0) !Tensiones Fase Vst

\$M=random (13.2,14.0) !Tensiones Fase Vtr

\$V=\$A*\$D/1000 !Potencia Activa

\$W=\$F*\$L*0.4/1000 !Potencia Reactiva

!Tensiones y potencias aleatorias 22.9KV

\$E=random (22.5,23.0) !Tensiones Fase Vrs

\$N=random (22.4,23.0) !Tensiones Fase Vst

\$O=random (22.3,23.0) !Tensiones Fase Vtr

\$Y=\$A*\$E/1000 !Potencia Activa

\$Z=\$F*\$N*0.4/1000 !Potencia Reactiva

```
if("Pseudopuntos,Simu_Falla_I341786".EQ.0)
```

```
"I341786,Ir"=$A  
"I341786,Is"=$F  
"I341786,It"=$G  
"I341786,Vo"=$M  
"I341786,Vrs"=$D  
"I341786,Vst"=$L  
"I341786,Vtr"=$M  
"I341786,HZ"=$P  
"I341786,FP"=$Q  
"I341786,3kW"=$V  
"I341786,3kVar"=$W  
"I341786,Interruptor"=1  
"Pseudopuntos,I341786_R_C_01"=0  
"Pseudopuntos,I341786_R_C_02"=0  
"Pseudopuntos,I341786_R_C_03"=0  
"Pseudopuntos,I341786_R_C_04"=0  
"Pseudopuntos,I341786_R_B"=0
```

```
else
```

```
delay 1000ms
```

```
"I341786,Ir"=0  
"I341786,Is"=0  
"I341786,It"=0  
"I341786,Vo"=0  
"I341786,Vrs"=0  
"I341786,Vst"=0  
"I341786,Vtr"=0  
"I341786,HZ"=0  
"I341786,FP"=0  
"I341786,3kW"=0  
"I341786,3kVar"=0  
"I341786,Interruptor"=0
```

```
delay 3000ms
```

```
"Pseudopuntos,I341786_R_C_01"=1
```

```
delay 3000ms
```

```
"Pseudopuntos,I341786_R_C_02"=1
```

```
delay 3000ms
```

"Pseudopuntos,I341786_R_C_03 "=1

delay 3000ms

"Pseudopuntos,I341786_R_C_04 "=1

delay 3000ms

"Pseudopuntos,I341786_R_B "=1

delay 1000ms

endif

"I341777,Ir"=\$A

"I341777,Is"=\$F

"I341777,It"=\$G

"I341777,Vo"=\$M

"I341777,Vrs"=\$D

"I341777,Vst"=\$L

"I341777,Vtr"=\$M

"I341777,HZ"=\$P

"I341777,FP"=\$Q

"I341777,3kW"=\$V

"I341777,3kVar"=\$W

"I341783,Ir"=\$A

"I341783,Is"=\$F

"I341783,It"=\$G

"I341783,Vo"=\$M

"I341783,Vrs"=\$D

"I341783,Vst"=\$L

"I341783,Vtr"=\$M

"I341783,HZ"=\$P

"I341783,FP"=\$Q

"I341783,3kW"=\$V

"I341783,3kVar"=\$W

"I341785,Ir"=\$A

"I341785,Is"=\$F

"I341785,It"=\$G

"I341785,Vo"=\$M

"I341785,Vrs"=\$D

"I341785,Vst"=\$L

"I341785,Vtr"=\$M

"I341785,HZ"=\$P

"I341785,FP"=\$Q
"I341785,3kW"=\$V
"I341785,3kVar"=\$W

"I341733,Ir"=\$A
"I341733,Is"=\$F
"I341733,It"=\$G
"I341733,Vo"=\$M
"I341733,Vrs"=\$D
"I341733,Vst"=\$L
"I341733,Vtr"=\$M
"I341733,HZ"=\$P
"I341733,FP"=\$Q
"I341733,3kW"=\$V
"I341733,3kVar"=\$W

"I361646,Ir"=\$A
"I361646,Is"=\$F
"I361646,It"=\$G
"I361646,Vo"=\$M
"I361646,Vrs"=\$D
"I361646,Vst"=\$L
"I361646,Vtr"=\$M
"I361646,HZ"=\$P
"I361646,FP"=\$Q
"I361646,3kW"=\$V
"I361646,3kVar"=\$W

"I361645,Ir"=\$A
"I361645,Is"=\$F
"I361645,It"=\$G
"I361645,Vo"=\$M
"I361645,Vrs"=\$D
"I361645,Vst"=\$L
"I361645,Vtr"=\$M
"I361645,HZ"=\$P
"I361645,FP"=\$Q
"I361645,3kW"=\$V
"I361645,3kVar"=\$W

"I361047,Ir"=\$A
"I361047,Is"=\$F
"I361047,It"=\$G
"I361047,Vo"=\$M
"I361047,Vrs"=\$D
"I361047,Vst"=\$L
"I361047,Vtr"=\$M

"I361047,HZ"=\$P
"I361047,FP"=\$Q
"I361047,3kW"=\$V
"I361047,3kVar"=\$W

"I361048,Ir"=\$A
"I361048,Is"=\$F
"I361048,It"=\$G
"I361048,Vo"=\$M
"I361048,Vrs"=\$D
"I361048,Vst"=\$L
"I361048,Vtr"=\$M
"I361048,HZ"=\$P
"I361048,FP"=\$Q
"I361048,3kW"=\$V
"I361048,3kVar"=\$W

"I361650,Ir"=\$A
"I361650,Is"=\$F
"I361650,It"=\$G
"I361650,Vo"=\$M
"I361650,Vrs"=\$D
"I361650,Vst"=\$L
"I361650,Vtr"=\$M
"I361650,HZ"=\$P
"I361650,FP"=\$Q
"I361650,3kW"=\$V
"I361650,3kVar"=\$W

"I361050,Ir"=\$A
"I361050,Is"=\$F
"I361050,It"=\$G
"I361050,Vo"=\$M
"I361050,Vrs"=\$D
"I361050,Vst"=\$L
"I361050,Vtr"=\$M
"I361050,HZ"=\$P
"I361050,FP"=\$Q
"I361050,3kW"=\$V
"I361050,3kVar"=\$W

"I371037,Ir"=\$A
"I371037,Is"=\$F
"I371037,It"=\$G
"I371037,Vo"=\$O
"I371037,Vrs"=\$E
"I371037,Vst"=\$N

"I371037,Vtr"=\$O
"I371037,HZ"=\$P
"I371037,FP"=\$Q
"I371037,3kW"=\$Y
"I371037,3kVar"=\$Z

"I301815,Ir"=\$A
"I301815,Is"=\$F
"I301815,It"=\$G
"I301815,Vo"=\$O
"I301815,Vrs"=\$E
"I301815,Vst"=\$N
"I301815,Vtr"=\$O
"I301815,HZ"=\$P
"I301815,FP"=\$Q
"I301815,3kW"=\$Y
"I301815,3kVar"=\$Z

"I303036,Ir"=\$A
"I303036,Is"=\$F
"I303036,It"=\$G
"I303036,Vo"=\$O
"I303036,Vrs"=\$E
"I303036,Vst"=\$N
"I303036,Vtr"=\$O
"I303036,HZ"=\$P
"I303036,FP"=\$Q
"I303036,3kW"=\$Y
"I303036,3kVar"=\$Z

"I342338,Ir"=\$A
"I342338,Is"=\$F
"I342338,It"=\$G
"I342338,Vo"=\$O
"I342338,Vrs"=\$E
"I342338,Vst"=\$N
"I342338,Vtr"=\$O
"I342338,HZ"=\$P
"I342338,FP"=\$Q
"I342338,3kW"=\$Y
"I342338,3kVar"=\$Z

"I342339,Ir"=\$A
"I342339,Is"=\$F
"I342339,It"=\$G
"I342339,Vo"=\$O
"I342339,Vrs"=\$E

"I342339,Vst"=\$N
"I342339,Vtr"=\$O
"I342339,HZ"=\$P
"I342339,FP"=\$Q
"I342339,3kW"=\$Y
"I342339,3kVar"=\$Z

"I328865,Ir"=\$A
"I328865,Is"=\$F
"I328865,It"=\$G
"I328865,Vo"=\$O
"I328865,Vrs"=\$E
"I328865,Vst"=\$N
"I328865,Vtr"=\$O
"I328865,HZ"=\$P
"I328865,FP"=\$Q
"I328865,3kW"=\$Y
"I328865,3kVar"=\$Z

"I328894,Ir"=\$A
"I328894,Is"=\$F
"I328894,It"=\$G
"I328894,Vo"=\$O
"I328894,Vrs"=\$E
"I328894,Vst"=\$N
"I328894,Vtr"=\$O
"I328894,HZ"=\$P
"I328894,FP"=\$Q
"I328894,3kW"=\$Y
"I328894,3kVar"=\$Z

"I301645,Ir"=\$A
"I301645,Is"=\$F
"I301645,It"=\$G
"I301645,Vo"=\$K
"I301645,Vrs"=\$C
"I301645,Vst"=\$J
"I301645,Vtr"=\$K
"I301645,HZ"=\$P
"I301645,FP"=\$Q
"I301645,3kW"=\$T
"I301645,3kVar"=\$U

"I301646,Ir"=\$A
"I301646,Is"=\$F
"I301646,It"=\$G
"I301646,Vo"=\$K

"I301646,Vrs"=\$C
"I301646,Vst"=\$J
"I301646,Vtr"=\$K
"I301646,HZ"=\$P
"I301646,FP"=\$Q
"I301646,3kW"=\$T
"I301646,3kVar"=\$U

"I301651,Ir"=\$A
"I301651,Is"=\$F
"I301651,It"=\$G
"I301651,Vo"=\$K
"I301651,Vrs"=\$C
"I301651,Vst"=\$J
"I301651,Vtr"=\$K
"I301651,HZ"=\$P
"I301651,FP"=\$Q
"I301651,3kW"=\$T
"I301651,3kVar"=\$U

"I301650,Ir"=\$A
"I301650,Is"=\$F
"I301650,It"=\$G
"I301650,Vo"=\$K
"I301650,Vrs"=\$C
"I301650,Vst"=\$J
"I301650,Vtr"=\$K
"I301650,HZ"=\$P
"I301650,FP"=\$Q
"I301650,3kW"=\$T
"I301650,3kVar"=\$U

"I371530,Ir"=\$A
"I371530,Is"=\$F
"I371530,It"=\$G
"I371530,Vo"=\$I
"I371530,Vrs"=\$B
"I371530,Vst"=\$H
"I371530,Vtr"=\$I
"I371530,HZ"=\$P
"I371530,FP"=\$Q
"I371530,3kW"=\$R
"I371530,3kVar"=\$S

"I341790,Ir"=\$A
"I341790,Is"=\$F
"I341790,It"=\$G

"I341790,Vo"=\$I
"I341790,Vrs"=\$B
"I341790,Vst"=\$H
"I341790,Vtr"=\$I
"I341790,HZ"=\$P
"I341790,FP"=\$Q
"I341790,3kW"=\$R
"I341790,3kVar"=\$S

"I370924,Ir"=\$A
"I370924,Is"=\$F
"I370924,It"=\$G
"I370924,Vo"=\$I
"I370924,Vrs"=\$B
"I370924,Vst"=\$H
"I370924,Vtr"=\$I
"I370924,HZ"=\$P
"I370924,FP"=\$Q
"I370924,3kW"=\$R
"I370924,3kVar"=\$S

"Pseudopuntos,SUM_P"=3*\$R+4*\$T+11*\$V+7*\$Y !Potencia Activa
"Pseudopuntos,SUM_Q"=3*\$S+4*\$U+11*\$W+7*\$Z !Potencia Reactiva

DELAY 1000ms

ONGOTO INICIO

ANEXO 4: Cuadro de reconectores configurados

| N° | SET | AMT | ID | MARCA | MODELO | TIPO | TENSION | UTMT_X | UTMT_Y |
|----|-------------------|--------|---------|------------|-----------|----------|---------|------------|-------------|
| 1 | CHIMBOTE_1_REP | CHU071 | I341786 | ENTEC | EVRC2A | Serial | 13.8 KV | 768542.716 | 9003533.123 |
| 2 | CHIMBOTE_NORTE | CHN021 | I341777 | ENTEC | EVRC2A | Serial | 13.8 KV | 766731.244 | 8998515.842 |
| 3 | CHIMBOTE_SUR | CHS031 | I341783 | ENTEC | EVRC2A | Serial | 13.8 KV | 773293.712 | 8991947.997 |
| 4 | CHIMBOTE_SUR | CHS032 | I341785 | ENTEC | EVRC2A | Serial | 13.8 KV | 774188.155 | 8988946.065 |
| 5 | NEPEÑA | NEP041 | I341733 | ENTEC | EVRC2A | Serial | 13.8 KV | 775689.214 | 8974927.761 |
| 6 | CASMA | CAS062 | I341790 | ENTEC | EVRC2A | Serial | 10 KV | 793177.56 | 8953082.885 |
| 7 | CAJAMARCA | CAJ003 | I370924 | ENTEC | EVRC2A | Serial | 10 KV | 778098.68 | 9210032.523 |
| 8 | CAJAMARCA_NORTE | CNH001 | I371037 | ENTEC | EVRC2A | Serial | 22.9 KV | 764672.503 | 9219296.917 |
| 9 | SANTIAGO_DE_CHUCO | PAL002 | I301815 | ENTEC | EVRC2A | Serial | 22.9 KV | 824016.082 | 9100219.16 |
| 10 | FLORIDA | FLO002 | I301645 | ENTEC | EVRC2A | Serial | 13.2 KV | 770792.305 | 9115501.457 |
| 11 | FLORIDA | FLO001 | I301646 | ENTEC | EVRC2A | Serial | 13.2 KV | 770808.159 | 9115478.015 |
| 12 | OTUZCO | OTZ002 | I301651 | ENTEC | EVRC2A | Serial | 13.2 KV | 769037.365 | 9124727.974 |
| 13 | OTUZCO | OTZ001 | I301650 | ENTEC | EVRC2A | Serial | 13.2 KV | 769032.435 | 9124738.726 |
| 14 | CAJAMARCA | NAM001 | I371530 | ENTEC | EVRC2A | Serial | 10 KV | 785564.046 | 9199643.179 |
| 15 | HUAMACHUCO | HUM003 | I303036 | ENTEC | EVRC2A-NT | Ethernet | 22.9 KV | 826722.177 | 9134394.056 |
| 16 | CASMA | CAS063 | I342338 | ENTEC | EVRC2A-NT | Ethernet | 22.9 KV | 799630.823 | 8950402.286 |
| 17 | CASMA | CAS063 | I342339 | ENTEC | EVRC2A-NT | Ethernet | 22.9 KV | 803492.95 | 8953376.223 |
| 18 | CHILETE | CHL002 | I328865 | ENTEC | EVRC2A-NT | Ethernet | 22.9 KV | 740869.158 | 9171831.812 |
| 19 | CHILETE | CHL002 | I328894 | ENTEC | EVRC2A-NT | Ethernet | 22.9 KV | 742712.1 | 9182483.726 |
| 20 | CARHUAZ | CRH272 | I361646 | NOJA POWER | CMS | Serial | 13.8 KV | 874603.641 | 8961751.232 |
| 21 | CARHUAZ | CRH272 | I361645 | NOJA POWER | CMS | Serial | 13.8 KV | 874606.871 | 8961789.301 |
| 22 | HUARAZ | HRZ283 | I361047 | ABB | PCD2000 | Serial | 13.8 KV | 879780.642 | 8951088.789 |
| 23 | HUARAZ | HRZ284 | I361048 | ABB | PCD2000 | Serial | 13.8 KV | 883051.854 | 8945142.504 |
| 24 | CARHUAZ | CRH272 | I361650 | ABB | PCD2000 | Serial | 13.8 KV | 873071.159 | 8967413.314 |
| 25 | CARAZ | CRZ262 | I361050 | ABB | PCD2000 | Serial | 13.8 KV | 857915.024 | 8987389.797 |